

Schlussbericht PV P+D, DIS 32'990 / 72'908, Juni 2002

27 kWp Photovoltaik Anlage Kantonschule Zürich-Stadelhofen

ausgearbeitet durch:
Luzi Clavadetscher, Thomas Nordmann
TNC Consulting AG
Seestrasse 141, 8703 Erlenbach



Inhaltsverzeichnis

Abstract	4
Zusammenfassung	5
Die Projektziele	5
Durchgeführte Arbeiten	5
Beschreibung der Anlage	6
Solarzellen in der Überkopfverglasung	6
Brise Soleil	6
Unsichtbare Verdrahtung	7
Technische Daten	9
Wechselrichter	10
Energieertrag	11
Messeinrichtung	11
Finanzierung	11
Projektverlauf	12
Wesentliche Ereignisse	12
Durchgeführte Arbeiten	13
Leistungsmessungen beim TÜV Rheinland und beim ESTI, Ispra	13
Installierte Leistung	13
Energieertrag	13
Betrieb der Anlage	13
Betrieb Messeinrichtung	13
Datenauswertung	13
Resultate	14
Ertrag Gesamtanlage	14
Eingespeiste Energie	14
Prognose und tatsächlicher Ertrag	14
Strahlungsangebot	14
Erträge der einzelnen Anlageteile	15
Normalisierte Jahresauswertungen	15
Detaillierte Auswertungen	18
Verwendete Symbole und Einheiten	20
Gesamtbeurteilung	20
Referenzen / Publikationen	21

27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen-Plant Monitoring

Abstract

When the gymnasium hall of the high school Stadelhofen in the city of Zurich was renovated and rebuilt, a PV installation was integrated into the roof and the facade. The project was one of the winners of the Swiss solar prize in 1999, for the best integrated architectural design and the use of PV modules as multifunctional elements. The solar cells are integrated into the specially manufactured double glazed highly insulated roof windows. These roof modules have a nominal capacity of 13.7 kWp. On the south/west facade of the building special laminated solar modules with a total capacity of 12.8 kWp serve as a louvred shading device for the building.

Measurements of the electric output power of randomly selected single modules in independent laboratories have shown a difference between the nominal contracted and the delivered power of the modules. The delivered power is 23.5 kWp, that is 11.3% less than designed. The module price had to be adjusted and the expected annual yield had to be reduced from 18'500 kWh to 16'360 kWh.

The installation started operation in July 1999. In 2001 the plant monitoring was completed. In this period the installation produced on average 15'800 kWh/a, or 670 kWh/kWp/a, based on the adjusted (measured) nominal power of the modules. The cell temperatures showed high values in summer of up to 85 °C and a yearly weighted average temperature of 50 °C. This is considerably more than in a well ventilated installation, causing an additional loss of about 7 % of the yield. Despite of this, the installation operated very well. There was one interruption of 12 days in 2000, when the plant stopped after a grid fault and no trained operator was there. A partial disconnection was also recorded in 2001.

The self-cleaning capability of the little sloped roof was of some concern, as the dirt is not washed away by the rain. This effect was not observed up to now.

This annual report focuses on the evaluation of the monitored data from August 1999 to December 2001.

This project was financed by the state of Zurich, the Swiss Federal Office of Energy and the special electricity saving fund by the city of Zurich (EWZ). The monitoring campaign is fully financed by the Swiss Federal Office of Energy.

27 kWp Photovoltaik Anlage Kantonsschule Zürich-Stadelhofen

Zusammenfassung

Bei der Sanierung und Erweiterung des Turnhallentraktes der Kantonsschule Stadelhofen in Zürich wurden mit Solarzellen bestückte Isoliergläser in einen Teil des Daches integriert. Diese Module mit einer Gesamtleistung von 13.7 kWp erfüllen gleichzeitig die Funktionen Solarstromgewinnung, Sonnenschutz, thermische und akustische Isolation, Tagesbelichtung und Witterungsschutz. An der Südwestfassade übernehmen die mit Solarzellen bestückten Lamellen der Brise-Soleil-Anlage (insgesamt 12.8 kWp) eine Beschattungsfunktion.

Für die gelungene architektonische Integration dieser wegweisenden, multifunktionellen Bauelemente wurde die Photovoltaikanlage mit dem Schweizer Solarpreis 1999 ausgezeichnet.

Es ist in der Schweiz die erste grössere Anlage, bei welcher die Solarzellen in dieser Art ins Isolierglas integriert wurden. Die Messkampagne soll, neben den allgemeinen Betriebswerten wie eingespeiste Energie und Verfügbarkeit der Anlage, hauptsächlich Auskunft über das Temperaturverhalten dieser Module unter realen Bedingungen geben. Mit einer Anzeigetafel im Gebäude werden die aktuellen Messwerte der PV-Anlage visualisiert.

Eine Leistungsmessung von einzelnen zufällig ausgewählten Modulen in unabhängigen Prüflaboren hat gezeigt, dass die gemessene Leistung kleiner als die Nennleistung ist. Auf die gesamte Modullieferung hochgerechnet, ergibt sich für die Gesamtanlage eine installierte Leistung von 23.52 kWp, was 11.3 % weniger als der Nennleistung entspricht. Aus diesem Grund reduziert sich auch der erwartete Jahresertrag von rund 18'500 kWh auf 16'360 kWh pro Jahr.

Die Anlage wurde Ende Juli 1999 in Betrieb gesetzt. In den ersten 28 Betriebsmonaten hat sie über 35'000 kWh ins Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich eingespeist. Davon produzierte die PV-Beschattungsanlage 43 %. Die gesamte Anlage produzierte durchschnittlich 15'796 kWh oder 671 kWh/kWp pro Jahr und das bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 97 %. Eine mittlere jährliche Temperatur der Zellen innerhalb des Isolierglases von 50 °C und ein Maximalwert von 85 °C wurde gemessen. Das ist etwa 15 °C höher als üblich bei gut hinterlüfteten Modulen. Der resultierende Minderertrag beträgt etwa 7 %. In der gesamten Betriebsperiode wurden zwei längere Teilunterbrüche registriert. Im folgenden Bericht sind normierte Auswertungen der Messdaten sowie die gemessenen Modul- und Ablufttemperaturen grafisch und numerisch dargestellt.

Bei der Finanzierung der Photovoltaikanlage wurde die Bauherrschaft mit Förderbeiträgen des Bundesamtes für Energie und des Stromsparfonds der Stadt Zürich unterstützt. Die Messkampagne wird durch das Bundesamt für Energie finanziert.

Die Projektziele

Die Messkampagne soll Aufschluss über das Verhalten unter realen Betriebsbedingungen dieser innovativen im Bau integrierten PV-Anlage geben. Insbesondere sollen der Einfluss der erhöhten Zellentemperaturen untersucht werden. Durch die Erfassung der Ablufttemperatur im Korridor kann eine Aussage betreffend der Wirksamkeit der Beschattung des Korridors gemacht werden.

Durchgeführte Arbeiten

- Installation und Inbetriebnahme der Messeinrichtung.
- Herstellung und Installation eines Anzeigetableaus beim Haupteingang.
- Sicherstellung eines optimalen Betriebs der Anlage.
- Kontinuierliche Messung.
- Datenauswertungen bezüglich Ertrag, Einfluss Temperaturen, Abschattungseffekte.

Beschreibung der Anlage

Bei der Sanierung und Erweiterung des Turnhallentraktes der Kantonsschule Stadelhofen in Zürich wurden mit Solarzellen bestückte Isoliergläser in einen Teil des Daches integriert. Diese beschatten den darunterliegenden Raum und ersetzen so eine Storenanlage. Auch an der Südwestfassade übernehmen die mit Solarzellen bestückten Lamellen der Brise-Soleil-Anlage eine Beschattungsfunktion. Für die gelungene architektonische Integration dieser wegweisenden, multifunktionellen Bauelemente wurde die Photovoltaikanlage mit dem Schweizer Solarpreis 1999 ausgezeichnet. Es ist in der Schweiz die erste grössere Anlage, bei welcher die Solarzellen in dieser Art ins Isolierglas integriert wurden.

Solarzellen in der Überkopfverglasung

In die Verglasung des SO- und SW-Daches wurden insgesamt 64 Isoliergläser mit integrierten Solarzellen eingesetzt. Diese Module erfüllen gleichzeitig die Funktionen Solarstromgewinnung, Sonnenschutz, thermische und akustische Isolation, Tagesbelichtung und Witterungsschutz.

Der erzielte Wärmedurchgangskoeffizient der PV-Isolierglasmodule liegt bei $1.3 \text{ W/m}^2\text{K}$, die Schalldämmung bei mindestens 35 dB. In den Giessharzverbund der Glas-Glas-Module wurden monokristalline Solarzellen mit einer Nennleistung von 1.5 Watt pro Zelle eingebettet. Zwischen den Zellen besteht ein Abstand von 13 mm, so dass 30% der Modulfläche transparent ist. Durch diese Transparenz und den Schlagschatten wird die Photovoltaik im Raum spürbar. Da die Solarzellen den Raum beschatten, entfällt der sonst notwendige Einbau einer Sonnenschutzanlage.



Bild 1 und 2, Innenansichten der mit dem Schweizer Solarpreis 1999 ausgezeichneten PV-Dachanlage Südwest (links) sowie der PV-Dachanlage Südost.

Brise Soleil

Die fixen, um 30° geneigten PV-Lamellen sind in zweimal vier Reihen an der Südwestfassade angebracht. Die 224 Lamellen sind so angeordnet, dass der Zuschauerkorridor im ersten und das Foyer im zweiten Stock während den Sommermonaten grossflächig beschattet und eine hohe Erwärmung der Innentemperatur durch starke Sonneneinstrahlung verhindert wird. In den Wintermonaten kann die Sonne zwischen den einzelnen Lamellenreihen direkt auf die Fassade scheinen und dadurch die Innenräume zusätzlich aufheizen. Da sich die PV-Module im Sommer bei der hochstehenden Mittagssonne gegenseitig beschatten, wurden bei den betroffenen Module jeweils die hintersten Zellen mit elektrisch nicht aktiven Blindzellen ausgerüstet. Es handelt sich dabei um mechanisch intakte Solarzellen, die jedoch elektrisch von minderer Qualität sind und dadurch vom Modulhersteller auch preiswert eingekauft werden konnten. Aus architektonischen Gründen wurde der sonst übliche Siebdruck nicht verwendet. Der direkt an die Fassade angrenzende Sportplatz erfordert für die Lamellen eine erhöhte Bruchsicherheit. Um diesen Anforderungen zu genügen, wurden die Solarzellen in Giessharz zwischen zwei 6 mm starke

teilvergesspannte Scheiben eingebettet. Der Abstand der Solarzellen sowie der Zellentyp entspricht denen der PV-Isoliergläser.

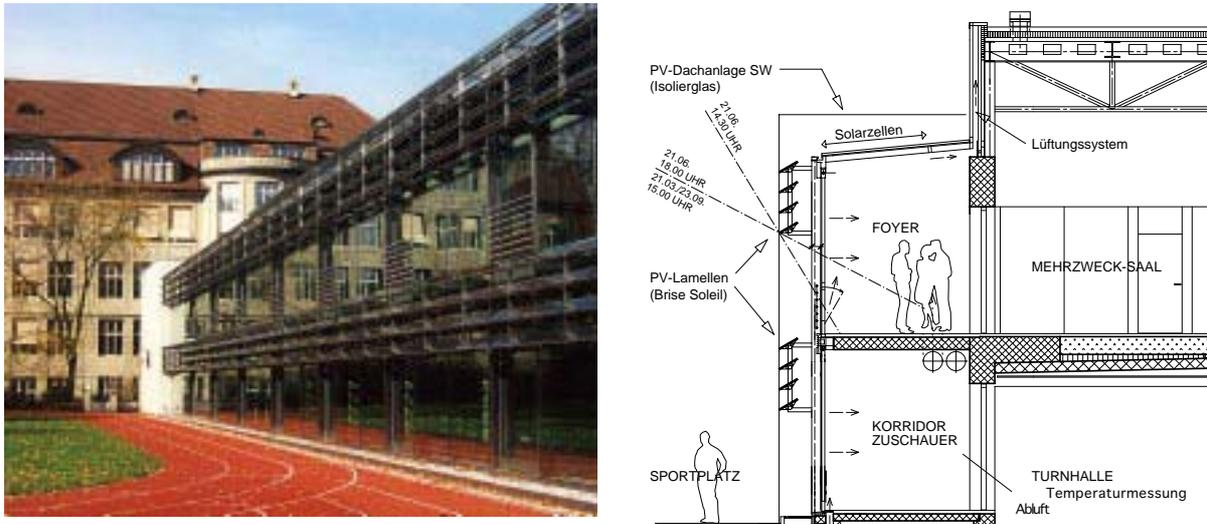


Bild 3 und 4, Aussenansicht des Turnhallentraktes Kantonsschule Stadelhofen mit der PV-Beschattungsanlage (Brise Soleil). Im Hintergrund ist das Hauptgebäude der Kantonsschule Hohe Promenade sichtbar. Der Schnitt durch die SW-Fassade zeigt die Anordnung der PV-Lamellen und der PV-Isolierverglasung.

Unsichtbare Verdrahtung

Die für den elektrischen Schutz der Solarzellen benötigten Freilaufdioden sind in den Randverbund der PV-Isolierglasmodule integriert, so dass keine externen, von aussen sichtbaren Anschlussboxen benötigt wurden. Die Anschlusskabel der Module wurden mit vorkonfektionierten Steckern geliefert, welche bei der Montage eine schnelle und speditive Verkabelung der Module untereinander ermöglichte. Die gesamte elektrische Verkabelung ist in die Pfosten/Riegelkonstruktion integriert. Bei der Brise-Soleil Anlage sind die Glas/Glas-Laminats mit einer Anschlussdose ausgerüstet, an welcher die Solarkabel mit Steckern angeschlossen werden. Auch bei dieser Anlage verlaufen sämtliche Kabel direkt in den Hohlprofilen der Lamellenbefestigung und sind somit von aussen nicht sichtbar.

		Dachanlage		PV-Beschattungs-anlage
		PV-Isoliergläser SW-Seite	PV-Isoliergläser SO-Seite	Glas/Glas-Laminats
Ausrichtung (Südabweichung)		41°	-49°	41°
Neigung		5°	5°	30°
Anzahl Module		50	14	224
Modulhersteller		Saint-Gobain Glass Solar		
Anlagenfläche (AA)	m ²	107.4	36.3	135.5
Anlagenleistung (Po)	kW	9.35	3.06	11.12
Wechselrichtertyp		Convert 4000	SunnyBoy 1500	SunnyBoy 2000
Hersteller		Solar Fabrik	SMA	SMA
Anzahl		3	2	6
Gesamtfläche	m²	279		
Gesamtleistung	kW	23.5		

Tabelle 1, Anlagedaten, zusammengefasst.

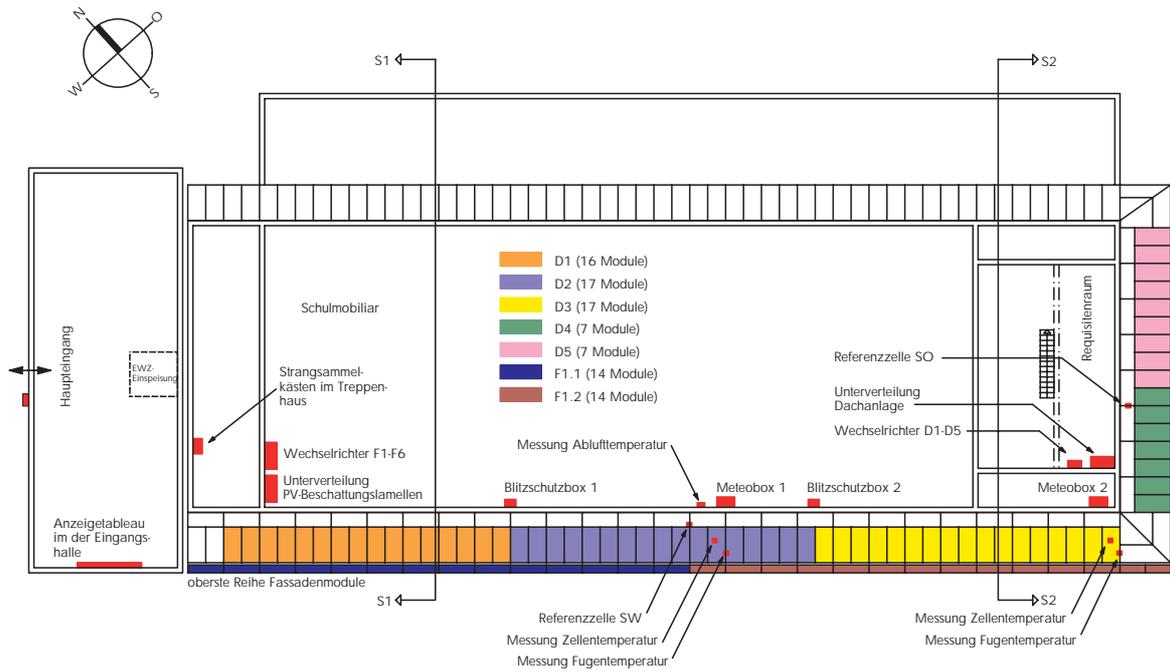


Bild 5, Dieser Übersichtsplan zeigt u.a. die Verschaltung der Dachanlage, die Standorte der Wechselrichter sowie die Anordnung der Messensoren.

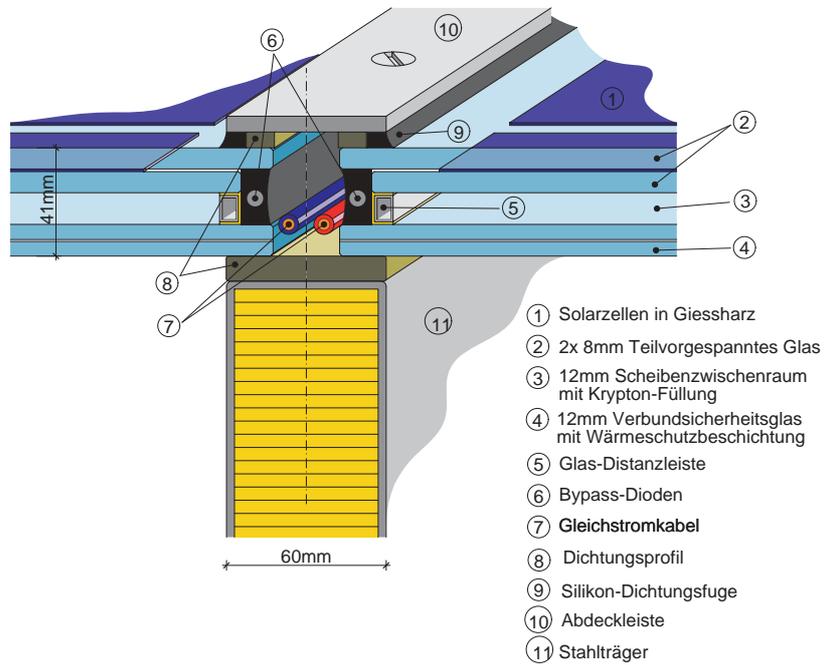


Bild 6, Aufbau der PV-Isolierglasscheibe. In der Stossfuge zwischen den zwei Isolierglasscheiben wird die Temperatur gemessen.

Technische Daten

Technische Daten der PV-Anlage Kantonsschule Stadelhofen		Dachanlagen		PV-Beschattungslamellen SW-Fassade	
		PV-Isoliergläser SW-Seite	PV-Isoliergläser SO-Seite	Glas/Glas-Lamine 3 aktiven Zellenreihe	
Ausrichtung (Südabweichung)		41°	- 49°	41°	
Neigung		5°	5°	30°	
Modulhersteller		Saint-Gobain Glass Solar		Saint-Gobain Glass Solar	
Zellenhersteller		Siemens Solar		Siemens Solar	
Zellentyp / Zellengrössen		monokristallin, 103 x 103		monokristallin, 103 x 103	
Zellenwirkungsgrad (nominal)		14		14	
Moduldaten					
Modulgrösse (L x B x D)		2'100 x 1'023 x 42	2'535 x 1'023 x 42	2'056 x 400 x 14	
Modulfläche		2.15	2.59	0.82	
Modulgewicht		155	187	26.3	
Modulaufbau (von aussen nach innen)		8mm TVG ¹ / 2mm Giessharz inkl. Solarzellen / 8mm TVG ¹ / 12mm SZR ² (Krypton)/ 12mm VSG ³		6mm TVG ¹ / 2mm Giessharz inkl. Solarzellen / 6mm TVG ¹	
Anzahl Zellen pro Modul		136 (8 x 17)	168 (8 x 21)	51 (3 x 17)	51 2 x 17 aktive Zellen 1 x 17 Blindzellen
gesamte Zellenfläche		1.44	1.78	0.54	
Lichtdurchlass des Modules		28	26	34	
Moduldaten, elektrisch, STC					
Leerlaufspannung		V	40.5	50.0	30.4
Kurzschlussstrom		A	6.8	6.8	3.4
Arbeitsspannung, MPP		V	32.9	40.7	24.7
Arbeitsstrom, MPP		A	6.2	6.2	3.1
Modulleistung		W	204	252	77
Arraydaten					
Anzahl Module		50	14	56*	167**
Gesamte aktive Modulfläche (AA)		m ²	107.4	36.3	45.2
Anzahl Zellen		6'800	2'352	2'844	5'688
Gesamte aktive Zellenfläche		m ²	72.1	25.0	30.2
Anlagenleistung		kW	10.2	3.5	4.3
Korrigierte Anlagenleistung (Po) kW			9.35	3.06	3.71
Wechselrichter					
Wechselrichtertyp		Convert 4000	SunnyBoy 1500	SunnyBoy 2000	
Hersteller		Solar Farbrik	SMA	SMA	
AC-Leistung		kW _{ac}	3.8	1.5	1.8
Anzahl Wechselrichter		3	2	6	
AC-Leistung total		kW _{ac}	11.4	3.0	10.8
Teilanlage					
aktive Anlagenfläche (AA)		m ²	143.7		135.5
aktive Zellenfläche		m ²	97.1		90.5
Nennleistung (Po)		kWp	12.41		11.12
Prognose					
Einstrahlung nach Meteornorm		kWh/m ² * a	990		930
Anlagenertrag		kWh/a	6'700		2'000
spez. Ertrag		kWh/kWp/a	717		654
spez. Ertrag		kWh/kWp/a	717		683
Gesamte Fläche (AA)		m²	279		
Gesamtleistung (Po)		kW	23.5		
Geschätzter Jahresertrag kWh/a					
Sommer		kWh	16'300		
Winter		kWh	12'250		
spez. Ertrag		kWh/kWp/a	4'050		
spez. Ertrag		kWh/kWp/a	693		

* davon 2 Module mit einer Länge von 1.85 m und einer Modulleistung von 67 W

** davon 6 Module mit einer Länge von 1.85 m und einer Modulleistung von 46.5 W

¹ TVG: Teilvorgespanntes Glas

Tabelle 2, Technische Daten der gesamten Anlage.

Dachanlagen SW und SO

Die Dachanlage Süd-West besteht aus drei Feldern mit je einem Wechselrichter und die Dachanlage Süd-Ost hat zwei Felder und zwei Wechselrichter (Tabelle 3, D1 bis D5).

	Dachanlage SW			Dachanlage SO	
	D1	D2	D3	D4	D5
Serieschaltung					
Anzahl Module in Serie Stück	16	17	17	7	7
Leistung pro Modul [W]	204	204	204	252	252
MPP-Strom [A]	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
MPP-Spannung [V]		559		285	
Kurzschlussstrom (STC)[A]	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Leerlaufspannung (STC) [V]	648	689	689	350	350
Nennleistung [W]	3'264	3'468	3'468	1'764	1'764
Nennleistung [W]	10'200			3'528	

Dachanlage

Anzahl ModuleStück	64
Feldleistung [kW]	13.7

Tabelle 3, Elektrische Verschaltung der PV-Dachanlage.

Fassadenanlage

Die Fassadenanlage hat sechs Felder mit je einem Wechselrichter (Tabelle 4, F1 bis F6).

	Beschattungsanlage					
	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Serieschaltung						
Anzahl Module in Serie Stück	14	42	42	14	42	42
Leistung pro Modul [W]	76	51	51	76	51	51
MPP-Strom [A]	3.1	6.2	6.2	3.1	6.2	6.2
MPP-Spannung [V]		349				
Kurzschlussstrom (STC)[A]	3.4	6.8	6.8	3.4	6.8	6.8
Leerlaufspannung (STC) [V]	426	424	424	426	424	424
Nennleistung [W]	1'064	2'142	2'142	1'064	2'142	2'142
Gruppe						
Anzahl Strings parallel	2	1	1	2	1	1
Nennleistung [W]	2'128	2'142	2'142	2'128	2'142	2'142
Nennstrom [A]		6.2				
Kurzschlussstrom [A]		6.8				
Nennspannung [V]		349				
Anzahl ModuleStück	28	42	42	28	42	42

Beschattungsanlage

Anzahl ModuleStück	224
Feldleistung[kW]	12.8

Tabelle 4, Elektrische Verschaltung der PV-Beschattungsanlage.

Wechselrichter

Durch die baulich vorgegebene Ausrichtung und Anordnung der PV-Anlage konnte eine teilweise Beschattung der Solarzellenmodule nicht verhindert werden. Da ein beschattetes Modul in einer Serieschaltung eine grosse Leistungseinbusse der gesamten Modulreihe verursacht, wurden die Module

in kleine, voneinander unabhängige Einheiten (Felder) verschaltet. Jede dieser Einheiten wurde an einen Wechselrichter angeschlossen, der den solaren Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umwandelt und im Erdgeschoss des Gebäudes ins Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich einspeist. Insgesamt wurden 11 Wechselrichter eingesetzt.

Energieertrag

Der in der Planungsphase berechnete jährliche Ertrag der PV-Anlage betrug ca. 16'360 kWh oder 693 kWh/kWp elektrische Energie. Mit dieser Energie kann der Strombedarf der Mensa zu 43% oder der Gesamtverbrauch des Hallentraktes inkl. Mensa zu 13% photovoltaisch gedeckt werden. Der Solarstrom wird zu drei Vierteln während den Sommermonaten erzeugt.

Messeinrichtung

Die Messungen sollen neue Erkenntnisse im Bereich des Betriebsverhaltens der PV-Isoliergläser liefern. Dabei interessieren die folgenden Fragenstellungen:

- Welche Temperaturen erreichen die Solarzellen?
- Lässt sich der Temperaturverlust beziffern?
- Verursachen die in den Randverbund der Isoliergläser integrierten Freilaufdioden eine Erwärmung in den Stossfugen?

Um Antworten auf diese Fragen zu erhalten, wurden zwei Module bei der Fertigung mit Pt100-Folientemperatursensoren ausgerüstet, mit welchen die Zelltemperatur gemessen werden kann. Ebenso wurden Temperatursensoren in die Stossfugen zwischen jeweils zwei Isolierglasscheiben gelegt (vergleiche Bild 6). Zusätzlich wird die Temperatur im Abluftkanal (siehe Bild 5) und die Aussentemperatur gemessen.

Die Komplexität der Anlage würde eine detaillierte und kontinuierliche Erfassung aller Anlagenteile (DC und AC Energie jedes Wechselrichters plus die jeweilige Einstrahlung) sehr teuer machen. Aus Kostengründen wird nur die SW-Dachanlage detailliert ausgemessen, bei den weiteren Teilanlagen, Dach SO und Beschattungsanlage, werden die AC-Erträge global erfasst. Das Messkonzept sieht deshalb folgendermassen aus:

Dachanlage SW

- An allen 3 Wechselrichtern werden die DC-Spannungen und Ströme gemessen. Ein Logger/Multiplexer erfasst alle Ströme und Spannungen kontinuierlich.
- Der AC-Ertrag wird mit einem 3 phasigen elektronischen Energiezähler registriert.
- Die Einstrahlung in der Ebene der Dachmodule wird durch eine Referenzzelle erfasst.
- Kontinuierlich gemessen werden die Zelltemperaturen an 2 Isolierglasmodulen sowie in 2 Stossfugen. Zusätzlich wird an einer Stellen die Innentemperatur im Abluftkanal sowie die Aussentemperatur gemessen.

Dachanlage SO

- Der AC-Ertrag wird für jeden der zwei Anlagenteile mit je einem Energiezähler registriert.
- Die Einstrahlung in der Ebene der Dachmodule SO wird durch eine Referenzzelle erfasst.

Beschattungsanlage

Für eine aussagekräftige Einstrahlungsmessung der Beschattungsanlage müssten aufgrund der Verschattungssituation mehrere Sensoren montiert werden. Aus Kostengründen und auch aus architektonischen Überlegungen wird daher auf eine Einstrahlungsmessung verzichtet und nur die eingespeiste Energie der sechs Inverter gesamthaft erfasst.

Finanzierung

Bei der Finanzierung der Photovoltaikanlage wurde die Bauherrschaft mit Förderbeiträgen des Bundesamtes für Energie und des Stromsparmifonds der Stadt Zürich unterstützt. Die Messeinrichtung, die Messkampagne sowie das Anzeigetableau für diese Pilot- und Demonstrationsanlage wird durch das Bundesamt für Energie finanziert.

Projektverlauf

Die Inbetriebnahme der PV-Beschattungsanlage (auch Brise Soleil genannt) erfolgte am 1.7.99. Da zu diesem Zeitpunkt die Arbeiten auf der Baustelle in vollem Gange waren, wurde die Anlage aus Sicherheitsgründen nach einigen Betriebsstunden wieder ausgeschaltet. Zusammen mit der PV-Dachanlage wurde sie am 29. Juli 1999 in Betrieb gesetzt und vom Starkstrominspektor und vom EWZ kontrolliert und abgenommen. Am gleichen Tag erfolgte auch die Inbetriebnahme der Messeinrichtung. Mit der wöchentlichen Überprüfung der gemessenen Daten wurde der Betrieb der Anlage in den Anfangsmonaten überwacht. Die Anzeigetafel, welche die aktuellen Messwerte der PV-Anlage visualisiert, wurde im März 2000 beim Haupteingang der Schule installiert. Vom 7. August bis 31. Dezember 2001 liegen vollständige Datensätze vor. Während den 28 Monaten Betrieb wurden zwei längere Teilunterbrüche registriert.

Wesentliche Ereignisse

1. Juli 1999	Probetrieb der PV-Beschattungsanlage (nach einigen Stunden Betrieb wieder ausgeschaltet).
29. Juli 1999	Inbetriebnahme PV-Dachanlage und Beschattungsanlage und Inbetriebnahme Messeinrichtung.
Ende August 1999	Mutwillige Beschädigung einer PV-Beschattungslamelle. Bis zur Auswechslung der betroffenen Lamelle wurde der String F6 ausgeschaltet (Dauer ca. 5 Wochen).
16.9. bis 23.9.1999	Referenzzelle SO defekt (vermutlich bei Verglasungsarbeiten beschädigt).
1. Oktober 1999	Solarpreis-Verleihung in Biel.
1. November 1999	Die Schule bezieht den sanierten Turnhallentrakt.
16. Februar 2000	Eprom gewechselt bei allen Convert-Wechselrichtern (neue Software).
21. März 2000	Montage und Inbetriebnahme des Anzeigetableau.
30. März 2000	Einweihungsfeier des Bauwerkes durch den Kanton Zürich.
27.4. bis 9.5.2000	PV-Anlage sowie ein Teil der Messeinrichtung nicht in Betrieb, weil der Netz-Kuppelschalter ausgeschaltet war (siehe nachfolgender Abschnitt, Betrieb der Anlage).
ab August 2001	Temperaturmessung der Zelltemperatur zeigt zu hohe Werte an (Zuleitung oder PT-100 defekt).
19. September 2001	Teil-Betriebsunterbruch der Fassadenanlage festgestellt.
31. Dezember 2001	Abschluss der Messungen.

Durchgeführte Arbeiten

Leistungsmessungen beim TÜV Rheinland und beim ESTI, Ispra

Wie im Werkvertrag vorgesehen, wurden in den Prüfinstituten des TÜV Rheinlandes in Köln und des ESTI in Ispra zwei PV-Isoliergläser und fünf PV-Lamellen ausgemessen und die so erhaltenen Leistungswerte mit den Werksmessungen des Herstellers verglichen.

	Arrayfläche m ²	Nennleistung [kW]	Gemessene Leistung, hochgerechnet aus Modulmessungen [kW]	Abweichung %
Dachanlage SW	107.4	10.20	9.35	-8.3%
Dachanlage SO	36.3	3.53	3.06	-13.4%
Beschattungsanlage	143.6	12.78	11.12	-13.0%
Summe		26.51	23.52	-11.3%

Tabelle 5, Vergleich zwischen der Nennleistung und der gemessenen Leistung, welche aus der Leistungsmessung von vier Modulen hochgerechnet wurde. Diese korrigierte Leistung wird für alle nachfolgenden Auswertungen der Messdaten verwendet.

Installierte Leistung

Auf die gesamte Modullieferung hochgerechnet ergibt sich für die Gesamtanlage eine korrigierte, effektiv installierte Leistung von 23.52 kWp (siehe Tabelle 5). Für die Abrechnung der Module wurde, wie im Werkvertrag vorgesehen, diese effektiv installierte Leistung verwendet.

Energieertrag

Aus diesem Grund reduziert sich auch der erwartete Jahresertrag von rund 18'500 kWh auf 16'360 kWh pro Jahr. Mit dieser Energie kann der Strombedarf der Mensa zu 43% oder der Gesamtverbrauch des Hallentraktes inkl. Mensa zu 13% photovoltaisch gedeckt werden. Der Solarstrom wird zu drei Vierteln während den Sommermonaten erzeugt.

Betrieb der Anlage

Für den Betrieb und den Unterhalt der Anlage ist die Schule verantwortlich. Seit der Inbetriebnahme wurden 2 Betriebsunterbrüche registriert. Am 27. April 2000 wurde die PV-Anlage wegen eines Netzausfalles automatisch durch den Kuppelschalter vom Netz getrennt. Dieser Schalter muss gemäss den EW-Vorschriften von Hand wieder eingeschaltet werden. Leider wurde die Anlage wegen Ferienabwesenheit des Unterhaltspersonals erst nach 12 Tagen wieder eingeschaltet. In dieser Zeit hätte die Anlage schätzungsweise 800 kWh produziert, was immerhin 5% der Jahresproduktion entspricht. Ein zweiter Betriebsunterbruch wurde im September 2001 registriert. Am 19.9.2001 wurde festgestellt, dass zwei der sechs Inverter der Fassadenanlage auf Störung sind. In einem solchen Fall müssen die Inverter aus Sicherheitsgründen von Hand wieder eingeschaltet werden. Es ist anzunehmen, dass sich die zwei Inverter, nach einer Fassadenreinigung, wegen einem Erdschluss vom Netz trennten. Anhand der Messungen wurde festgestellt, dass der Teil-Unterbruch von Mitte Juli bis Mitte Oktober dauerte.

Betrieb Messeinrichtung

Die Messdaten sind seit dem 7.8.99 lückenlos vorhanden. Dank der Batteriepufferung der Datenerfassung verursachte der obengenannte Netzunterbruch keinen Datenausfall. Einzig die Einstrahlungswerte der Dachanlage Südwest sowie die Zelltemperatur konnten während dieser Zeit nicht erfasst werden.

Datenauswertung

Nach Abschluss der Messkampagne Ende Dezember 2001 wurden die kontinuierlich erfassten Daten der 28 Betriebsmonate in Bezug auf die gesetzten Fragestellungen untersucht. Die wesentlichen Resultate sind in diesem Bericht zusammengefasst.

Resultate

Ertrag Gesamtanlage

Der Ertrag der Gesamtanlage wurde als Summe der drei Teilanlagen Dach SW, Dach SO und BriseSoleil erfasst. Werden die 800 kWh addiert, welche schätzungsweise im Betriebsausfall im Mai 2000 verloren gegangen sind, würden die Erwartungen für das Jahr 2000 übertroffen. Durch den Teil-Unterbruch bei der Fassadenanlage zwischen Juli und September 2001 sind etwa 900 kWh nicht erzeugt worden.

Eingespeiste Energie

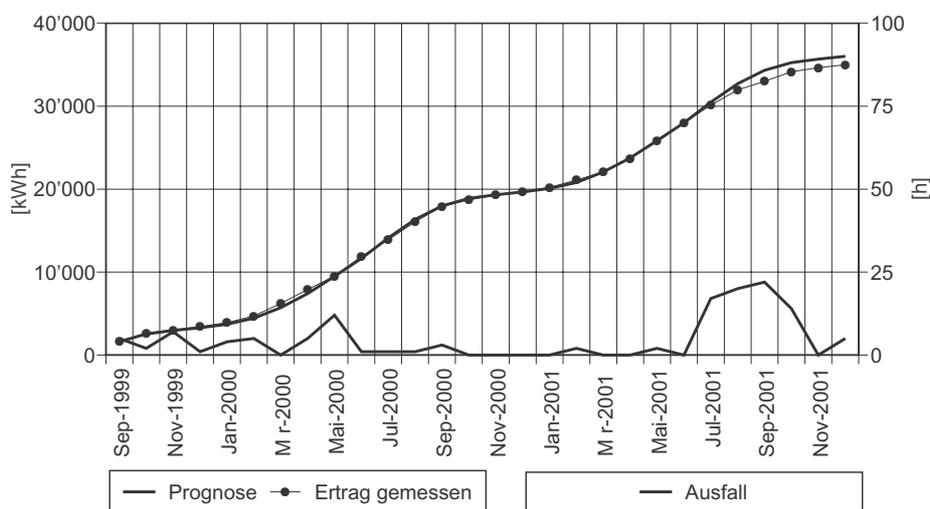
Seit anfangs August 1999 bis Ende Dezember 2001 hat die Anlage insgesamt 35'000 kWh Solarstrom ins Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich eingespeist. Der durchschnittliche Jahresertrag der Jahre 2000 / 2001 ist, bei einer zeitlichen Verfügbarkeit von 97 %, 15'800 kWh oder 670 kWh/kWp. Die Ertragswerte der Anlage entsprechen den Erwartungen.

Daten	Dachanlage SO		Dachanlage SW		Fassadenanlage		Gesamt			
	Ertrag kWh	Betrieb %	Ertrag kWh	Betrieb %	Ertrag kWh	Betrieb %	Ertrag kWh	Betrieb %	spez. Ertrag kWh/kWp	
1999	33%	1'388	98%	455	95%	1'577	97%	3'422	97%	145
2000	100%	6'715	100%	2'252	94%	7'300	99%	16'268	99%	691
2001	100%	6'832	100%	2'287	99%	6'203	93%	15'323	96%	651
Total	99...02	14'934		4'994		15'080		35'008		
Jahresmittel 2000 / 01		6'773	100%	2'269	96%	6'751	96%	15'796	97%	671

Tabelle 7, Eingespeiste Energie und Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen.

Prognose und tatsächlicher Ertrag

Der Ertrag der Anlage deckt sich gut mit der Voraussage. Nebst den zwei Betriebsunterbrüchen, war die Dachanlage in den Wintermonaten für kurze Zeit zum Teil mit Schnee bedeckt.



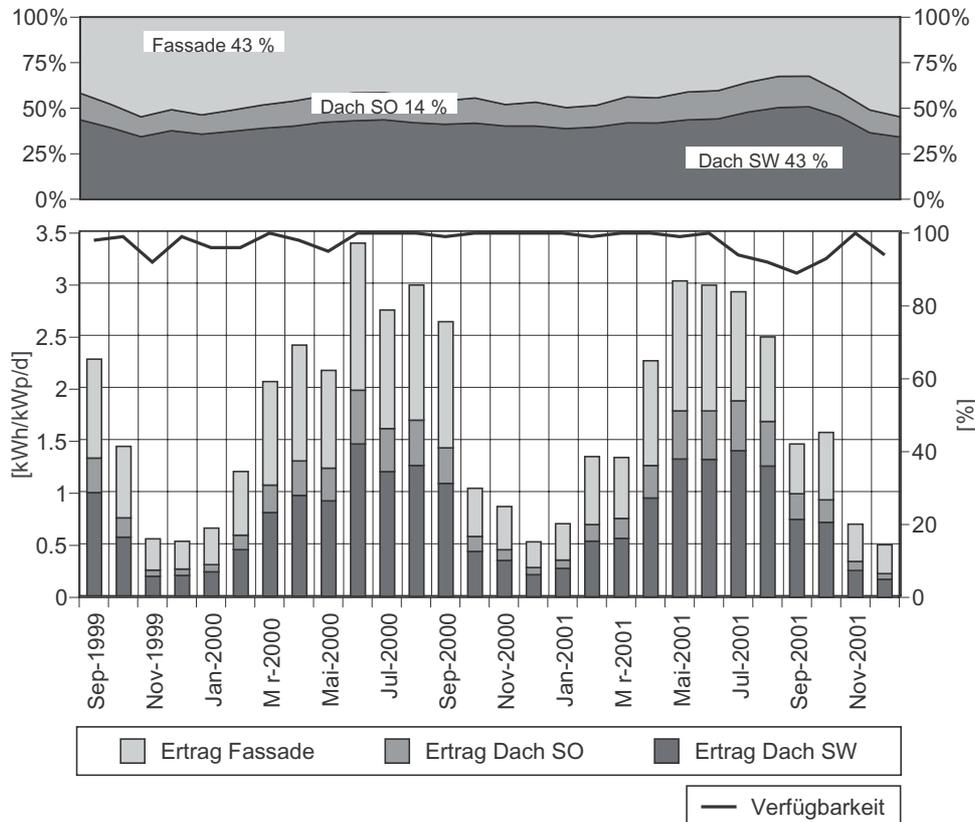
Figur 1, Prognose und Ertrag [kWh], kumuliert und Betriebsunterbrüche [h] seit der Inbetriebnahme der Anlage.

Strahlungsangebot

Das mittlere Strahlungsangebot der Jahre 2000 und 2001 war etwa 1.5 % über dem langjährigen Mittelwert.

Erträge der einzelnen Anlageteile

Der Anteil an der Energieproduktion der Fassadenanlage für die gesamte Messperiode ist 43 % und bewegt sich zwischen 53 % und 32 %.



Figur 2, Normalisierter Ertrag der einzelnen Anlagen und Verfügbarkeit der gesamten Anlage.

Normalisierte Jahresauswertungen

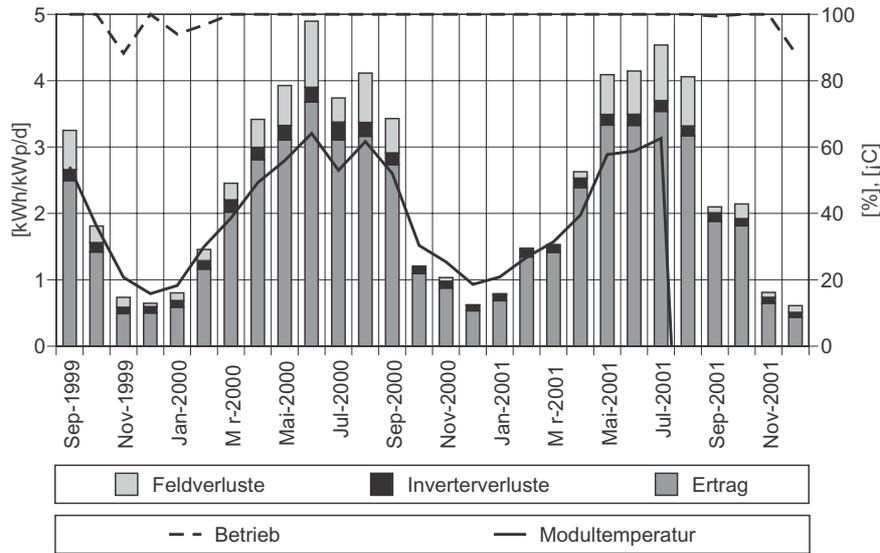
Die Frage der Position und Anzahl der Referenzzellen ist bei mehrteiligen und inhomogenen Anlagen dieser Art zentral und kaum befriedigend zu lösen. Um eine gerechte Aussage über die Strahlung zu machen, müssten alle Felder zumindest an den Extrempunkten mit Referenzzellen ausgerüstet werden. Bei der Messeinrichtung der Anlage Stadelhofen sind nur die beiden Dachanlagen (SW und SO) mit nur je einer Referenzzelle, in der Mitte am oberen Rand des jeweiligen Feldes, ausgerüstet. Damit ist der Sensor häufiger beschattet als das Feld. Dies führt speziell in den Morgenstunden dazu, dass die Performance (PR) zu hoch gemessen wird (im Extremfall sogar über 100%). Bei den Jahreswerten muss davon ausgegangen werden, dass die Performance durch die überdurchschnittliche Abschattung der Referenzzelle überwertet wird. Wegen dieser Unsicherheit in Bezug auf die Einstrahlung und dadurch auch auf eine konkrete Aussage betreffend Performance (PR) und den Arraywirkungsgrad, wurde deshalb in den folgenden Grafiken (Figur 3 und 4) auf die Darstellung von PR verzichtet.

Dachanlage SW

Die Dachanlage besitzt durch die eingesetzten Isolierglasmodule einen höheren Innovationsgrad als die BriseSoleil-Anlage. Die drei Arrays, welche je mit einem Inverter ausgerüstet sind, wurden deshalb auf der DC-Seite einzeln und auf der AC-Seite gesamthaft ausgemessen.

Die Dachanlage besitzt eine Neigung von nur 5°. Damit besteht eine gewisse Befürchtung, dass die Module durch den Regen ungenügend gereinigt werden. Der Effekt konnte im ersten Betriebsjahr nicht beobachtet werden. Der Verschmutzungsgrad muss aber weiter im Auge behalten werden.

Die Betriebsunterbrüche in den Wintermonaten deuten auf eine Schneedecke, welche die Dachanlage wahrscheinlich für einige Tage abdeckte.



Figur 3, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage SW, Monatswerte September 1999 ... Dezember 2001.

Ref. Nr.	t M	M	O	H I	T am	E IO	Kummuliert	Y r	Y f	L c	PR	n Feld	n Inv	n tot	Betr	Tp b	spez. Ertr
166.1	[h]	—	—	[kWh/m ²]	[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh/(kWp*d)]	—	—	—	—	—	—	[%]	[°C]	[kWh/kWp]
1999	2'928	0.33	0.02	195	10.0	1'388	1'388	1.61	1.23	0.26	0.76	0.072	0.944	0.068	98	42.8	148
2000	8'782	1.00	0.00	898	12.5	6'715	8'103	2.55	2.04	0.35	0.80	0.074	0.950	0.070	100	50.7	718
2001	8'760	1.00	0.00	882	11.8	6'832	14'934	2.42	2.00	0.29	0.83	0.076	0.960	0.073	100		731
2000...2001	total					13'546											
mittel	8'771	1.00	0.00	890	12.2	6'773		2.48	2.02	0.32	0.81	0.075	0.955	0.072	100		724

Tabelle 8, Jahreswerte Meteo, Ertrag, Verluste, Verfügbarkeit und gewichtete Zelltemperatur der Dachanlage SW.

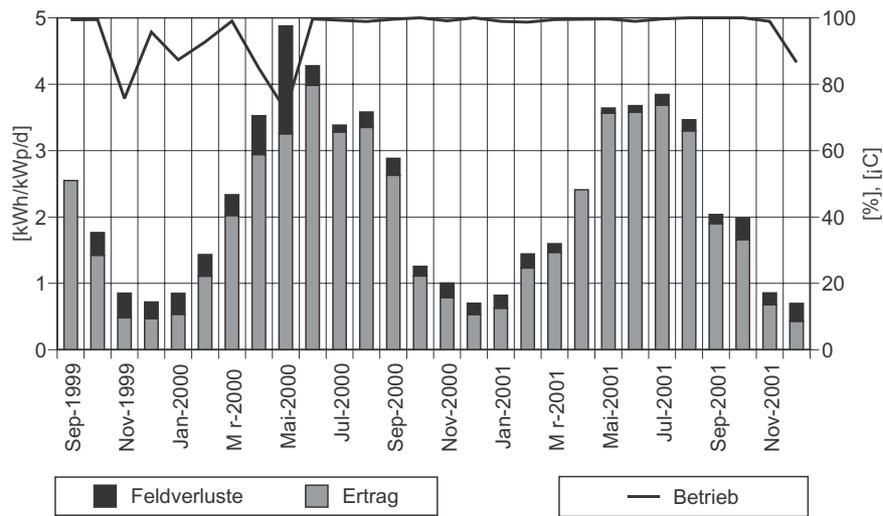
Erträge der Dachanlage SO

Bei der Dachanlage SO wurde die DC Leistung nicht erfasst und somit konnten der Inverterwirkungsgrad und die Inverterverluste nicht bestimmt werden.

Ref. Nr.	t M	M	O	H I	T am	E IO	Kummuliert	Y r	Y f	L c	PR	n tot	Betr	spez. Ertr
166.2	[h]	—	—	[kWh/m ²]	[°C]	[kWh]	[kWh]	[kWh/(kWp*d)]	—	—	—	—	[%]	[kWh/kWp]
1999	2'928	0.33	0.05	173	10.0	455	455	1.43	1.23	0.20	0.86	0.070	95	149
2000	8'782	1.00	0.06	861	12.5	2'252	2'707	2.45	2.09	0.35	0.86	0.076	94	737
2001	8'760	1.00	0.01	807	11.8	2'287	4'994	2.21	2.05	0.16	0.93	0.078	99	748
2000...2001	total					4'538								
mittel	8'771	1.00	0.04	834	12.2	2'269		2.33	2.07	0.26	0.89	0.077	96	742

Tabelle 9, Jahreswerte Meteo, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage SO.

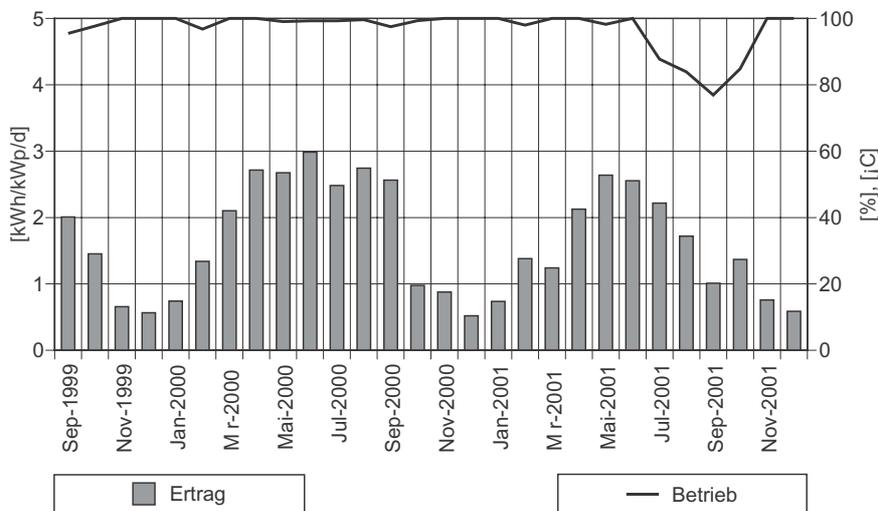
Auf den ersten Blick erscheinen die gemessenen Array und Gesamtwirkungsgrade in den Tabellen 8 und 9 etwas tief. Als Modulfläche wurde für die Auswertungen die Zellenfläche plus ein Zellenzwischenraum von 13 mm sowie ein Rand von nochmals 13 mm angenommen. Bei der Beschattungsanlage wurde zudem die Fläche der Blindzellen nicht berücksichtigt. Der resultierende nominale Modulwirkungsgrad bei STC ist je nach Modulaufbau zwischen 8.2 % und 8.7 %.



Figur 4, Ertrag, Verluste und Verfügbarkeit der Dachanlage SO, Monatswerte September 1999 ... Dezember 2001.

Erträge der Fassadenanlage

Bei der Fassadenanlage wurde nur die eingespeiste Energie erfasst. In Figur 5 und Tabelle 10 sind nur der Ertrag und die Verfügbarkeit dargestellt. Die Verfügbarkeit der Fassadenanlage wurde aus den Sonnenstunden der Dachanlage und den Betriebsstunden der Fassadenanlage bestimmt und ist deshalb eher ein Richtwert.



Figur 5, Ertrag und Verfügbarkeit der Fassadenanlage, Monatswerte September 1999 ... Dezember 2001.

Ref. Nr.	t M	M	O	T am	E IO	Kummuliert	Y f	Betr	spez. Ertr
166.3									
1999	2'928	0.33	0.03	10.0	1'577	1'577	1.17	97	142
2000	8'782	1.00	0.01	12.5	7'300	8'877	1.86	99	656
2001	8'760	1.00	0.07	11.8	6'203	15'080	1.53	93	558
2000...2001 total					13'503				
mittel					6'751		1.70	96	607

Tabelle 10, Jahreswerte Ertrag und Verfügbarkeit der Fassadenanlage.

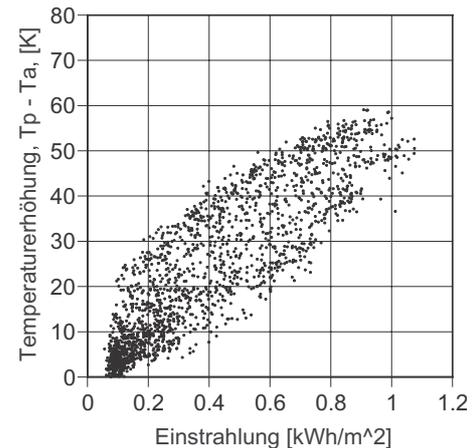
Detaillierte Auswertungen

Die folgenden Auswertungen zeigen die Erhöhung der Zelltemperatur gegenüber der Aussen-temperatur (Figur 6) und den Einfluss der Zelltemperatur auf den Arraywirkungsgrad (Figur 7) der Dachanlage Süd-West. In Figur 8 ist der Betriebswirkungsgrad des Inverters dargestellt. Für diese Auswertungen wurden die Stundenmittelwerte des Jahres 2000 verwendet. Da wie bereits erwähnt die Referenzzelle zu gewissen Tageszeiten, besonders im Sommer, zum Teil beschattet ist, mussten die Daten entsprechend aufbereitet werden. Es wurden nur die Stundendaten verwendet bei welchen die Anlage zu 100% in Betrieb war und der Arraywirkungsgrad innerhalb von definierten Grenzen lag. Der resultierende reduzierte Jahresdatensatz besteht aus etwa 1800 Stundenwerten zeitlich verteilt über das ganze Jahr.

Zelltemperaturen der Dachanlage SW

Eine wichtige Frage beim Projekt war, wie sich die Temperaturen in den Isolierglasmodulen der Dachanlage verhalten. Durch die thermische Isolation auf der Gebäudeseite tritt hier das Gegenteil von dem ein, was gewünscht wäre: die Zellen sind nicht hinterlüftet. Figur 6 zeigt die Erhöhung der Zelltemperatur. Die mittlere Erhöhung zur Einstrahlung ist etwa $58 \text{ K} / \text{kW} / \text{m}^2$. Die maximal registrierte Zelltemperatur ist $85 \text{ }^\circ\text{C}$ und der gewichtete Jahreswert des Jahres 2000 beträgt $50 \text{ }^\circ\text{C}$, was um etwa $18 \text{ }^\circ\text{C}$ höher ist als bei gut hinterlüfteten Anlagen.

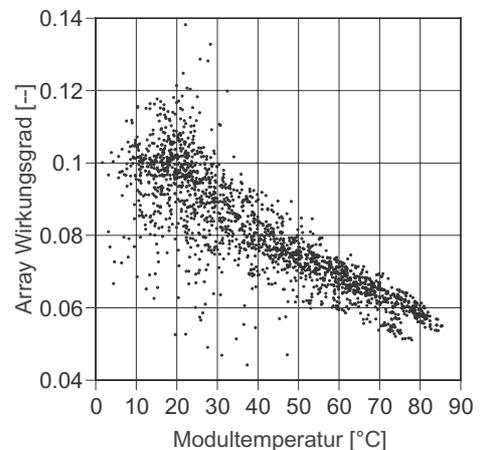
Figur 6, Temperaturerhöhung der Zelltemperatur vs. Einstrahlung.



Arraywirkungsgrad der Dachanlage SW

Figur 7 zeigt den Einfluss der Zelltemperatur auf den gemessenen Arraywirkungsgrad der Dachanlage SW. Der daraus resultierende Temperaturverlust wird in der Jahressumme mit 14.5% gegenüber Standardbedingungen berechnet. Dem gegenüber beträgt der Temperaturverlust bei einer gut hinterlüfteten Anlage nur etwa 5 bis 8% . Der resultierende Verlust, verursacht durch relativ hohe mittlere Zelltemperatur von $50 \text{ }^\circ\text{C}$, ist somit etwa 7% höher als bei einer Anlage mit freistehenden Modulen. Der nominale Modulwirkungsgrad dieser Anlage ist 8.7% bei $25 \text{ }^\circ\text{C}$ Zelltemperatur.

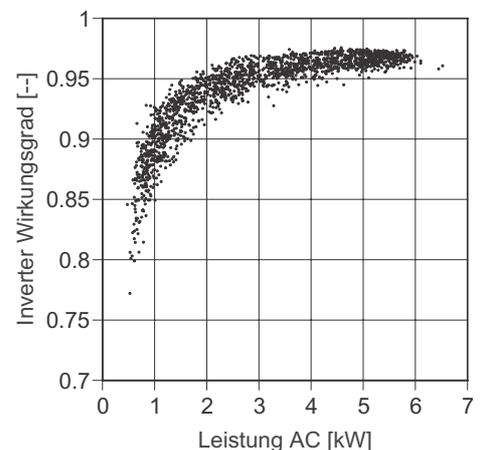
Figur 7, Arraywirkungsgrad vs. Zelltemperatur.



Inverterwirkungsgrad der Dachanlage SW

Der mittlere gemessene Inverterwirkungsgrad des Jahres 2000 ist 95% . Dieser Jahreswert kann als gut bezeichnet werden. Figur 8 zeigt den kombinierten Betriebswirkungsgrad der drei Inverter zur abgegebenen Leistung der Dachanlage SW.

Figur 8, Inverterwirkungsgrad der Dachanlage SW.



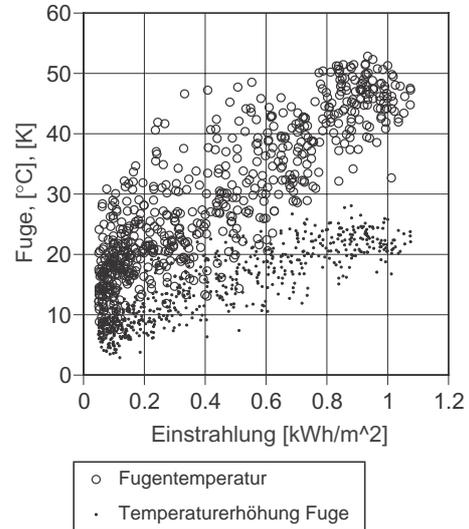
Die folgenden Auswertungen zeigen die Erhöhung der Temperatur in der Stossfuge zwischen zwei Verbundgläsern (Figur 9) und eine Untersuchung der Ablufttemperatur im oberen Teil des Korridors hinter der Beschattungsanlage (Figur 10).

Die verwendeten Datensätze sind Stundenmittelwerte von 13:00 bis 14:00 Uhr des Jahres 2000. Also ein Datensatz pro Tag.

Temperatur in der Stossfuge

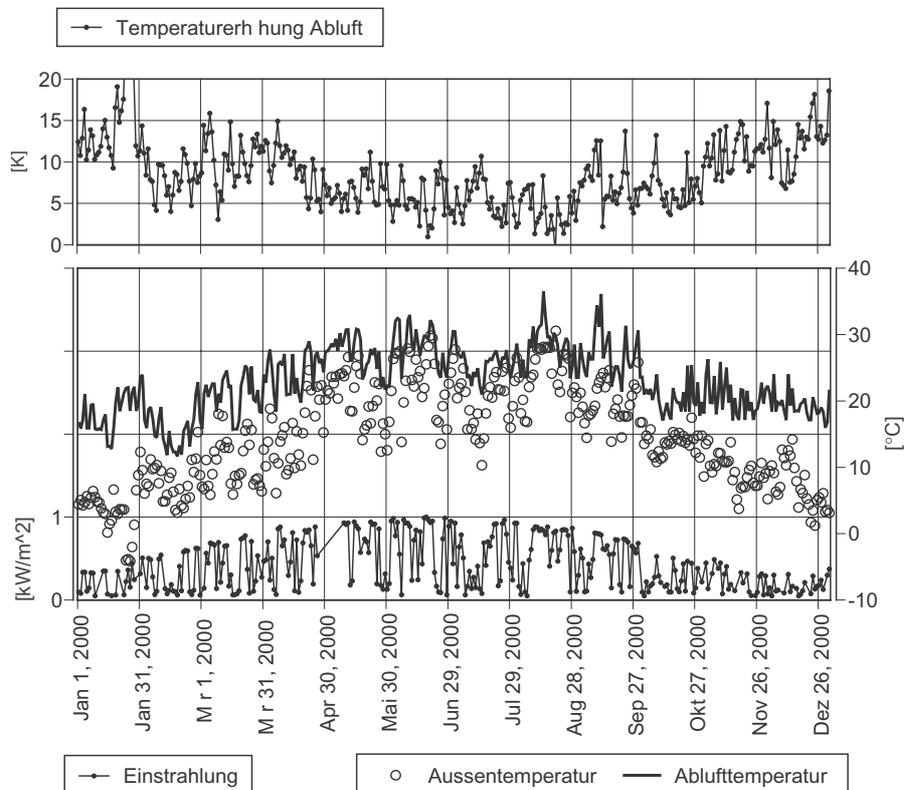
Die maximale Temperatur in der Stossfuge zu dieser Tageszeit ist 52 °C und die Erhöhung zur Einstrahlung ist etwa 25 K / kW / m²

Figur 9, absolute Temperatur und Temperaturerhöhung zur Einstrahlung in der Stossfuge zwischen zwei solaren Verbundgläsern.



Ablufttemperatur im Korridor

Figur 10 zeigt oben die Temperaturerhöhung der Ablufttemperatur und unten die absoluten Werte der Ablufttemperatur, Aussentemperatur und die Einstrahlung während des Jahres 2000. Oben ist der Effekt der Beschattung des verglasten Korridors zu erkennen. Die Temperaturerhöhung in den Sommermonaten ist deutlich geringer als in der Übergangszeit. In den Wintermonaten wird der Korridor beheizt und der Einfluss der Einstrahlung kann daher nicht beurteilt werden.



Figur 10, Ablufttemperatur, Aussentemperatur und Einstrahlung, Stundenwerte 13:00 bis 14:00 Uhr des Jahres 2000.

Verwendete Symbole und Einheiten

Die Symbole und Einheiten sind in den EU-Guidelines definiert [1].

Meteo und Energien			Ertrag und Verluste		
			Y r,g	Referenz (Global)	[kWh/(kWp*d)]
			Y r	Referenz (Modulebene)	[kWh/(kWp*d)]
t M	verfügbare Daten	[h]	Y a	Generator Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
M	Monitoring Fraktion	—	Y f	Anlagen Ertrag	[kWh/(kWp*d)]
O	Output Fraktion der Anlage	—	L s	Inverterverluste	[kWh/(kWp*d)]
Betr. Inv	Betriebsstunden Inverter	[h]	L c	Feldverluste	[kWh/(kWp*d)]
H	Einstrahlungssumme (Global)	[kWh]	PR	Performance Ratio	—
H I	Einstrahlungssumme (Modulebene)	[kWh]	n Feld	Betriebswirkungsgrad (Generator)	—
T am	mittl. Umgebungstemperatur	[°C]	n Inv	Betriebswirkungsgrad (Inverter)	—
E A	Energie vom Solargenerator	[kWh]	n tot	Gesamtwirkungsgrad der Anlage	—
E IO+	Energie vom Inverter	[kWh]	Betr	zeitliche Verfügbarkeit des Inverters	[%]
E IO-	Energie zum Inverter	[kWh]	Feld	Verfügbarkeit Feld	[%]
E IO	Energiebilanz Inverter	[kWh]	Tp b	mittl. Modultemperatur bei Betrieb	[°C]
EM	Energie Datenerfassung	[kWh]	spez. Ertrag	spezifischer Jahresertrag	[kWh/(kWp*a)]

Tabelle 11, verwendete Symbole und Einheiten.

Gesamtbeurteilung

Die Messeinrichtung, die Datenerfassung und das Anzeigetableau funktionierten einwandfrei. Es bestehen lückenlose Daten für die gesamte Messperiode von 28 Monaten. Einzig ein Temperaturfühler zeigt seit August 2001 einen Defekt.

Die Frage der Position und Anzahl der Referenzzellen ist bei mehrteiligen und inhomogenen Anlagen dieser Art zentral und kaum befriedigend zu lösen. Um eine gerechte Aussage über die Strahlung zu machen, müssten alle Felder zumindest an den Extrempunkten mit Referenzzellen ausgerüstet werden. Da dies in den meisten Fällen unverhältnismässig ist, müssen Messfehler dieser Art in Kauf genommen und bei der Auswertung kommentiert werden.

Die Leistungsmessung von einigen Modulen durch unabhängige Laboratorien zeigte eine Minderleistung von 11.3 % zur Nennleistung und ist für massgefertigte Module sehr zu empfehlen.

Die Anlage erfüllt die gesetzten Ziele voll. Der Ertrag entspricht den Erwartungen weitgehend. Der spezifische Ertrag von 670 kWh/kWp liegt erwartungsgemäss unter einer optimal ausgerichteten und hinterlüfteten Anlage. Bei gebäudeintegrierten Anlagen ist dieser Umstand aber in Kauf zu nehmen.

Die Betriebserfahrungen mit der Anlage sind generell gut. In der gesamten Messperiode vom August 1999 bis Dezember 2001 sind zwei längere Betriebsunterbrüche aufgetreten. Der Ausfall im ersten Betriebsjahr wurde infolge Abwesenheit des Betriebsverantwortlichen lange nicht behoben. Der zweite Teil-Ausfall wurde längere Zeit nicht bemerkt. Um eine erhöhte Betriebsicherheit zu erlangen sollte die Anlage vom Betreiber routinemässig überwacht werden.

Die erhöhte Temperatur der Isolierglasmodule reduzierte den Ertrag dieses Anlagenteiles gegenüber einer optimal hinterlüfteten Anlage um ca. 6 bis 8%. Die hohen Zellentemperaturen von bis zu 85 °C werden den Alterungsprozess der Module oder Verbundgläser möglicherweise beschleunigen.

Die Temperatur in der Stossfuge zwischen den isolierten PV-Glassmodulen ist mit einem Maximalwert von 52 °C für die Kabel und Dioden im Innern nicht zu hoch.

Die Beschattungsanlage sowie nur zu 30 % lichtdurchlässigen Dachmodule verhindern eine überhöhte Temperatur im Korridor im Sommer. In der Übergangszeit und an schönen Wintertagen kann mit einem Energiegewinn gerechnet werden. Dieser Gewinn konnte aber anhand der vorhandenen Messdaten nicht bestimmt werden.

Referenzen / Publikationen

Referenzen

- [1] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document A, Photovoltaic System Monitoring, Issue 4.2, June 1993, Document B, Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993, JRC, E.S.A.S. I-21020 Ispra Italien.
- [2] International Electrotechnical Commission (IEC): Standard IEC 61724, Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis.

Publikationen

- [3] Th. Nordmann, M. Dürr: 27 kWp PV-Installation High School Zurich-Stadelhofen - Plant Monitoring, Jahresberichte 1999 bis 2001, Bundesamt für Energie, Bern.
- [4] M. de Lainsecq: Eine Glashaut, die Sonnenenergie erntet, Haus Tech 3/2000, S. 44-47, HandelsZeitung Fachverlag, Küssnacht.
- [5] Baudokumentation: Kantonsschule Stadelhofen Zürich, Erweiterung 1997-2000, Baudirektion Kanton Zürich, Hochbauamt.
- [6] M. de Lainsecq: Solar saniert und preisgekrönt, Architektur&Technik, 6/2000, B+L Verlag, Schlieren
- [7] Felix Stemmle, Christian Holl: Umbau und Erweiterung Kantonsschule in Zürich, Bauzeitung, 10/2000, db.bauzeitung.de.
- [8] Eine Glashaut, die aktiv und passiv Sonnenenergie erntet, Fassade 2000+, Beilage Energiefachbuch Schweiz 2000.
- [9] Martin Dürr: Ein Solarkraftwerk im Isolierglas, Fassade 1/2000 (SZFF-Fachzeitschrift), S. 67-70, SZFF, Dietikon.
- [10] Th. Nordmann, M. Dürr: Posterbeitrag, Multifunktionelle PV-Anlage der Kantonsschule Stadelhofen, Nationale Photovoltaiktagung 1999, Zürich.
- [11] Martin Dürr: Schweiz. Fachzeitschrift für Fenster- und Fassadentechnik, Ausgabe 1/2000, Schweizer Solarpreis 1999: Ein Solarkraftwerk im Isolierglas.