

<b>Zeitschrift:</b>	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
<b>Herausgeber:</b>	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
<b>Band:</b>	79 (1988)
<b>Heft:</b>	6
<b>Artikel:</b>	Photovoltaik in den Alpen : Betriebserfahrungen und Stromkosten
<b>Autor:</b>	Durisch, W. / Bühlmann, M. / Kesselring, P.
<b>DOI:</b>	<a href="https://doi.org/10.5169/seals-904011">https://doi.org/10.5169/seals-904011</a>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 26.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Photovoltaik in den Alpen – Betriebserfahrungen und Stromkosten

W. Durisch, M. Bühlmann, P. Kesselring und R. Morisod

**Eine zur Versorgung einer abgelegenen Meteostation installierte Solarzellenanlage hat ihre Betriebstüchtigkeit bereits während vier Jahren unter Beweis gestellt. Die hierzu angestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen einerseits die heute noch sehr hohen Kosten des erzeugten Stroms, langfristig jedoch ein bedeutendes Potential für Kostensenkungen auf.**

**Une installation photovoltaïque, servant à approvisionner en électricité une station météorologique isolée, a fait la preuve de sa fiabilité depuis quatre ans déjà. Les calculs de rentabilité réalisés à ce propos montrent d'une part que les coûts de l'électricité produite sont de nos jours encore très élevés mais que, d'autre part, le potentiel de réduction des coûts est à long terme considérable.**

## 1. Einleitung

Photovoltaische und solarthermische Kraftwerke in den Schweizer Alpen könnten einen Beitrag zur Dekkung des steigenden Stromverbrauches in der Schweiz leisten. Um ihre Realisierbarkeit und ihr Potential einzuschätzen zu können, werden nicht nur kraftwerkspezifische meteorologische Daten benötigt [1], sondern es müssen auch das Betriebsverhalten und insbesondere die Leistungsfähigkeit von Photovoltaikanlagen unter harten klimatischen Bedingungen bekannt sein. Diese Veröffentlichung soll helfen, hierzu Antworten zu finden.

## 2. Beschreibung der Anlage

1983 wurde an einem abgelegenen Ort im südlichen Teil der Schweizer Alpen eine nicht-netzverbundene Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 1,2 kW aufgebaut. Sie dient hauptsächlich der Versorgung einer selbständig arbeitenden meteorologischen Station mit elektrischer Energie. Neben der Durchführung meteorologischer Messungen wird auch das Verhalten und die Leistungsfähigkeit der Anlage unter den rauhen Klimaverhältnissen der Alpen untersucht.

Die Anlage (Fig. 1) besteht im wesentlichen aus einer starr montierten Panelfläche und einer Speichereinheit (Fig. 2). Die wichtigsten Angaben dazu finden sich in den Tabellen I und II. Zwei Laderegler für eine Nennspannung von 12–48 V und einem Strom von je 30 A verhindern das Überladen der Speichereinheit. Die Panel sind an einer Holzkonstruktion befestigt, welche auf das Dach einer kleinen Hütte aufgebaut ist. In der Hütte befinden sich neben der Speichereinheit Mess- und Regeleinrichtungen sowie Datenerfassungssysteme. Ausser zwei 220-V-Invertoren, die nur bei Bedarf betrieben werden (Unterhaltsarbeiten), sind alle Instrumente innerhalb

und ausserhalb der Hütte Gleichstromverbraucher.

Um die elektrische Energie, welche von der meteorologischen Station nicht verbraucht wird, zu dissipieren, wurden zwei Hilfslasten installiert. Diese bestehen aus ohmschen Widerständen, welche durch eine spezielle Steuerung zu- und weggeschaltet werden. Sobald eine Panelgruppe nicht dafür benötigt wird, die Speichereinheit aufzuladen, wird sie automatisch mit der zugehörigen Hilfslast verbunden. Diese wird derart betrieben, dass die Panelgruppe dauernd nahe ihrer optimalen Leistung arbeitet. Näheres darüber ist in [7] zu finden.

## 3. Messungen/Ergebnisse

### 3.1 Messgeräte/Datenerfassung

Die globale Einstrahlung in die Panelebene und in eine sonnennachgeführte Ebene wird mit je einem Pyranometer (Kipp und Zonen) gemessen. Die Pyranometer sind mit einem Integrator verbunden, welcher die Tagessummen der eingestrahlten Energie pro Flächeneinheit ausdrückt. Um Einstrahlungswerte zu erfassen, welche über einem bestimmten Wert liegen, wird ein automatisches Datenerfassungssystem verwendet, bestehend aus einem Multimeter, einem Drucker und einem Rechner [5]. Die Temperatur einer Zelle eines Panels wird mit Hilfe eines NTC-Fühlers, welcher direkt an der rückseitigen Kontaktierung der Zelle angebracht ist, gemessen. Ein NTC-Fühler wird auch für die Messung einer repräsentativen Temperatur der Speichereinheit verwendet. Produktion und Verbrauch von Elektrizität werden mittels speziell am EIR entwickelten Instrumenten gemessen. Eine automatische Kamera «liest» in regelmässigen Zeitabständen alle relevanten Daten von einem digitalen Anzeigefeld ab. Ausführliche Informa-

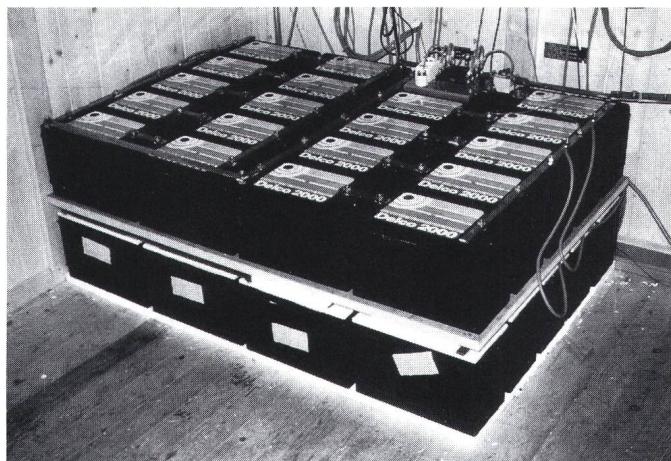
### Adressen der Autoren:

Dr. W. Durisch, M. Bühlmann und Dr. P. Kesselring; Paul-Scherrer-Institut, 5303 Würenlingen  
R. Morisod, Energiedepartement des Kantons Wallis, 1951 Sion.



**Figur 1 Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 1,2 kW**

Neben reinen Forschungszwecken dient die Anlage der Elektrizitätsversorgung einer meteorologischen Station im Süden der Schweizer Alpen. Im Hintergrund sind die Meteomasten mit den Messfühlern zu erkennen. In der Baracke befinden sich ein Batteriespeicher sowie umfangreiche elektronische Einrichtungen und Datenerfassungssysteme. Die abgebildete Anlage stellt zurzeit die grösste Forschungsanlage dieser Art in den Schweizer Alpen dar.



**Figur 2 Batteriespeicher mit einer Kapazität von 50 kWh**

Der Speicher dient dazu, das Messinstrumentarium sowie die Datenerfassungssysteme ununterbrochen, insbesondere während der Nacht und bei schlechtem Wetter, mit Elektrizität zu versorgen. An sonnigen Tagen wird der Speicher von den Solarzellen aufgeladen.

tion über die Instrumentierung, weitere Messungen (Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, direkt-normale Einstrahlung, Niederschlag) und ihre Erfassung sind in [6] und [7] enthalten.

### 3.2 Produzierte Energie

Aus den durchgeföhrten Messungen wurden die mittleren Stromversorgungsdaten ermittelt. Sie sind in Tabelle III zusammengestellt. Die Solarzellenanlage kann – zumindest was die Mittelwerte betrifft – die meteorologische Station mit Leichtigkeit versorgen. Der Versorgungsengpass tritt – wie später noch erörtert wird – im Winter auf, vor allem weil tiefe Batterietemperaturen das Laden der Speichereinheit hemmen.

### 3.3 Einstrahlungsmessungen

Aufgrund der Daten, welche in [6] dargestellt sind, und neueren Messungen können die Einstrahlungssummen gemäss Tabelle IV erwartet werden.

Messungen, welche in [8] enthalten sind, führen zu ähnlichen Ergebnissen wie in Tabelle IV. Zur Validation und zur Ermittlung des Streubereiches der in Tabelle IV wiedergegebenen Daten sind jedoch weitere Messungen erforderlich. Weitere Messungen werden insbesondere noch für statistische Zwecke benötigt. Aus Tabelle IV folgt, dass sonnennachgeführte Zellen jährlich schätzungsweise 40% (im Winter 20%, im Sommer 60%) mehr Solar-

strahlung angeboten bekämen als starr montierte Zellen, welche unter einem Anstellungswinkel von  $60^\circ$  nach Süden weisen. Der Winteranteil der Elektrizitätsproduktion würde aber wahrscheinlich, wegen der niedrigeren Temperaturen, mehr als 40% (nachgeführte Zellen) bzw. 45% (fixe Zellen) betragen. Auch Einfallswinkeleffekte (im folgenden Kapitel behandelt) könnten sich auf das Verhältnis zwischen Winter- und Sommerenergieproduktion auswirken. Weitere Messungen, auch mit nachgeführten Zellen, werden benötigt, um diese Fragen beantworten zu können.

### 3.4 Zellenwirkungsgrad

Alle Messungen des Zellenwirkungsgrades wurden unter Sonnenlicht bei Zellenbetriebstemperatur jeweils für eine ganze Untergruppe (18 Panel) durchgeföhr. Allen Wirkungsgradbestimmungen wird die aktive Zelloberfläche zugrunde gelegt ( $5 \text{ m}^2$  pro Untergruppe). Zwei Arten von Zellenwirkungsgraden werden gemessen: Momentanwerte (bei bestimmten Werten der Einstrahlung in die Zellenebene) und Mittelwerte. Momentanwerte beziehen sich immer auf die maximale Leistung der jeweiligen Untergruppe. Mittelwerte über einen bestimmten Zeitraum (Tag, Monat usw.) werden bestimmt, indem die Energieproduktion (kWh) einer Untergruppe durch die auf sie eingeschaltete Energie dividiert wird.

Momentan-Wirkungsgradmessungen an wolkenfreien Tagen weisen darauf hin, dass der Wirkungsgrad nicht nur von der Zellentemperatur abhängt, sondern auch von der Tageszeit. Wie Tabelle V zeigt, sinkt der Wirkungsgrad nachmittags, selbst bei sinkender Zellentemperatur (laut Hersteller ist der Temperaturkoeffizient des Zellenwirkungsgrades negativ, so dass bei abnehmender Temperatur der Wirkungsgrad zunehmen müsste).

Niedrige Wirkungsgrade wurden auch während der Morgenstunden beobachtet. Über einen ähnlichen Tagesgang wird in [9] berichtet. Mögliche Gründe für dieses Verhalten könnten sowohl eine Änderung der Reflektivität der Oberflächen der Glasabdeckungen und Zellen als auch spektrale Veränderungen der einfallenden Strahlung während des Tages sein. Falls die Wirkungsgradabnahme durch stärkere Reflexion (wegen der flachen Einfallswinkel) verursacht wird, dann darf angenommen werden, dass nachgeführte Zellen eine weniger starke Abnahme des Wirkungsgrades aufweisen würden.

Es muss noch erwähnt werden, dass die höchsten Momentan-Zellenwirkungsgrade (bis zu 11,4%) bei hochdiffuser Einstrahlung gemessen wurden. Dasselbe gilt für die Tagesdurchschnittswirkungsgrade, welche ihre Höchstwerte (bis zu 11%) an Tagen ohne direkt-normale Einstrahlung mit Tagessummen der Globalstrahlung zwischen 3 und 6 kWh/m<sup>2</sup> (in Panel-

Typenbezeichnung der Panel	ASI-16-2000
Zellenzahl pro Panel	35
Struktur des Siliziums	monokristallin
Gesamtzahl der Panel	36
Anzahl Panel-Untergruppen	2
Verschaltung der Untergruppen	9×(2 Panel in Reihe geschaltet)
Gesamte Oberfläche der Panel	13,2 m <sup>2</sup>
Gesamte Zelloberfläche	10,0 m <sup>2</sup>
Anstellwinkel der Panelfläche, gemessen	64 Grad
Ausrichtung der Panelfläche, Abweichung von Südrichtung	11 Grad Ost
Spannung bei optimaler Leistung	(28±2) V <sup>1</sup>
Spitzenleistung <sup>2</sup> unter Normbedingungen <sup>3</sup>	1200 W
Nutzleistung bei Paneleinstrahlung von 1000 W/m <sup>2</sup> und Zellenbetriebstemperatur von 55,4 °C	1010 W
Spitzenwert der Einstrahlung in Panelebene	1615 W/m <sup>2</sup> <sup>4</sup>
Spitzenleistung bei Spitzeneinstrahlung (Schätzwert)	1600 W <sup>5</sup>
Spitzenstrom bei Spitzeneinstrahlung (Schätzwert)	57 A <sup>5</sup>
Erwartete jährl. Einstrahlung in Panelebene	1700 kWh/m <sup>2</sup>
Erwartete jährl. Elektrizitätsproduktion	1700 kWh
Erwarteter Jahresdurchschnittswirkungsgrad	10 %
Erwarteter Tagesdurchschnitt der Ladungsproduktion pro Panel	9,24 Ah <sup>6</sup>
Lebensdauer der Panel unter alpinen Bedingungen	unbekannt <sup>7</sup>
Blitzschutz	ja
Zellenwirkungsgrad unter Normalbedingungen <sup>3</sup>	12,0% <sup>8</sup>

<sup>1</sup> Abhängig von der Zellentemperatur; bestimmt durch Messungen bei Einstrahlungswerten zwischen 150 und 1000 W/m<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Gemäss Herstellerangaben

<sup>3</sup> Zellentemperatur: 25 °C, Einstrahlung in Panelebene: 1000 W/m<sup>2</sup>

<sup>4</sup> Gemessen am 7. Oktober 1984 nach Schneefall bei Wetteränderung von neblig nach sonnig

<sup>5</sup> Geschätzt aus Spitzeneinstrahlung in Panelebene

<sup>6</sup> Betrieb bei maximaler Leistung

<sup>7</sup> Die gesamte Panelinstallation überstand vier alpine Jahre ohne Schaden (keines der Panel musste ersetzt werden). Wenn man eine Hagelkatastrophe ausschliesst, scheint eine Lebensdauer von 20 Jahren nicht unrealistisch zu sein. Von 1980 bis 1983 wurden die Panel für verschiedene Anwendungen benutzt: für ein zweijähriges Versuchs- und Messprogramm am EIR [2], für ein Inverterentwicklungsprogramm [3] und für eine Untersuchung der Einwirkungen von Schnee [4].

<sup>8</sup> Abgeleitet aus den Herstellerangaben

**Tabelle I Daten zur Panelfläche**

ebene) erreichen. Wenn man von den Wirkungsgradmessungen ausgeht, die bis jetzt durchgeführt worden sind, scheint ein Jahresdurchschnittswirkungsgrad von 10% realistisch zu sein. Dies muss aber durch weitere Messungen noch bestätigt werden.

### 3.5 Vergleich mit Herstellerangaben

In Tabelle VI werden die Angaben, welche der Hersteller über das ASI-16-2000-Panel macht, mit Messungen verglichen.

Der Hersteller gibt zu seinen Spezifikationen an, dass sie Abweichungen bis ±10% aufweisen können. Wenn man dies berücksichtigt, dann stimmen die Messergebnisse in Tabelle VI gut mit den Angaben des Herstellers überein. Der gemessene Wirkungsgrad ist etwas niedriger als der angegebene. Eine ähnliche Abweichung wurde bereits 1980 festgestellt [2]. Hieraus folgt, dass der Zellenwirkungsgrad während der letzten 7 Jahre nicht abgenommen hat (was von monokristallinem Material auch nicht erwartet wurde). Es muss erwähnt werden, dass es sich bei der gemessenen Spitzenleistung und dem gemessenen Wirkungsgrad in Tabelle VI um Mittelwerte handelt, welche aus Untergruppenmessungen (18 Panel) ermittelt wurden. Es ist interessant festzustellen, dass, selbst bei einer wesentlich niedrigeren Umgebungstemperatur als der spezifizierten, die gemessene Zellentemperatur beträchtlich höher ist als die, welche man aus den Angaben des Herstellers ableitet. Die Gründe für diese Abweichungen sind unklar.

### 3.6 Strom/Einstrahlungs-Beziehung

Zur Darstellung des Panelstromes  $I$  (bei maximaler Leistungsabgabe) als Funktion der Einstrahlung in die Panelebene  $G_p$  scheint folgende empirische Gleichung mit zwei Parametern geeignet zu sein:

$$I = I_R [\exp(a G_p / G_R) - 1] / [\exp(a) - 1] \quad (1)$$

Für das ASI-16-2000-Panel wurden folgende Werte für die Parameter  $I_R$  und  $a$  ermittelt:  $I_R = 2,056 \text{ A}$  und  $a = 0,37$ , bei einer Referenzeinstrahlung  $G_R$  von 1000 W/m<sup>2</sup>. Gleichung (1) stimmt sehr gut überein mit allen Messungen von Strom und Einstrahlung, welche bei Umgebungstemperaturen zwischen 0 und 25 °C durchgeführt

Typenbezeichnung der Batterien	Delco 2000
Anzahl der Batterien (2 Sätze à 20 Stück)	40
Verschaltung der Batterien	1 Satz 10 × (2 Batterien in Reihe)
Spannung pro Batterie	12 V
Kapazität (beide Sätze)	4200 Ah
Gespeicherte Energiemenge (beide Sätze)	50 kWh
Nutzbare gespeicherte Energiemenge (beide Sätze)	etwa 20 kWh
Selbstentladung pro Monat (bei 26,7 °C, beide Sätze)	160 Ah <sup>1</sup>
Gesamtgewicht des Batteriespeichers (beide Sätze)	1092 kg
Betriebsjahre erster Satz	4
Betriebsjahre zweiter Satz (parallel geschaltet)	1
Lebensdauer (abhängig von Zahl und Art der Ladezyklen)	5-10 Jahre
Instandhaltung	unbedeutend
Ladezustandskontrolle	Hydrometer
Elektrische Verbindung zwischen den Batterien	Kupferstreifen
Kurzschluss-Schutz	ja
Thermische Isolation	zum Teil

<sup>1</sup> Bei voll geladener Einheit. Bei der vorliegenden Anwendung liegt die Batterietemperatur immer unter 26,7 °C, was zu einer geringeren Selbstentladung führt. Dasselbe gilt für den Betrieb bei einem mittleren Ladezustand, was hier ebenfalls zutrifft.

**Tabelle II Daten zur Speichereinheit**

wurden. Falls keine Messungen zur Bestimmung der Parameter  $I_R$  und  $a$  zur Verfügung stehen, empfiehlt sich die Näherung  $a = 0$  zu setzen, was zur linearen Beziehung  $I = I_R G_p/G_R$  führt. In diesem Fall kann für  $I_R$  der vom Hersteller angegebene Strom bei maximaler Leistungsabgabe beim zugehörigen Referenzwert der Einstrahlung genommen werden.

## 4. Betriebserfahrungen

Die hier beschriebene Photovoltaikanlage arbeitet nun seit vier Jahren unter den harten klimatischen Bedingungen der Alpen. Bis anhin traten keine Datenverluste infolge Unterbrüchen der Stromversorgung auf. Die Anlage scheint hohen Windgeschwindigkeiten (bis zu 141 km/h), niedrigen Temperaturen (bis zu  $-26^{\circ}\text{C}$ ) und Einstrahlungsspitzen (bis zu  $1615 \text{ W/m}^2$ ) widerstehen zu können. Da die Atmosphäre in den Alpen relativ sauber ist und Niederschläge in der Regel eine reinigende Wirkung aufweisen, musste die Panelfläche nie gereinigt werden.

Bis jetzt verursachte die Panelfläche keine Probleme bezüglich Schneebablagerungen, Vereisung, Bildung von Rauhreif, Hagel, Blitzschlag und hohen Zellentemperaturen. Schneebablagerungen auf den Panels wurde durch den steilen Anstellwinkel, speziell behandelte untere Panelkanten und versetzte Anordnung der oberen Panelreihe vorgebeugt. Es ist auch wichtig, dafür zu sorgen, dass unter dem Fussende der unteren Panelreihe genügend Raum für den abrutschenden Schnee vorhanden ist. Um ein gutes Abgleiten des Schnees zu gewährleisten, sollten die Panel hochkant angeordnet sein.

Extrem hohe Spitzeneinstrahlungswerte in der Paneelebene, wie sie auch in [10] beschrieben werden, erfordern entsprechende Auslegung und Dimensionierung der Anlagekomponenten. Da die Hütte der Meteostation nicht geheizt wird, wurden Temperaturen des Batteriespeichers bis zu  $-18^{\circ}\text{C}$  beobachtet. Um das Gefrieren des Elektrolyten zu verhindern, sollte der Ladezustand auf über 50% gehalten werden. Da der Lade- und Entladevorgang (elektrochemische Prozesse) bei niedrigen Temperaturen langsam sind, ist eine beträchtliche Überdimensionierung der Speichereinheit erforderlich, um an sonnigen Wintertagen die produzierte elektrische Energie in den Speicher bringen zu können. Besser

<b>Meteorologische Station</b>		
Mittlere ununterbrochene Leistungsaufnahme	45	W <sup>1</sup>
Mittlere Spannung	24,7	V
Mittlerer Strom	1,8	A
Zahl der Tage reinen Batteriebetriebs (Schätzwert)	18	
<b>Hilfslasten</b>		
(einschl. Hüttenbeleuchtung und Verbrauch über Inverter)		
Mittlere ununterbrochene Leistungsaufnahme	145	W
Mittlere Spannung	28	V
<b>Verluste</b>		
Selbstentladung der Speichereinheit und ohmsche Verluste	36	kWh/Jahr

<sup>1</sup> Bis 15.4.1987, danach wesentlich höher (zusätzliche Instrumentierung).

**Tabelle III** Stromversorgungsdaten

**Tabelle IV**  
**Erwartete globale**  
**Einstrahlungswerte**

Jahreszeit	Einstrahlung in geneigte Fläche <sup>1</sup> kWh/m <sup>2</sup>	Einstrahlung in sonnen-nachgeführte Fläche kWh/m <sup>2</sup>
Winter <sup>2</sup>	765 (45%)	920 (40%)
Sommer	935 (55%)	1480 (60%)
Jahr	1700	2400

<sup>1</sup> Nach Süden gerichtet, Anstellwinkel 60°

<sup>2</sup> Oktober bis März

**Tabelle V**  
**Zellenwirkungsgrad**  
**in Abhängigkeit von**  
**der Tageszeit**

Zeit MEZ	Einstrahlung in Zellen- ebene W/m <sup>2</sup>	Zellenwirkungs- grad %	Zellen- temperatur °C	Umgebungs- temperatur °C
12.12	850	10,0	56,7	23,2
14.13	700	10,1	51,1	23,5
15.18	500	9,9	41,7	22,6
16.19	300	8,7	33,4	22,1
16.49	100	6,8 <sup>1</sup>	25,5	22,1

<sup>1</sup> Nach Sonnenuntergang gemessen

Prüfbedingungen/Ergebnisse	ARCO 1979	Messung 1987	Abweichung %
Datum	-	15. April	-
Zeit, MEZ	-	12.38	-
Umgebungstemperatur °C	20,0	2,0	-
Windgeschwindigkeit km/h	3,6	5,0	-
Einstrahlung in Paneelebene W/m <sup>2</sup>	1000	1000 <sup>2</sup>	-
Zellentemperatur °C	51,3 <sup>1</sup>	55,4 <sup>3</sup>	+ 8,0
Spitzenleistung W	28,9 <sup>1</sup>	28,1	- 2,8
Wirkungsgrad %	10,4 <sup>1</sup>	10,1	- 2,9

<sup>1</sup> Aus Herstellerangaben abgeleitet

<sup>2</sup> Klarer Himmel, geschlossene Schneedecke

<sup>3</sup> Um  $-4^{\circ}\text{C}$  korrigiert wegen des Hitzestaus, der sich durch die rückwärtige Wärmeisolation des Temperaturfühlers bildet

**Tabelle VI** Vergleich der Herstellerangaben mit den Messungen

wäre, die Temperatur der Batterien im Winter möglichst über Null Grad zu halten (gute thermische Isolation).

Um eine unnötige Beanspruchung des Batteriespeichers zu vermeiden, sollte die elektrische Energie wenn immer möglich direkt ab den Panel verbraucht werden. Alles in allem ist zu sagen, dass die Photovoltaikanlage äusserst zuverlässig ist und sehr zufriedenstellend arbeitet. Langzeiterfahrungen fehlen allerdings noch.

## 5. Wirtschaftlichkeit

Als Stromversorgung für die in [1] beschriebene meteorologische Station wurden verschiedene Möglichkeiten in Betracht gezogen: Netzanschluss, Dieselmotor-Generator-Einheit mit Batteriespeicher, periodisches Wechseln eines genügend grossen Satzes wieder-aufladbarer Batterien sowie eine photovoltaische Energieversorgung. Die Auswertung führte zum Schluss, dass für die vorliegenden Bedürfnisse (niedriger ununterbrochener Energiebedarf) eine photovoltaische Versorgung am geeignetsten ist. Dies sogar unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Anlage überdimensioniert werden musste, da es an Erfahrungen mit so grossen Anlagen in den Alpen fehlte und der endgültige Energieverbrauch der Meteostation nicht im voraus genau bekannt war. Die Entscheidung fiel hauptsächlich aus wirtschaftlichen Gründen zugunsten einer Photovoltaikanlage aus. Andere wichtige Gründe waren: keine Umweltbelastung, äusserst niedriger Betriebs- und Wartungsaufwand sowie die hohe Zuverlässigkeit, die eine solche Stromversorgung versprach.

Ausgehend von den bis jetzt durchgeführten Messungen wurden die Elektrizitätsproduktion und die Endverbrauchskosten geschätzt und in Tabelle VII aufgelistet. Sowohl der Produktions- als auch der Endverbrauchspreis sind ungefähr eine Grössenordnung höher als bei Elektrizität aus konventionellen Grossanlagen. Jedoch ist der Produktionspreis um einiges niedriger als der Endverbrauchspreis (kein Batteriespeicher nötig). Die Möglichkeiten, diese Preise zu reduzieren, werden später behandelt.

Um die entscheidenden Kostenfaktoren herauszufinden und um die mögliche Kostenreduktion einzuschätzen, ist eine etwas detailliertere wirtschaftliche Analyse nötig. In dieser Analyse wird neben einem Batteriespeicher

<b>Anschaffungs- und Installationskosten für die Panelfläche</b>		
Panelfläche, 36 Panel ASI-16-2000	à Fr. 534.- <sup>1</sup>	Fr. 19 224.-
Tragkonstruktion		Fr. 2 000.-
Elektronik/Verkabelung		Fr. 2 500.-
Installation		Fr. 5 563.-
<i>Gesamtkosten</i>		Fr. 29 287.-
<b>Produktionskosten</b>		
Kapitalkosten pro Jahr (Zinssatz 5,5%, Laufzeit 20 Jahre)		Fr. 2 451.-
Betriebs- und Wartungskosten pro Jahr (1,5% der gesamten Anschaffungs- und Installationskosten)		Fr. 439.-
<i>Gesamtproduktionskosten pro Jahr</i>		Fr. 2 890.-
Erwartete jährliche Stromproduktion (DC)		kWh 1700
Spezifischer Stromproduktionspreis		Fr./kWh 1.70 <sup>2</sup>
<b>Speicherkosten</b>		
40 Batterien <sup>3</sup> à Fr. 189.50 <sup>4</sup>		Fr. 7 850.-
Dadurch verursachte zusätzliche Kosten		Fr./kWh 0.44
Strompreis einschliesslich Speicherung		Fr./kWh 2.14
<b>Endverbrauchspreis</b>		
<i>Elektrizität direkt ab Panel:</i>		
64% des Gesamtverbrauchs		
Anteil am Endverbrauchspreis		Fr./kWh 1.37
<i>Elektrizität aus Batterie:</i>		
36% des Endverbrauchs		
Anteil am Endverbrauchspreis (erwarteter Wirkungsgrad des Batteriespeichers: 82,5%)		Fr./kWh 0.93
<i>Spezifischer Endverbrauchspreis gesamt</i>		Fr./kWh 2.30

<sup>1</sup> Sonderpreis, der 1979 gewährt wurde, da die Panel für Forschungszwecke gekauft wurden. Er entspricht ungefähr dem heute gültigen Preis für M75-Panel von ARCO, welche dieselbe Grösse, aber eine grössere Leistungsabgabe haben.

<sup>2</sup> Dieser Preis gilt für ASI-16-2000-Panel. Bei Verwendung von M75-Panel (Zellenwirkungsgrad unter Normbedingungen: 14%, Jahresdurchschnittswirkungsgrad: etwa 13%) würde der spezifische Produktionspreis Fr. 1.45 pro kWh betragen.

<sup>3</sup> Zwei Sätze, bestehend aus je 20 Batterien, jeweils für eine Dauer von 10 Jahren. In Photovoltaikanlagen verwendete Batterien werden normalerweise nicht hohen Ladeströmen ausgesetzt und schonend entladen, was zu einer längeren Lebensdauer führt. Die Lebensdauer der Batterien ist in den letzten Jahren weiter verbessert worden. Es ist anzunehmen, dass dieser Trend anhält.

<sup>4</sup> Einschliesslich Installationskosten.

Tabelle VII Endverbrauchspreis

auch ein Wechselrichter für 220-V-Verbraucher berücksichtigt.

Dabei wird angenommen, dass alle elektrische Energie, welche die Panelfläche während eines Jahres produzieren kann, auch wirklich vollständig aufgebraucht wird (durch direkt angeschlossene Verbraucher, über den Inverter und über den Batteriespeicher, wobei diese einzeln oder in beliebigen Kombinationen in Betrieb sein können). Ausserdem wird vorausgesetzt, dass der Ladezustand des Batteriespeichers am Ende des Jahres gleich ist wie am Anfang. Figur 3 zeigt das Empfindlichkeitsschaubild für diese Berech-

nung. Als Ausgangspunkt diente der in Tabelle VIII definierte Datensatz.

Diese als Ausgangspunkt für die Empfindlichkeitsrechnung verwendeten Daten führten zu einem Endverbrauchspreis von Fr. 2.50 pro kWh. Dieser Preis gilt für ASI-16-2000 Panel. Mit ARCO-M75-Panel ( $\eta_s = 0,14$ ;  $\eta_z$  etwa 0,13) ergeben sich Fr. 2.08 pro kWh. Dem Empfindlichkeitsschaubild (Fig. 3) wurden ASI-16-2000-Panel zugrunde gelegt, wie sie in der Photovoltaikanlage zur Verwendung gelangten.

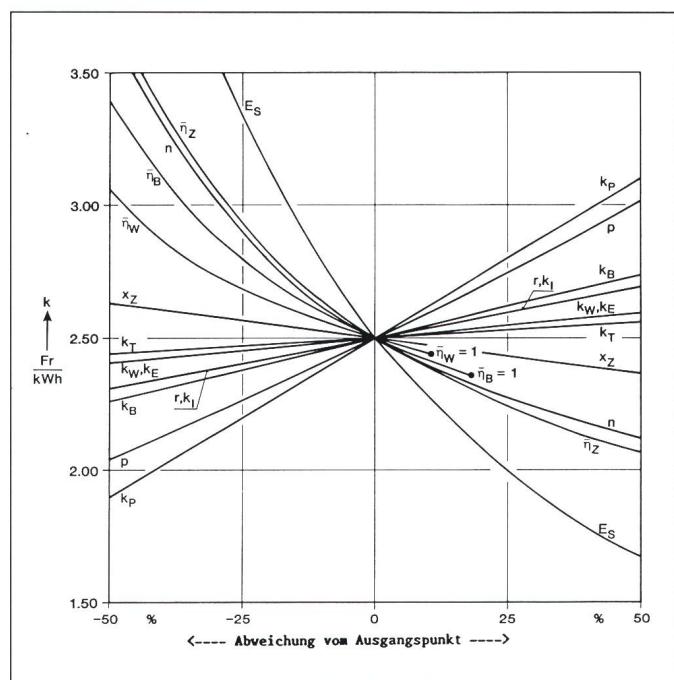
Abb. 3 zeigt deutlich, dass der Endverbrauchspreis in hohem Masse von

der verfügbaren Einstrahlung in die Panelebene  $E_s$  abhängt. Dieser Parameter hat den grössten Einfluss auf den Endverbrauchspreis. Ihm folgen:

$\eta_z$ ,  $k_p$ ,  $n$ ,  $p$ ,  $\bar{\eta}_B$ ,  $\bar{\eta}_W$ ,  $k_B$ ,  $r$ ,  $k_I$ ,  $x_z$ ,  $k_w$ ,  $k_E$ ,  $k_T$ ,  $x_B$ ,  $x_{BW}$  und  $x_{ZW}$ .

Die hohe Empfindlichkeit von  $k$  gegenüber  $E_s$  zeigt deutlich die Wichtigkeit auf, welche der sorgfältigen Evaluation und Wahl von Standorten in bezug auf das solare Strahlungsangebot zukommt. Wie erwartet haben auch der Zellenwirkungsgrad und die spezifischen Panelkosten (Franken pro Watt Spitzenleistung) einen grossen Einfluss. Allerdings ist es in gewissem Masse überraschend, dass die Lebensdauer der Anlage einen fast ebenso grossen Einfluss hat wie die spezifischen Panelkosten. Auch der Zinssatz und der Wirkungsgrad des Batteriespeichers haben ziemlich hohe Einflüsse auf die Kosten  $k$ . Etwas kleiner

**Figur 3**  
Empfindlichkeit der Endverbrauchsstromkosten  $k$  gegenüber den wichtigsten Parametern  
(Bezeichnungen siehe Tab. VIII)



Symbol	Bedeutung der Symbole	Ausgangsdaten für die Empfindlichkeitsuntersuchung	Parameter für den günstigsten, heute anzunehmenden Fall
$r$	Prozentsatz (von $I_{sp}$ ) für Betriebs- und Wartungskosten	1,5	0,5
$p$	Zinssatz in Prozent pro Jahr	5,5	3,0
$n$	Lebensdauer der Anlage in Jahren	20	30
$k_p$	Spezifische Panelkosten (bezogen auf die Spitzenleistung in W)	16 Fr./W <sup>1</sup>	1.50 Fr./W <sup>2</sup>
$\eta_s$	Zellenwirkungsgrad unter Normbedingungen <sup>3</sup>	0,12	0,27
$k_T$	Spezifische Kosten für die Tragkonstruktion (bezogen auf die Zellenfläche)	200 Fr./m <sup>2</sup>	50 Fr./m <sup>2</sup> <sup>4</sup>
$k_E$	Spezifische Kosten für Elektronik und Verkabelung (bezogen auf die Zellenfläche)	250 Fr./m <sup>2</sup>	50 Fr./m <sup>2</sup>
$k_I$	Spezifische Kosten für die Installation der Panelfläche (bezogen auf die Zellenfläche) <sup>6</sup>	556 Fr./m <sup>2</sup>	100 Fr./m <sup>2</sup>
$k_B$	Spezifische Kosten für den Batteriespeicher (bezogen auf die Zellenfläche) <sup>7</sup>	758 Fr./m <sup>2</sup>	— <sup>8</sup>
$k_w$	Spezifische Kosten für den Wechselrichter (bezogen auf die Zellenfläche) <sup>7</sup>	300 Fr./m <sup>2</sup>	— <sup>8</sup>
$E_s$	Spezifische jährliche globale Einstrahlung in Panelebene (bezogen auf die Zellenfläche)	1700 kWh/m <sup>2</sup>	2400 kWh/m <sup>2</sup> <sup>9</sup>
$\bar{\eta}_z$	Jährlicher Durchschnittswert des Zellenwirkungsgrades unter Betriebsbedingungen	0,10	0,25 <sup>4</sup>
$x_z^s$	Anteil des Endenergieverbrauchs direkt ab Panelfläche	0,58	1,00 <sup>8</sup>
$x_B^s$	Anteil des Endenergieverbrauchs aus dem Batteriespeicher	0,22	— <sup>8</sup>
$x_{ZW}^s$	Anteil des Endenergieverbrauchs ab Panelfläche über den Inverter	0,10	— <sup>8</sup>
$x_{BW}^s$	Anteil des Endenergieverbrauchs aus dem Batteriespeicher über den Inverter	0,10	— <sup>8</sup>
$\bar{\eta}_B$	Mittlerer Wirkungsgrad des Batteriespeichers	0,85	— <sup>10</sup>
$\bar{\eta}_W$	Mittlerer Wirkungsgrad des Inverters	0,90	— <sup>10</sup>

<sup>1</sup> Flächenbezogene Panelkosten: Fr. 1920.-/m<sup>2</sup>

<sup>2</sup> In [11] wird für das nächste Jahrzehnt sogar ein Preis von nur 0.40 \$ pro Watt Spitzenleistung erwartet

<sup>3</sup> Zellentemperatur 25 °C, Zelleinstrahlung 1000 W/m<sup>2</sup>

<sup>4</sup> In Laborversuchen wurden Wirkungsgrade bis zu 24% unter nichtkonzentriertem Sonnenlicht gemessen und bis zu 34% theoretisch vorausgesagt [12]. Rein thermodynamisch steht einem terrestrischen Wirkungsgrad von bis zu 94% nichts im Wege.

<sup>5</sup> Gemäss Prognosen für die Kostenentwicklung in der Membranheliostatentechnologie. Diese Technologie könnte vielleicht einmal benutzt werden, um Dünnfilmmeorschichtzellen auf einem flexiblen Träger der Sonne nach-

zuführen. Ultraleichte Zellen sind z.B. in [13] beschrieben.

<sup>6</sup> Einschliesslich Panelverkabelung

<sup>7</sup> Einschliesslich Installation

<sup>8</sup> Direkte Nutzung des Zellenstromes in transienten unempfindlichen elektro-chemischen Prozessen zur Herstellung synthetischer Energieträger und/oder energieintensiver chemischer Produkte.

<sup>9</sup> Für sonnennachgeführte Zellen an sorgfältig ausgewählten Standorten in den Schweizer Alpen. In Ländern des Sonnengürtels können jährlich bis zu 3300 kWh/m<sup>2</sup> erwartet werden.

<sup>10</sup> Nicht erforderlich, da Direktnutzung des Zellengleichstromes

**Tabelle VIII Ausgangsdaten für die Empfindlichkeitsrechnung und günstigster, heute anzunehmender Fall**



# Wer zur Gesamtleistung Farbe bekennt, baut auf Erfahrung.



## um Beispiel in der Energiemessung

ei zukunftsweisenden Lösungen in der  
lessung elektrischer Energie hat der  
ufall keinen Platz.  
enn wer die Zukunft mitgestalten will,  
raucht als Basis die Erfahrung. Daraus

resultieren Erkenntnisse für Lösungen,  
die ineinander greifen.

Mit Landis & Gyr haben Sie einen erfah-  
renen Partner, der Ihnen übergreifende  
Gesamtlösungen bietet. Und zwar für  
die Energiemessung, die Tarifgestaltung,  
die Datenerfassung und die Zähler-

prüfung. Farbe bekennen zur Gesamt-  
leistung eines Partners, der für die  
Zukunft gerüstet ist, eigentlich eine gute  
Sache. Und für uns ein willkommener  
Anlaß, Ihnen und allen anderen Kunden  
für die vertrauensvolle Zusammenarbeit  
zu danken.

## **.andis & Gyr – der Partner für umfassende Lösungen**

Bitte beachten Sie  
zum Thema Energiemessung  
die Rückseite.

**LANDIS & GYR**

# Energiemessung – ein wichtiger Bereich der Gesamtleistung

Die elektrische Energie ist ein maßgeblicher und weiterhin zunehmender Bestandteil des täglichen Energiebedarfs. Vielseitige Anwendungsmöglichkeiten weisen ihr einen hohen Stellenwert im Vergleich zu den anderen Energieträgern zu.

Sie zuverlässig und rationell messen, bewerten und damit dem Abnehmer verrechnen zu können, stellt für die Elektrizitätswerke EW eine immer bedeutungsvollere Aufgabe dar, sowohl für die Verteilung wie für den Austausch.

## Energiemessung

Tag für Tag messen Elektrizitätszähler von Landis & Gyr den Verbrauch an elektrischer Energie auf den verschiedenen Spannungsebenen, also in Haushalt, Gewerbe, Industrie usw. Zum Einsatz kommen elektromechanische und statische Zähler für Ein- und Mehrphasennetze. Sie alle entsprechen den nationalen und internationalen Normen und unterscheiden sich, je nach Land oder Kundenwunsch, durch verschiedene Nenndaten, Meßbereiche und Genauigkeitsklassen nach IEC von 0,2 bis 2,0. Es sind dies

- für die höchsten Genauigkeitsklassen 0,2 und 0,5: statische Zähler
- für die Klasse 1,0: statische wie auch elektromechanische Zähler
- für die Klasse 2,0: elektromechanische Zähler

Neben Zählern für Wirkverbrauch stehen auch solche für Blind- und Scheinverbrauch zur Verfügung. Sie sind in europäischer Bauart (mit Klemmenblock) oder in USA-Bauart (mit steckbarem Sockel) erhältlich.

## Neu:

Vollelektronischer Präzisionszähler Klasse 1,0 mit statischer Zählereinheit ZMA und elektronischem Tarifgerät m402.



## Tarifgestaltung

Diesem Bereich ist unser nächster Beitrag gewidmet.

Für Ihr Interesse danken wir Ihnen schon jetzt.

sind die Auswirkungen des Inverterwirkungsgrades und der spezifischen Batteriespeicherkosten. Wie erwartet fallen Betriebs- und Wartungskosten kaum ins Gewicht. Auch die spezifischen Kosten für den Inverter, die Elektronik, die Verkabelung und die Tragkonstruktion zeigen – erwartungsgemäß – wenig Einfluss (die Kosten für die Panel und den Batteriespeicher spielen die dominierende Rolle in der betrachteten Basisvariante). Was die Energieanteile auf Seiten der Endverbraucher betrifft, so stellt sich heraus, dass der Endverbrauchspreis kaum so kleiner ist, je grösser der Anteil der unmittelbar ab Panel konsumierten Energie ist (keine Speicher- und Inverterverluste).

Das Empfindlichkeitsschaubild zeigt, dass insbesondere

- die Einstrahlung in die Paneelebene so hoch wie möglich sein sollte (Standort und Art der Anlage)
- der Wirkungsgrad und die Lebensdauer der Panel so weit wie vernünftigerweise möglich erhöht werden sollte (Technologie)
- die Panelpreise beträchtlich gesenkt werden sollten (innovative Technologien)
- «billiges» Geld (niedriger Zinssatz) für Investitionen in Photovoltaikanlagen verfügbar sein sollte
- billige und leistungsfähige Batteriespeicher zur Verfügung stehen sollten (innovative Technologien)
- der Wirkungsgrad des Inverters so hoch wie vernünftigerweise möglich sein sollte (Technologie)
- der Anteil des direkt ab Panelfläche verbrauchten Stromes so hoch wie möglich sein sollte (Energiemanagement)

Wenn man diese Punkte berücksichtigt, kann die mögliche Reduktion des Strompreises geschätzt werden. Die Parameter, welche für diesen Zweck festgelegt wurden, sind in Tabelle VIII in der rechten Spalte aufgelistet. Sie stellen ganz klar optimistische langfristige Aussichten dar, verstossen jedoch gegen keine heute bekannten physikalischen Gesetze.

Ausgehend von diesen Parametern erhält man die in Tabelle IX zusammengefassten Ergebnisse für den günstigsten anzunehmenden Fall.

Tabelle IX zeigt, dass der Versuch, photovoltaischen Strom wirtschaftlich zu produzieren, keinesfalls hoffnungslos ist, vorausgesetzt, die unterstellten Parameterwerte können künftig erreicht werden. Allerdings wird man

Produktionszahlen/Kosten	Schweizer Alpen	Sonnengürtel
Spezifische Stromproduktion, kWh/m <sup>2</sup> <sup>1</sup>	600	825
Spezifische Investitionskosten, Fr./m <sup>2</sup>	605	605
Spezifischer Produktionspreis Fr./kWh	0,056	0,041

<sup>1</sup> Hilfsenergie vernachlässigt (ca. 0,5% der Produktion)

**Tabelle IX Produktionszahlen und Kosten im günstigsten anzunehmenden Fall**

wahrscheinlich wie in anderen Energietechnologien noch (viele) weitere Jahre intensiver Forschung und Entwicklung benötigen, ohne dass ein Erfolg garantiert ist. Vielversprechende Fortschritte scheinen bevorzustehen.

## 6. Folgerungen und Empfehlungen

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen können photovoltaische Energieversorgungen für abgelegene, unbemannte Anlagen unter harten alpinen Klimaverhältnissen empfohlen werden. Ihre Leistungsfähigkeit wurde demonstriert und Messdaten erarbeitet, mit deren Hilfe Machbarkeit und Leistungsfähigkeit grösserer, auf neuester Technologie basierender Anlagen genauer eingeschätzt werden können. Alle speziell für die beschriebene Anlage entwickelten Geräte (Hilfslasten und ihre Steuerung, Leistungs- und Energiemesseinrichtungen und die programmgesteuerte Kamera) erwiesen sich als zuverlässig. Die sorgfältige Installation der Anlage hält den Aufwand für Betriebs- und Wartungsarbeiten niedrig. Ein wirksamer Blitzschutz ist bei Anwendungen in den Alpen unerlässlich.

Es müssen noch weitere Messungen durchgeführt werden, um gewisse geschätzte bzw. erwartete Daten (vor allem der Jahresdurchschnitt des Zelleneinstrahlungswerts) zu bestätigen, aber auch um den zukünftigen Bedarf an Messdaten zu befriedigen: z.B. statistische Verteilung der Energieproduktion, Energieproduktion sonnennachgeführter Zellen, Messungen über die spektrale Verteilung der Solarstrahlung (für Anwendung von Dünnschichtzellen).

Die Messung der Zellentemperatur muss überprüft werden. Um die tatsächliche Elektrizitätsmehrproduktion bei Sonnennachführung der Zellen (verglichen mit starr montierten Zellen) ermitteln zu können, wird empfohlen, die Anlage um ein Experiment mit sonnennachgeführten Zellen

zu erweitern. Bei diesem Experiment sollten neueste Produkte (z.B. Tandemzellen, amorphe Dünnschichtzellen usw.) und die Machbarkeit verschiedener Nachführtechnologien unter alpinen Bedingungen untersucht werden. Wirtschaftliche Betrachtungen deuten darauf hin, dass die direkte Nutzung des Zellenstromes für elektrochemische Prozesse am interessantesten sein könnte.

## Literatur

- [1] Durisch, W., Bühlmann, M., and Kesselring, P.: Solar radiation measurements in the Alps. 2nd International Workshop on the Design, Construction and Operation of Solar Central Receiver Projects, Varese, Italy, 1984.
- [2] Tobel von, G.: Solarzellen-Demonstrations-Anlage; Erfahrungen und Daten aus dem etwa 1jährigen Betrieb. Interner Bericht, Eidg. Institut für Reaktorforschung (EIR), 1982.
- [3] Blatter, M. und Wicki, F.: Universeller Solarzellen-Umrichter für 220 V/380 V mit hohem Wirkungsgrad. Informationstagung über Photovoltaische Energieumwandlung des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV), Zürich, 1982.
- [4] Real, M., Tobel von, G. und Naegeli, W.: Das Verhalten von Solarzellen in den Schweizer Alpen. Informationstagung über Photovoltaische Energieumwandlung des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV), Zürich, 1982.
- [5] Wochele, J. und Durisch, W.: Solarmessstation EIR – ein Jahr Messungen. Internal Technical Report. TM-13-86-07, EIR, Würenlingen, 1986.
- [6] Durisch, W., Housley, B. and Tobe, P.: Meteorologische Station METAROZ EWZ/EIR – Aufbau, Betrieb und erste Messergebnisse. Internal Technical Report. TM-13-84-18, EIR, Würenlingen, 1986.
- [7] Bühlmann, M.: Energieversorgung einer Meteostation mittels einer Photovoltaikanlage. Internal Technical Report, TM-55-84-1, EIR, Würenlingen, 1984.
- [8] Hofler, B. und Durisch, W.: Meteostation Lay Alp – Aufbau und erste Messergebnisse 85/86. Internal Technical Report TM-13-87-07, EIR, Würenlingen, 1987.
- [9] Ambrosoone, G. and others: Comparison between power and energy methods of analyses of photovoltaic plants. Solar Energy, 34 (1985), 1–8.
- [10] Bruce, R.K.: Ice-core drilling at 5570 m powered by a solar voltaic array. J. of Glaciology, 31 (1985), 360–361.
- [11] Hamakawa, Y.: Photovoltaic Power. Scientific American, April 1987, 77–82.
- [12] SERI. In Review, April/May 1987, Vol IX, No. 2.
- [13] Hanak, J. Ultralight monolithic photovoltaic moduls of amorphous silicon alloys. IEEE Photovoltaic specialists conference, Las Vegas, 1985.