



Schlussbericht vom 3. Oktober 2018

Farbige PV-Module für denkmalgeschützte Zonen und Gebäude

Das Pilotprojekt in Ecuwillens (FR)





Datum: 3. Oktober 2018

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

CSEM Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique SA («CSEM»)
Jacquet-Droz 1
2000 Neuchâtel
www.csem.ch

Alexandre Galley
Route de Village 50
1730 Ecuwillens

Etat de Fribourg
Service de l'Energie SdE
Bd de Pérolles 25
CP 1350
1700 Fribourg

Userhuus AG
Jaqueline Schindler
Seerosenweg 6
6052 Hergiswil

Solstis SA
Rue de Sébeillon 9b
1004 Lausanne

Autoren:

Patrick Heinstejn, CSEM, patrick.heinstejn@csem.ch
Diego Fischer, Diego Fischer Solar Engineering, diego.fischer@sunrise.ch
Laure-Emmanuelle Perret-Aebi, CSEM, laure-emmanuelle.perret@csem.ch
Christoph Ballif, CSEM, christoph.ballif@csem.ch
Karin Söderström, ehemals CSEM, jetzt BFE, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.ch
BFE-Projektbegleitung: Stefan Nowak, stefan.nowak@netenergy.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/501458-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

In den letzten Jahren wurde eine grosse Zahl Gesetzesauflagen erlassen, um den Anteil erneuerbarer Energien in Gebäuden zu erhöhen. Dessen ungeachtet zielten bislang weder europäische noch nationale Direktiven zum Klimaschutz auf eine Erhöhung der Akzeptanz von Solarinstallationen (PV) speziell im denkmalgeschützten bzw. historischen Gebäudebestand. Der Mangel an marktseitig verfügbaren PV-Produkten, um die bestehende Lücke zwischen Technologie und Tradition zu schliessen, kann als ein weiteres Hemmnis ausgemacht werden: den Herstellern von Solarmodulen ist es bislang nicht gelungen, in ästhetischer wie auch ökonomischer Hinsicht solide und überzeugende Produkte auf den Markt zu bringen, um das traditionelle Ziegeldach durch akzeptable und im Einklang mit der traditionellen Architektur stehende Systeme zu ersetzen. Da diese Gebäude teils bis zu 10% des Gebäudebestands ausmachen können, ist mithin ein bedeutender Teil der Bevölkerung aus denkmalschutzrechtlichen Gründen von der Produktion von Solarstrom ausgeschlossen.

Ausgehend von dieser Situation haben Physiker, Ingenieure und Bauhistoriker des CSEM in enger Kooperation mit dem auf spezielle PV-Lösungen spezialisierten belgischen Hersteller Issol, der in der Schweiz eine Niederlassung unterhält, die Problematik aufgegriffen und ein PV-Modul entwickelt, das die Eigenschaften der marktgängigen Hochleistungs c-Si Technologie mit einem matten Oberflächenfinish und einem ziegelfarbigem Erscheinungsbild verknüpft. Erreicht wurde dies mittels eines serigraphischen, hochbeständigen Farbdruckverfahrens (ceramic printing) auf der Innenseite des Deckglases. Dies ergibt eine perfekte Homogenität der Farbfläche bei möglichst hoher Transparenz, die im Modul zu Leistungseinbussen im Bereich von 22% führt. Ein in der Modulfarbe eloxierter Aluminiumrahmen garantiert Wasserdichtigkeit und eine gleichermassen einfach zu handhabende wie solide Installation.

Neben zahlreichen Labortests bis hin zur Marktgängigkeit des neuartigen Produkts galt es, dessen überzeugende Eigenschaften im Denkmalschutzkontext zu demonstrieren. Ein aus der Mitte des 19. Jahrhunderts datierendes Bauernhaus in Ecuwillens (FR) wurde hierzu als geeignet für ein Pilotprojekt identifiziert: das Gebäude selbst ist nicht denkmalgeschützt, jedoch besteht Ensembleschutz für den Ortskern, so dass auch hier die Installation einer handelsüblichen PV-Anlage stark problembehaftet war. Nach Abschluss sämtlicher Testverfahren seitens des CSEM begann die Produktion der Module durch die Fa. Issol im Frühjahr 2017. Schliesslich konnte das weltweit erste ziegelfarbene 30kWc PV-System auf besagtem Dach im August des Jahres installiert und Anfang Oktober 2017 eingeweiht werden. Das neuartige terrakottafarbene PV-Modul ist mittlerweile am Markt unter dem Produktnamen „Solar Terra“ erhältlich. Das Pilotprojekt in Ecuwillens hat seither weltweit ein überwältigendes und durchweg positives Presseecho erfahren. Dessen ungeachtet bestehen aus ökonomischer Sicht weiterhin Fragen bezüglich dessen Marktfähigkeit in jetziger Form. Ohne eine deutliche Kostenreduktion auf Herstellerseite wird eine breitere Akzeptanz auf dem stark umkämpften PV-Markt nicht erzielt werden können. Weitere R&D Anstrengungen sind hier unbedingt gefordert, um farbige PV-Systeme kostengünstiger herstellen und am Markt platzieren zu können.



Résumé

Ces dernières années, un grand nombre de dispositions légales ont été adoptées pour augmenter la production d'énergies renouvelables dans les bâtiments. Toutefois, ni les directives européennes ni les programmes nationaux de protection du climat n'ont permis d'accroître de manière substantielle l'acceptation des installations photovoltaïques (PV). Ce constat s'applique notamment aux monuments historiques et aux bâtiments traditionnels. Pour ce type de constructions, le manque de produits alliant esthétique et efficacité énergétique représente un obstacle majeur. Jusqu'à présent, aucune solution n'était en mesure de rendre les traditionnelles toitures couleur terre cuite actives en respectant leur apparence d'origine. Ce type de construction représentant environ 10 % du patrimoine bâti, toute une partie de la population ne pouvait ainsi aspirer à du courant photovoltaïque pour des raisons législatives.

Fort de ce constat, une équipe pluridisciplinaire du CSEM a décidé de développer un module solaire spécifiquement destiné à ce type d'application. En étroite collaboration avec Issol, fabricant de panneaux PV, elle a mis au point une solution qui possède les propriétés d'un module à haut rendement basé sur la technologie c-Si et présente une apparence couleur terre cuite.

L'innovation a été réalisée en appliquant une couche de couleur sur la partie intérieure du verre frontal. Pour ce faire, un procédé d'impression sérigraphique (ceramic printing) ultra résistant a été choisi car il permet d'optimiser le ratio entre transparence et homogénéité de la couleur. La perte de rendement énergétique est ainsi limitée à 22%. Facile à installer, ce nouveau module dispose d'un cadre en aluminium anodisé de la même couleur qui assure son imperméabilité et sa solidité.

Au-delà des tests en laboratoire, il fallait démontrer l'intérêt de ce nouveau type de panneaux dans un site protégé. Une ferme datant du 19ème siècle a été identifiée à Ecuwillens (FR) pour un projet pilote: le bâtiment n'est pas protégé, mais il se trouve dans une rue protégée, ce qui empêchait le recours à des panneaux solaires conventionnels. Après la phase de tests réalisée au CSEM, Issol a débuté la fabrication des modules au printemps 2017. La première toiture photovoltaïque couleur terre cuite de 30 kWc entièrement intégrée a été installée en août, puis inaugurée en octobre 2017. Le projet a fait l'objet d'une couverture médiatique mondiale et a suscité des réactions extrêmement positives.

Le nouveau module photovoltaïque est actuellement disponible sous la marque "Solar-Terra". Son succès commercial n'est toutefois pas assuré pour des raisons financières. Sans une baisse de prix conséquente, le marché risque en effet de ne pas l'accepter. Conclusion : la R&D doit poursuivre ses efforts pour améliorer la rentabilité des systèmes PV de couleur.



Abstract

In recent years, many legal dispositions have come into force, with the goal of increasing the share of renewable energies in buildings. Despite this, neither the European directives, nor the national programs for climate protection, have substantially contributed to improving the acceptance of photovoltaic (PV) installations specifically conceived for historical monuments and traditional buildings. The lack of suitable PV products on the market to bridge the gap between technology and tradition is another obstacle: the solar module manufacturers have not yet succeeded in offering visually and economically sound solutions to replace the traditional terracotta roofs with acceptable PV systems dedicated to traditional architecture. Since these buildings represent around 10 percent of the built environment, a considerable segment of the population is excluded from producing its own electricity using PV, often on grounds of national heritage legislation.

To respond to this situation, physicists, engineers and historians of architecture at CSEM have developed – in close cooperation with specialized Belgian PV manufacturer Issol – a PV module combining the properties of a high-standard PV-unit based on c-Si technology with a semi-matt and close to terracotta appearance. This was achieved by applying a layer of color onto the inner face of the front glass by means of an ultra-reliable printing process, both perfectly homogenous and highly translucent, with losses in efficiency in a range of 22 percent. An anodized aluminum peripheral frame of the same color guarantees an installation that is both simple and robust.

Apart from testing up to the marketability stage, the second issue was to demonstrate the convincing architectural features of the new PV-system. A mid-19th century farmhouse in Ecuwillens (FR) was identified as the ideal property to serve as a pilot project: the building itself is not listed as part of the national heritage, but rather the overall ensemble of the central village road where it is situated. The first terracotta-colored, fully integrated 30kWc PV roof of its kind was installed onsite in August 2017 and inaugurated the following October. The new terracotta-colored PV module has meanwhile been commercialized, and is available under the trade name “Solar-Terra”. The project has since then achieved worldwide press coverage, and has gained an overwhelmingly positive reaction and reputation. Despite that fact, there are still open questions in terms of the marketability of such a product due to financial reasons. Without a clear reduction in production costs, the market is not willing to accept such a product over a wider base. Therefore, further R&D is required to bring color to high-performance PV systems in a more cost-effective way.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Abstract	5
Inhaltsverzeichnis	6
Ausgangslage	7
Ziele des Projektes	7
Vorgehen / Methode	8
Auswahl eines geeigneten Objekts: ein traditionelles Bauernhaus in Ecuwillens (FR)	8
Gestalterische Überlegungen: Farbe, Glastextur, Format und Dachrelief	9
Labortests	11
Die terrakottafarbenen c-si Module im Labortest	11
Ergebnisse des Damp-Heat Tests	13
Ergebnis des Thermocycling	15
Bemusterung und Installation	18
Industrielle Umsetzung	20
Konzept – Anlagenbeschrieb	24
Bau und Einweihung der Anlage und Ergebnisse	26
Ausblick, weitere Schritte	31
Diskussion	31
Schlussfolgerungen	32
Referenzen	34
Anhang	35

Ausgangslage

Das Installieren von Photovoltaikanlagen in gewachsene Kulturlandschaften mit ihrem traditionellen Gebäudebestand galt bislang als ein heikles, kaum auflösbares Dilemma. Schwarze oder bläuliche PV-Module, wie sie heute Standard sind, lassen sich nur in Ausnahmefällen ästhetisch zufriedenstellend und in vollem Einklang mit den Auflagen des Denkmalschutzes auf Dächern mit herkömmlicher Ziegeleindeckung installieren. Doch denkmalgeschützte Gebäude und Ensembles machen im Schnitt 10% des Gebäudebestands aus, in manchen Gegenden sogar bis zu 100%, wie die UNESCO geschützte Berner Altstadt. Erweitert man die Perspektive auf ganz Europa, so sind Hunderttausende Hausbesitzer von der Eigenstromproduktion durch PV-Anlagen ausgeschlossen, da diese den Denkmalaufgaben zuwiderlaufen. Die Entwicklung hoch leistungsfähiger und technisch zuverlässiger PV-Module in Terrakotta-Optik, die sich harmonisch und nahezu unsichtbar in die gewachsene Dachlandschaft einfügen, stellt damit ein klassisches Desiderat dar, zumal zuverlässige Produkte bislang nicht existierten.



Figur 1: Architektonisch unbefriedigend: traditionelles Bauernhaus mit handelsüblichen c-Si Modulen

Ziele des Projektes

Im Zentrum des Projekts stand daher die Entwicklung von Hochleistungs-PV-Modulen auf kristalliner Siliziumbasis (c-Si), die sich mittels einer altersstabilen Farbbehandlung per keramischem Druckverfahren ideal für das bislang in ästhetischer Hinsicht hoch problematische Segment Altbau und Denkmalschutz eignen. Ein derartiges Modul musste alle gängigen Labortests bestehen, um die entsprechenden Zertifizierungen nach EU-Norm zu erhalten, und auf diese Weise als ein auf dem freien Markt erhältliches PV-Produkt bestehen zu können. Ziel war es überdies, am Beispiel eines Pilotprojekts in Ecuwillens (FR) die vielversprechenden Anwendungsmöglichkeiten dieser Neuentwicklung vor Augen zu führen, und die Markteinführung des neuen Produktes zu begleiten.



Vorgehen / Methode

Im Zentrum des vorliegenden Projekts stand die Entwicklung eines PV-Systems, bei dem sich die einzelnen Module in die traditionelle, meist aus Tonziegeln bestehende Dachlandschaft harmonisch und dabei möglichst unauffällig einfügen. Sogenannte Solarziegel konnten in der Vergangenheit keinen diesbezüglich substanziellen und befriedigenden Beitrag leisten: diese greifen zwar die traditionelle Ziegelform auf, indem auf einem ziegelförmigen Träger ein kleinformatiges Solarmodul appliziert wird, doch erweist sich diese Herangehensweise als sehr unwirtschaftlich und wegen der nicht selten tausenden elektrischen Steckverbindungen zwischen den Solarziegeln eines jeden Daches als potenziell störanfällig. Im vorliegenden Projekt wurde daher eine wirtschaftliche Lösung auf der Grundlage gängiger c-Si Module angestrebt, die durch eine überzeugende Farboptik und Gestalt möglichst nahe an die visuellen Anmutung eines traditionellen Ziegeldachs heranreichen sollte.

Der belgische Solarmodulehersteller Issol, der über eine Niederlassung in der Schweiz verfügt, erwies sich für das Projekt als der geeignete Industriepartner: das Unternehmen verfügt über eine ausgedehnte und langjährige Expertise auf dem Feld gebäudeintegrierter PV-Lösungen (BIPV), insbesondere auch im Hinblick auf die farbliche Veredelung von Solarmodulen durch das in der Glasbranche bereits geläufige sog. „ceramic paste printing“. Hierbei werden durch einen komplexen und aufwendigen Prozess die auf das Glas per Druckverfahren applizierten Farbpigmente über ein thermisches Verfahren molekular mit dem Glas verbunden. Auf diese Weise entsteht eine emailartige Verbindung von gleichermassen hoher UV-Resistenz wie Alterungsbeständigkeit, mithin Anforderungen, die stets an vorderster Stelle beim Einsatz von Solarmodulen stehen. In Zusammenarbeit mit der Fa. Issol oblag es dem CSEM, die Farb Rezeptur so zu optimieren, so dass für das angestrebte Farbspektrum der Wirkungsgradverlust im Modul ein vertretbares Mass nicht überschritt.

Auswahl eines geeigneten Objekts: ein traditionelles Bauernhaus in Ecuwillens (FR)

Hand in Hand mit der Lösung sämtlicher technischer Detailfragen und durchzuführender Tests unter Laborbedingungen (siehe Anhang am Ende des Beitrags) ging die Auswahl eines geeigneten Gebäudes einher. Durch enge Kooperation aller Beteiligten konnte Herr Alexander Galley in 1730 Ecuwillens für das Pilotprojekt interessiert werden. Das Dach seines traditionellen Bauernhauses aus dem Jahr 1855 stand zur Renovierung an und er trug sich daher mit dem konkreten Gedanken, bei dieser Gelegenheit eine Solaranlage zu installieren. Sein an der Route du Village 52 gelegenes Haus steht zwar nicht unter Denkmalschutz, wohl aber besteht Ensembleschutz für das Ortsbild. Eine Installation von PV-Modulen herkömmlicher Machart war an diesem Gebäude daher aus denkmalschutzrechtlichen Gründen untersagt, was zugleich den idealen Ausgangspunkt für das Pilotprojekt bildete. Ein weiterer Vorteil bestand in der geringen geometrischen Komplexität des Dachs: die grosszügige Dachfläche von einseitig ca. 250m² war weder durch Gauben, noch durch eine grössere Anzahl sonstiger Fensterelemente untergliedert, Voraussetzung für eine einfach zu handhabende Planung und Installation.

Gestalterische Überlegungen: Farbe, Glastextur, Format und Dachrelief

Zur besseren Verifizierung der in-situ Gegebenheiten wurde auf dem Dach des Anwesens im Jahr 2015 zunächst ein Testfeld mit neun terrakottafarbenen Dünnschichtmodulen auf insgesamt 13m² installiert, die noch vom Archinsolar-Projekt herrührten (siehe BFE Programm Photovoltaik, Ausgabe 2013, S. 169-192). Zu diesem Zeitpunkt ging es ausschliesslich um die Evaluierung des farblichen Eindrucks, Festlegung des Modulformats, um Probleme der Lichtreflexion durch die Glasfläche und die Anmutung des Dachreliefs, sprich des Licht- und Schattenspiels der Module.



Figur 2: Testinstallation von neun a-Si Modulen zur Verifizierung von Farbe, Glastextur und Format

Die Installation der Testmodule ergab, dass deren Färbung nicht ideal war und bei direkter Sonneneinstrahlung zu sehr ins Rosa tendierte. In weiteren Tests erwies sich der RAL-Ton 8004 als einem gewöhnlichen Tonziegel am nächsten, wohingegen z.B. RAL 8023 zu sehr ins Orangespektrum und RAL 8007 zu sehr ins Bräunliche tendierten.



Figur 3: Bemusterung diverser RAL-Töne, v.l.n.r.: RAL 8007; RAL 8004; RAL 8023;



Es zeigte sich, dass das im Testfeld zum Einsatz gekommene, nur leicht strukturierte Solarglas überaus störende Lichtreflexionen verursachte, die sich negativ auf die angestrebte Farbwirkung auswirkten. Für das weitere Vorgehen fiel daher die Wahl auf ein handelsübliches Solarglas mit noch stärkerer Oberflächentextur, welches die Reflexion des Sonnenlichts und des Wolkenspiels in einem bedeutenden Masse reduzierte. Auf diese Weise erfolgte überdies eine Annäherung an die matte Textur eines Tonziegels.

Neben einer überzeugenden Farboptik und Glastextur stand an dritter Stelle nahezu ebenbürtig die Problematik der Modulgeometrie, sprich des Modulformats und dessen systemische Einbindung in die Dachfläche. Das Testfeld aus neun Modulen zu je 130 x 110 cm veranschaulichte eindrücklich eine optische „Überdimensionierung“, die mit dem Charakter eines herkömmlichen Ziegeldachs unvereinbar war. Konkret lautete daher die Frage: welche maximalen Modulmassen sind optisch vertretbar, ohne dass sich im fertig installierten Zustand der Eindruck einer plattenartigen, gleichsam industriedachartigen Struktur aufdrängt. Ein entscheidender Faktor ist hierbei das Höhenmass des Solarmoduls, welches nicht allzu weit vom sichtbaren Höhenmass eines eingedeckten Ziegels von ca. 40 cm abweichen durfte. Ausgehend von den zu verwendeten c-Si Solarzellen zu je 15,6 x 15,6 cm ergab sich bei einer dreireihigen Anordnung inklusive Ränder und Abständen zwischen den Solarzellen ein Höhenmass von ca. 50 cm. Dies wurde als vertretbare optische Abweichung gegenüber herkömmlichen Dachziegeln erachtet. Die Länge eines Solarmoduls ist für den optischen Eindruck hingegen weniger entscheidend und könnte theoretisch das maximale Mass der grössten handelsüblichen Laminiermaschinen betragen. Da aber das Handling bei der Montage von grosser Bedeutung ist, einigte man sich letztlich auf eine Längsreihe von neun Solarzellen, was mit allen einzuhaltenden Zwischen- und Randabständen ein Modullängenmass von ca. 150 cm ergab.

Gestaltbildend für ein traditionelles Ziegeldach ist überdies sein Relief: erst das Schattenspiel aus sich überlappenden Ziegelreihen verleiht der Dachstruktur ihre Lebendigkeit. Da im vorliegenden Fall mit flachen Glasmodulen operiert werden sollte, die neben einer leichten Textur keinerlei sichtbares Oberflächenrelief aufweisen, musste der horizontalen Strukturierung des angestrebten PV-Dachs eine ganz besondere Bedeutung zukommen. Diese entsteht beim Ziegel bekanntlich durch die horizontale Überlappung der Ziegelreihen, um auf diese Weise für den Abfluss des Wassers zu sorgen. Weiterführende Überlegungen kreisten daher um die Verwendung eines möglichst effizienten und einfach zu handhabenden Montagesystems, welches in diesem Punkt einem Ziegeldach nachempfunden war. Die Wahl fiel hierbei auf das bewährte System „Solrif“ der Fa. Ernst Schweizer AG. Hierbei umschliesst ein Aluminiumrahmen an der Oberkante und den Seiten das Modul, während die Unterkante keinen sichtbaren Rahmen aufweist. Das Modul wird an der Oberkante mit der Dachlattung verschraubt und an seiner Unterkante dort mittels Haken fixiert. Durch die horizontale Überlappung der Module ist die obere Kante nebst Verschraubung im montierten Zustand unsichtbar, die dezenten Haken an der Unterkante sind für das blosser Auge ebenfalls kaum auszumachen. Lediglich an den Seiten wird der Rahmen auf einer Breite von 3 cm sichtbar. Hier greifen die Profile benachbarter Solarmodule ineinander und sorgen für die vertikale Dichtigkeit. Da der Rahmen im vorliegenden Falle jedoch im selben RAL-Ton wie das Modul zu halten war, galten grundsätzliche Einwände bezüglich der Gebäudeintegration auch in diesem Punkt als weitgehend ausgeräumt.



Figur 4: Bildsimulation auf Grundlage aller technischen und gestalterischen Parameter (Ausführung: Atelier d'architecture Lutz associés)

Ausgehend von diesen grundsätzlichen gestalterischen und technischen Überlegungen wurde eine Bildsimulation der zukünftigen Anlage erstellt (Figur 4). Das Ergebnis überzeugte alle Beteiligten und so zeigten sich Vertreter der Freiburger Denkmalbehörden und der zuständigen Kommune Hauterive (FR) nach mehreren Ortsbegehungen mit der Installation einer Pilotanlage in Terrakotta-Optik auf der gesamten Südseite des Daches einverstanden.

Labortests

Die terrakottafarbenen c-si Module im Labortest

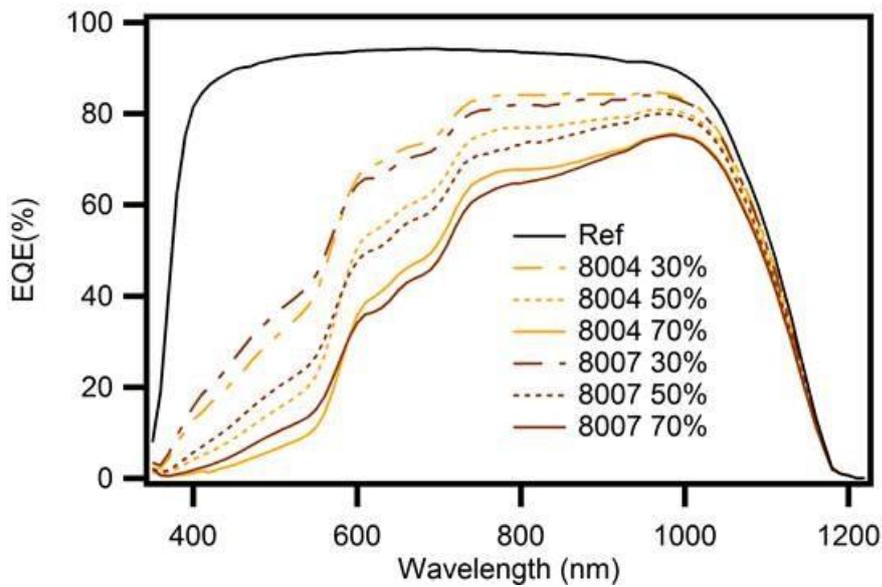
Um die technischen Risiken und Kosten von vornherein zu minimieren, war entschieden worden, beim vorliegenden Projekt sich monokristalliner PERC (passivated emitter and rear cell) PV-Zellen in der als hoch zuverlässig geltenden Glas-Glas Konfiguration zu bedienen. Die Zellen mit einem Wirkungsgrad von 18% werden hierbei zwischen zwei Gläsern von je 3 mm Stärke eingebettet und standardmässig laminiert. Der Farbauftrag in einem ausgewählten Terrakottaton nach RAL wurde bereits vor der Laminierung per keramischem Druckverfahren auf der Innenseite des Frontglases aufgedruckt und durch thermisches Erhitzen mit dem Glas verbunden.

Zellen mit verschiedenfarbig und in unterschiedlicher Farbdichte bedruckten Frontgläsern, die am Hauptsitz der Firma Issol in Belgien gefertigt worden waren, wurden am CSEM mittels IV und EQE (Quanteneffizienz) charakterisiert. Ein typisches Beispiel sind die Muster mit den RAL-Farben 8004 und 8007, in verschiedenen Farbdichten (Figur 5):



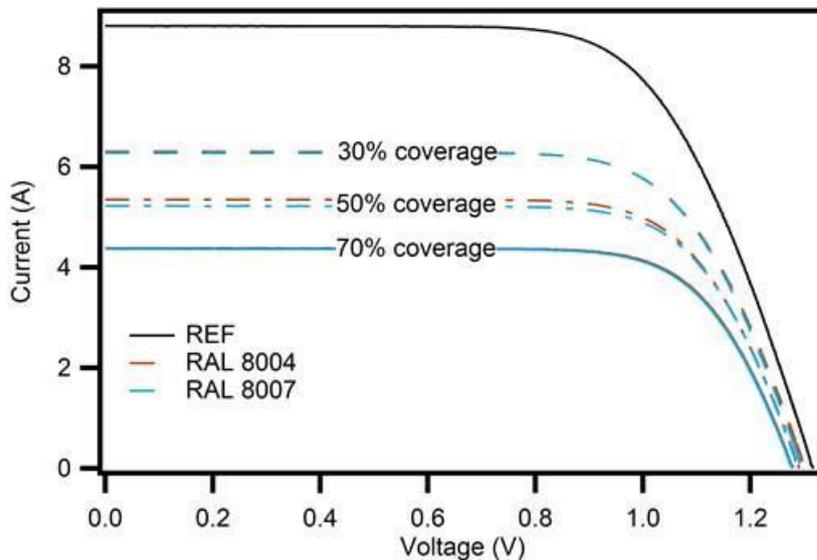
Figur 5: Typische RAL-Farben zur Herstellung von „Terrakotta“-Farbtönen

Figur 6 zeigt die Quanteneffizienz von monokristallinen c-Si Zellen mit den entsprechenden Frontgläsern. Die schlussendlich verwendeten Farbstärken befanden sich im Bereich von ca. 30%.



Figur 6: Quanteneffizienz von monokristallinen c-Si Zellen in Kombination mit Frontgläsern mit verschiedenen „Terracotta“-Farbtönen

Beim Messen der IV-Kurve zeigt sich, dass der Strom erwartungsgemäss entsprechend der Farbstärke skaliert, während Spannung und Füllfaktor weitgehend unverändert bleiben. Bei der schlussendlich gewählten Farbstärke von 30% erreicht die Kurzschlussstromstärke I_{sc} der in der endgültigen Anlage verwendeten Module ca. 6 A.

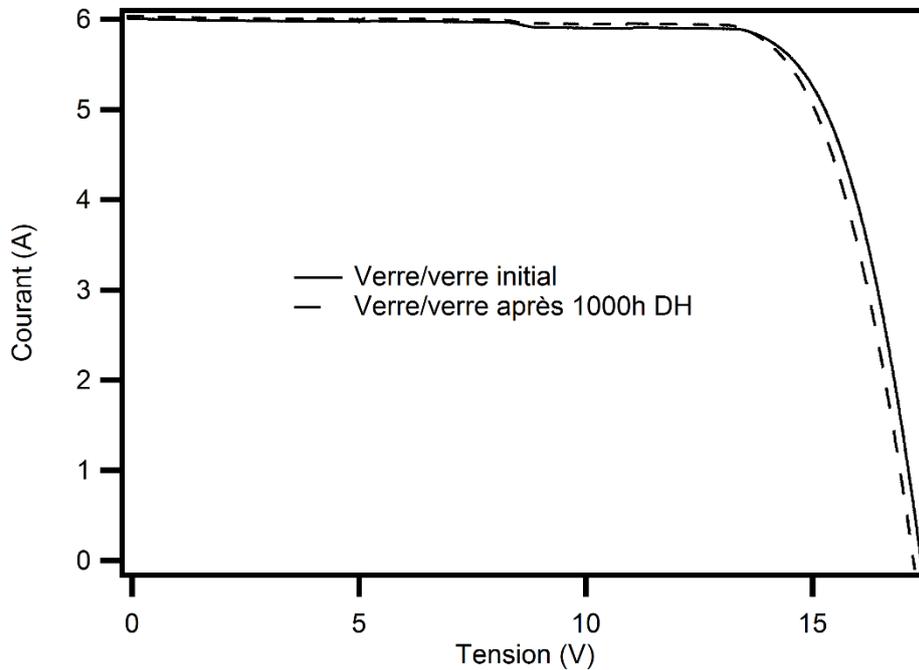


Figur 7: IV-Kurven von Minimodulen mit 2 Stück monokristallinen c-Si Zellen in Kombination mit Frontgläsern mit verschiedenen „Terracotta“-Farbtönen

Neben Fragen der Farbdosierung, Schichtdicke und Lichtdurchlässigkeit standen sämtliche Aspekte der Farbstabilität und Alterung unter UV-, Temperatur und Feuchtigkeitseinfluss im Zentrum der Untersuchungen. In aufwendigen Reihen wurden in den Labors des CSEM die entsprechenden Tests durchgeführt, die die Voraussetzung für eine vollgültige Zertifizierung der neuartigen terrakottafarbenen Module nach sämtlichen hierfür geltenden EU-Normen für Brandschutz, Lebensdauer etc. zu schaffen hatten. Es wurden sowohl Module mit Glas-Backsheet als auch Glas-Glas Konfiguration den üblichen Alterungs- und Klimakammertests unterzogen. Hierbei erwies sich die Glas-Glas Konfiguration als deutlich beständiger und weit weniger anfällig für das Eindringen von Feuchtigkeit und bezüglich sichtbarer Farbveränderungen. Alle weiteren Tests wurden daher auf der Basis einer Glas-Glas Konfiguration vorgenommen. Im Einzelnen wurden die Module sowohl einem Damp-Heat Test bei 1000 Stunden Verweildauer in einer Klimakammer unter Bedingungen von 85°C und 85% Feuchtigkeit ausgesetzt. Daneben erfolgte ein zyklisches Temperieren (Thermocycling) bei Temperaturen zwischen -40°C und 85°C über 200 Zyklen hinweg. Vor und nach den Alterungstests erfolgte wie üblich eine IV Messung und eine Elektrolumineszenz-Aufnahme.

Ergebnisse des Damp-Heat Tests

Figur 8 zeigt die IV-Kurve des Glas-Glas Moduls vor und nach 1000h Verweildauer in der Klimakammer unter den geschilderten Bedingungen. Tabelle 1 veranschaulicht sowohl die elektrischen Parameter des Moduls gewonnen am Kurvenverlauf als auch die Wirkungsgradverluste durch den beschleunigten Alterungsprozess für jeden Parameter in Prozent. In visueller Hinsicht konnte keinerlei Veränderung am Modul nach durchlaufenem Test verzeichnet werden.



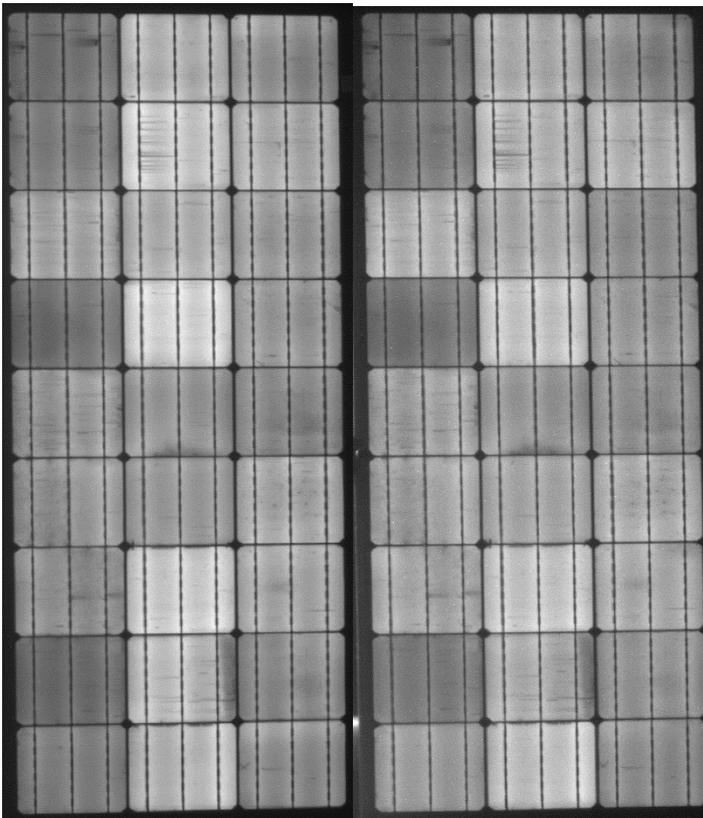
Figur 8: IV-Kurve des Glas-Glas Moduls mit aufgedruckter Terrakottfarbe vor und nach erfolgtem Damp-Heat Test.

Die Strom-Spannungskurve zeigt auf dem Plateau bei gleichmässigem Stromfluss einen leichten Knick. Dieses Phänomen ist für gewöhnlich einem Mismatch im Modul geschuldet, sei es infolge partieller Verschattung, sei es durch Solarzellen oder Strings bei denen der Stromfluss gegenüber benachbarten Zellen bzw. Strings nicht äquivalent ist. Auch wurde ein Wirkungsgradverlust von 1% im Modul beobachtet, was indessen noch deutlich unter jenen 5% liegt, die durch die IEC 61215 definiert werden.

	Eff (%)	Isc (A)	Voc (V)	FF (%)	Impp (A)	Vmpp (V)	Pmpp (W)
Initial	10.8	6.0	17.4	77.8	5.7	14.3	81.2
nach 1000h in DH	10.7	6.0	17.2	77.4	5.7	14.1	80.4
Verluste (%)	1.0	-0.5	1.0	0.5	-0.8	1.7	1.0

Tabelle 1: Elektrische Kennwerte des Glas-Glas Terrakottmoduls anhand der IV-Kurven vor und nach der Temperaturwechselbehandlung.

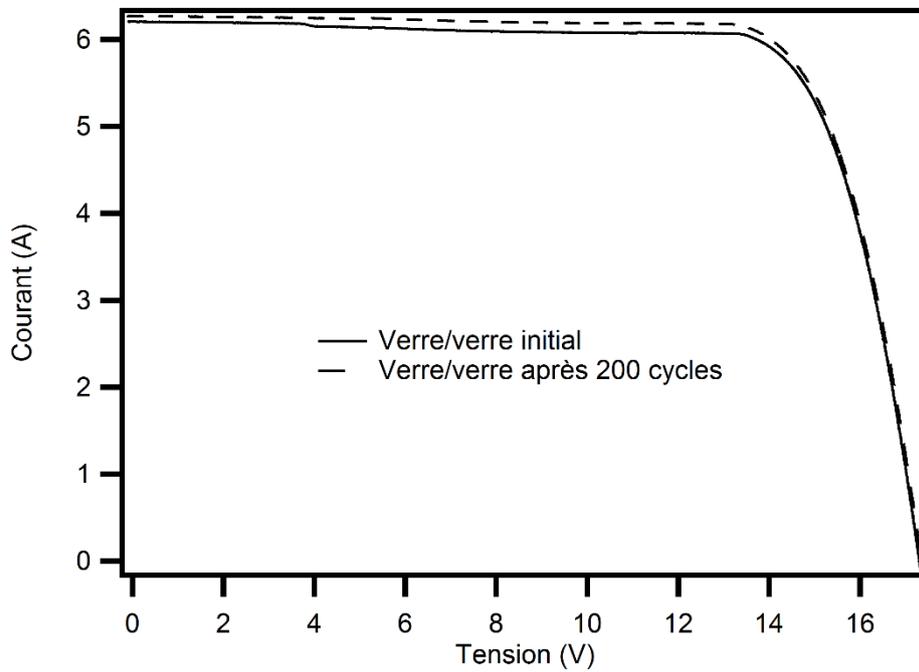
Die Elektrolumineszenz-Aufnahmen in Figur 9 zeigen keinen nennenswerten Unterschied vor und nach dem Damp-Heat Test.



Figur 9: Elektrolumineszenz-Aufnahme des Glas-Glas « Terrakottamoduls » vor (links) und nach (rechts) Durchlaufen des Damp-Heat Tests.

Ergebnis des Thermocycling

Figur 10 zeigt die IV-Kurve des Moduls mit Glas-Glas Konfiguration, vor und nach dem Durchlaufen von 200 thermischen Zyklen. Tabelle 2 veranschaulicht sowohl die elektrischen Parameter des Moduls als auch die Verluste, die durch die beschleunigte Alterung auftreten (in %). Optisch liessen sich zwischen vor und nach den Tests keine Unterschiede feststellen. Hingegen wurde entgegen der Erwartung eine leichte Steigerung der Leistung während des Testverlaufs im Modul gemessen. Auch ist auf den Aufnahmen eine leichte Kontrastabweichung zu beobachten, die nach dem Durchlaufen der thermischen Zyklen etwas weniger stark erscheint. Bevor dieser Effekt als repräsentativ gewertet werden kann, bedürfte es jedoch einer weit grösseren Anzahl an getesteten Modulen.



Figur 10: IV-Kurve eines Glas-Glas « Terrakotta »-Moduls vor nach dem Thermocycling

	Eff (%)	Isc (A)	Voc (V)	FF (%)	Impp (A)	Vmpp (V)	Pmpp (W)
Initial	11.0	6.2	17.3	77.3	5.9	14.2	83.0
nach 200 TC	11.2	6.3	17.4	77.5	6.0	14.2	84.3
Verluste (%)	-1.6	-1.0	-0.3	-0.3	-1.6	0.0	-1.6

Tabelle 2: Elektrische Kennwerte des Glas-Glas Terrakottamoduls anhand der IV-Kurven vor und nach erfolgtem Thermocycling.



Figur 11: Elektrolumineszenz-Aufnahme des Glas-Glas « Terrakotta »-Moduls vor (links) und nach (rechts) erfolgtem Thermocycling

Schlussfolgerung

Sowohl der Alterungstest unter feucht-warmen Klimabedingungen wie auch das Thermocycling verliefen im Hinblick auf die elektrischen Eigenschaften erfolgreich. Erstaunlicherweise wurde sogar eine Verbesserung der elektrischen Eigenschaften durch den erfolgten Alterungsprozess beobachtet. Die Elektrolumineszenz-Aufnahmen verdeutlichen auch tatsächlich einen verringerten Kontrast in einigen Bereichen nach erfolgtem Durchlaufen der 200 thermischen Zyklen, d.h. das Modul ist homogener und zwischen den einzelnen Zellen ist ein geringeres Ungleichgewicht (mismatch) zu verzeichnen. Dies könnte die beobachteten leichten Steigerungen beim Fill Factor (FF) und der elektrischen Eigenschaften erklären, doch lassen sich durch die geringe Anzahl getesteter Module hieraus keine repräsentativen Schlüsse ziehen.



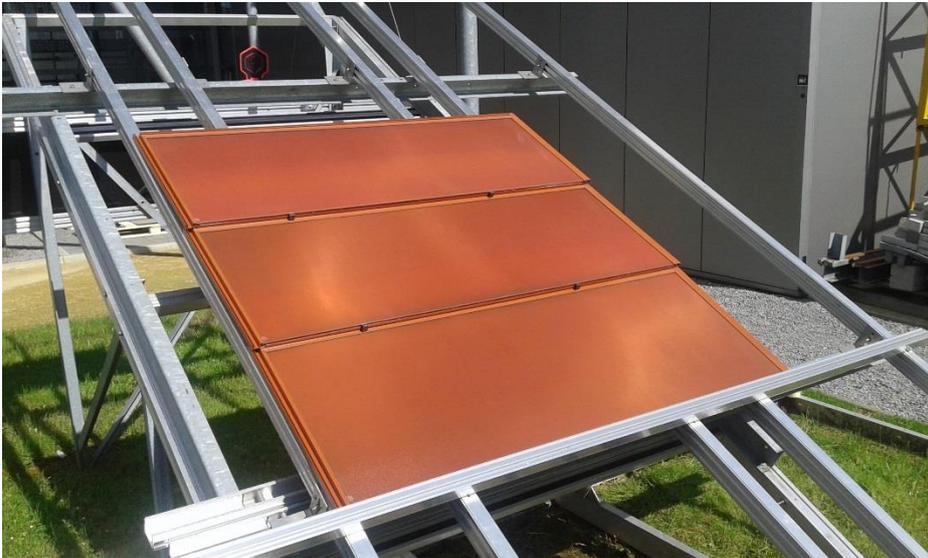
Bemusterung und Installation

Im April 2016 lieferte der Hersteller Issol erste farbige Mustermodule in Terrakotta-Optik von 40 x 40 cm mit je vier funktionsfähigen Solarzellen. Die Tests in den Labors des CSEM fielen grundsätzlich positiv aus und ergaben einen durch den Farbauftrag verursachten Wirkungsgradverlust von rund 22%. Dieser Wert wurde von allen Beteiligten als akzeptabel erachtet und die Produktion der ersten Module in Originalgrösse mit 3 x 9 Solarzellen inkl. Rahmung konnte somit in die Wege geleitet werden.



Figur 12: *Erstes funktionsfähiges Muster mit 27 Solarzellen und farbiger Bedruckung*

Drei Solarmodule wurden seit Sommer 2016 im Freien installiert und einem Langzeitmonitoring unter realen Klimabedingungen unterzogen. Die Tests fielen allesamt positiv aus: weder kam es zu Farbveränderungen noch zu Wassereintritt über die Ränder. Zwei weitere Module in Originalgrösse wurden im CSEM den standardisierten Labortests unterzogen.



Figur 13: Langzeitmonitoring von drei gerahmten PV-Modulen im Freien

Nach durchlaufener Testphase im Labor und im Freien erfolgte im Frühjahr bei Issol Belgien die Produktion der insgesamt 360 Solarmodule. Die Anlieferung in Ecuwillens geschah im Sommer 2017. Die Installation durch die Fa. Solstis konnte umgehend beginnen, da alle notwendigen Renovierungsarbeiten nebst Dachlattung und Anbringen einer Dampfsperre bereits abgeschlossen waren. Am 18.7.2017 wurde die Anlage elektrisch ans Netz angeschlossen und nahm ihren regelmässigen Betrieb auf.

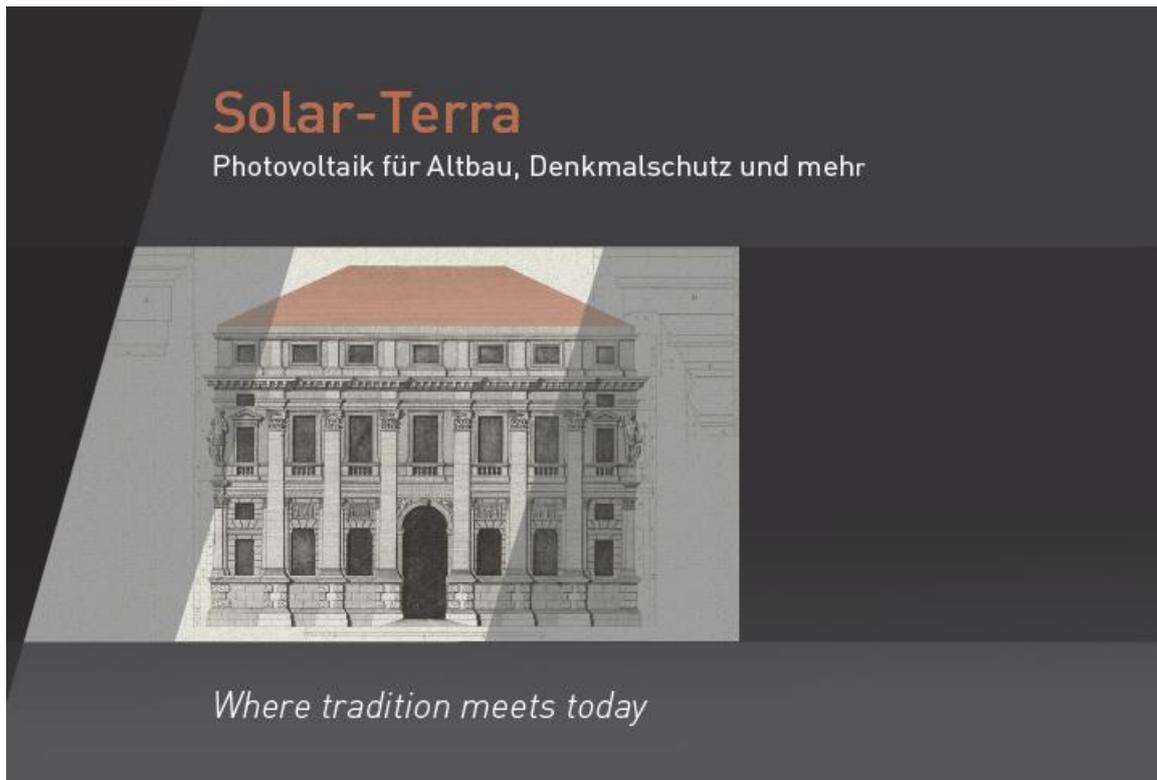


Figur 14: Situation während der Eindeckung im August 2017



Industrielle Umsetzung

Auf Basis der gesamten Labortests und nach erfolgter Bemusterung ging es seitens des Herstellers Issol an die industrielle Umsetzung. Der am Projekt als Produkt-Designer engagierte Patrick Heinstein (CSEM) entwarf den Produktnamen „Solar Terra“ und konzipierte und gestaltete die entsprechenden Werbemittel (Produktprospekt etc.).



Figur 15: Produktprospekt der Fa. Issol für das in Ecuwillens eingesetzte PV-Modul



TECHNISCHE DATEN „SOLAR-TERRA“ PV-MODUL

- 100% europäische Modulfertigung und Qualitätsmanagement
- Ausschliessliche Verwendung kristalliner Hochleistungs Siliziumzellen (c-Si)
- Leistung: 120 Watt/m²
- Glass-Glass Konfiguration: gehärtetes Sicherheitsglas gemäss EN-12543, EN-572-5, EN-12150-1; Solarglass gemäss IEC 61215, IEC 61730
- Das texturierte Frontglas mindert den Einfluss von Sonnen- und Wolkenreflexion
- Masse: individuelle Anfertigung der PV-Panels gemäss Vorgabe.
- Die 15, 6 x 15, 6 cm messenden, kristallinen Solarzellen ergeben folgende Orientierungsmasse: Version ohne Rahmen ca. 400 bzw. 500 x 1630 mm; Version mit Rahmen ca. 500 bzw. 600 x 1630 mm; für grossflächige Dächer/Industriegebäude (über 60 m²) ca. 600 bis 800 x 1630 mm.
- Abweichende Masse u. sog. Dummy-Module zur 100%igen Eindeckung der Dachfläche (Randzonen) auf Wunsch und nach Mass jederzeit herstellbar
- Herstellergarantie: 10 Jahre auf die mechanische Belastbarkeit; 25 Jahre auf die Modulleistung
- Benötigte Dachfläche zur Deckung des durchschnittl. Strombedarfs eines 4 Personenhaushalts (4.000 kWh): in Mitteleuropa ca. 35m²; Zentralschweiz ca. 31m²; Südspanien ca. 21m²

KONTAKT

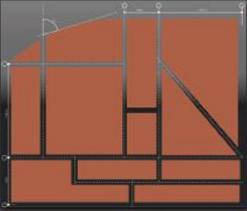
ISSOL Suisse SA
rue Jaquet-Droz 1
CH-2002 Neuchâtel
UDE/UID: CHE-491.777.136 (TVA)
tel: +41-32-5800109

www.issol.ch
terracotta@issol.ch

Direktkontakt Altbau und Denkmalschutz:
Patrick Heinstein
Produktdesigner, Bau- und Kunsthistoriker
patrick.heinstein@csem.ch



„Solar-Terra“ PV-Modul mit umlaufendem Montagerahmen



Zuschneideschema bei Massanfertigung

ISSOL :: csem

Figur 16: Produktprospekt der Fa. Issol für das in Ecuwillens eingesetzte PV-Modul



SOLUTION PV POUR BÂTIMENTS ANCIENS CENIT 220 SERIE SOLAR-TERRA SOLRIF

Verres feuilletés monocristallins terracotta

- Verre trempé de sécurité à haute transmission de lumière pour un gain de production supérieur par rapport à un verre traditionnel.
- Cadre Solrif aluminium anodisé terracotta de 17,5 mm d'épaisseur, résistant au milieu salin.
- Poids léger de 15 kg, permet un montage aisé pour l'installateur/couvreur
- Rendement : 120 Wc/m²

Applications standards

Idéal pour les installations résidentielles ou la rénovation de sites classés, en lieu et place d'un revêtement traditionnel.

Puissances

CENIT 220 SERIE 90Wc

Garanties & Assurances

Garantie produit : 10 ans selon la réglementation européenne

Garantie de puissance : 10 ans à 90% et 25 ans à 80% de la puissance

Assurance Ethias : 10 ans



CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES		80 Wc	85 Wc	90 Wc
Puissance maximale	Wc	80	85	90
Tension à puissance maximale	Vmp	10,13	10,40	10,37
Courant à puissance maximale	Imp	5,59	5,76	6,06
Tension en circuit ouvert	Voc	12,10	12,40	12,47
Courant de court-circuit	Isc	5,97	6,19	6,38
Tension maximum du système	V	1000	1000	1000
Coefficient de T° VOC	%/K	-0.3401	-0.3055	-0.3017
Coefficient de T° ISC	mA/°C	0.0501	0.0455	0.0382
Coefficient de T° Pmpp	%/°C	-0.391	-0.391	-0.391
T° de fonctionnement	°C	-40/85	-40/85	-40/85
Tolérances des mesures	%	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%
Puissance par m ²	W/m ²	106	112	120
Rendement des cellules	%	18,77	20,05	20,6

Données en conditions STC: irradiance 1000W/m2, spectre AM 1.5 et température cellules 25°C.
Calibration par l'ISE Fraunhofer Freiburg sous STC. Sun Simulator AAA - Endecas Finland.



CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES		TEST DE RÉSISTANCE MÉCANIQUE	
CENIT 220			
Longueur	mm	1530 (-17 mm pour la pose)	Essai de cycle thermique
Largeur	mm	542 (-32mm pour la pose)	50 et 200 cycles de -40°C à +85°C
Épaisseur	mm	20	Essai humidité gel
Surface	m ²	0,83	10 cycles de +85°C, 85% HR à +40°C
Poids	Kg	15	Résistance mécanique
Dimensions des cellules	mm	156 X 156	3 cycles uniformes de 2400 Pa, appliqués pendant 1h aux surfaces avant et arrière successivement
Encapsulation		EVA	Résistance à la grêle
Verre avant :		Verre solaire trempé	Bille de glace de 25mm de diamètre à 23,0 m.s ⁻¹
Verre arrière		Verre trempé	
Épaisseurs des verres	mm	33.2	
Cadre		Aluminium anodisé terracotta	
Connecteurs		PV4 (avec 1 m de câble)	

Vue de dos sans cadre (en mm)

Section

Certifications et normes

- **Certifié CEI 61215** : Produit certifié selon CEI 61215 éd. II : modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre - Qualification de la conception – Délivré par VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut - Offenbach - Allemagne.
- **Certifié CEI 61730** : Produit certifié selon CEI 61730 – Safety Class II: qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) – Délivré par VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut - Offenbach - Allemagne.
- **Marquage VDE®** : Marquage VDE : the product is marked with VDE ID # 40022635.
- **Factory Inspection Certificate®** : Certificat "Factory Inspection" VDE : validité < 1 an – la surveillance du site de fabrication de ISSOL est effectuée annuellement par l'Institut VDE selon la Procédure Harmonisée Européenne ECS/CIG 021-024 – Usine # 30017695- Licence # 5007371 – Etapes de fabrication réalisées sur site: développement/ Interconnexion des cellules/Assemblage/Lamination/Tests électriques/Classification.
- **Certificat de fabrication Espace européen®** : Certificat de production au sein de l'Espace Economique européen délivré par ELIOSYS - certificat #20131127CPE-001.
- **Déclaration de conformité CE®** : Déclaration de conformité CE : produit conforme aux normes CEI 61215 Ed. 2 - SC II - CEI 61730 - CEI 61701 et aux critères de la Directive 73/23/CEE.
- **ISO 9001®** : le site industriel de fabrication de ISSOL et son bureau d'études sont certifiés ISO 9001:2009 et sont sous la surveillance permanente de l'organisme SGS - Certificate BE11/22357/4389.
- **EN 12150 verre trempé de sécurité** : EN 12150 Verre dans la construction – Verre de silicate sodocalcique de sécurité trempé thermiquement: le produit est fabriqué conformément à la norme. Verre trempé SECURIT®.
- **EN 572-2 Verre float** : EN 572-2 Verre dans la construction. Produits de base. Verre de silicate sodocalcique. Verre float : le produit est fabriqué conformément à la norme.
- **EN 572-5 Verre imprimé®** : EN 572-5 Verre dans la construction. Produits de base. Verre de silicate sodocalcique. Verre Imprimé : le produit est fabriqué conformément à la norme.
- **CEI 60664/60243 Isolation basse tension®** : CEI 60664/60243 Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes à basse tension. Ce produit est fabriqué conformément à la norme.
- **DIN VDE 0100 Low voltage®** : DIN VDE 0100-712 Installations électriques basse tension. Ce produit permet le respect de la norme lors de l'installation.
- **STC** : Nos tests électriques sont réalisées sous les Conditions Standard d'essai (STC), sauf indication contraire, à température de 25 °C, une irradiance de 1000 W/m² avec une masse d'air 1,5 (AM1.5).
- **Couverture EURACOR** : les modules d'ISSOL sont toujours couverts par une police d'assurance Euracor auprès de la Compagnie d'assurance Ethias pour une couverture renforcée des conditions de garanties.

Figur 17: Datasheet

Daneben werden beständig beim CSEM einlaufende Anfragen von Architekturhochschulen, Städten, Kommunen und von privater Seite zu Solar-Terra auf Basis des Pilotprojekts bearbeitet. Im Februar 2018 erfolgt beispielsweise die Präsentation des Projekts an der Hochschule für angewandte Wissenschaft Würzburg-Schweinfurt, Fakultät Architektur und Bauingenieurwesen (Lehrstuhl Prof. Benkert) und vor Vertretern des Amtes für Umweltschutz und Energie der Stadt Heidelberg. Von derlei

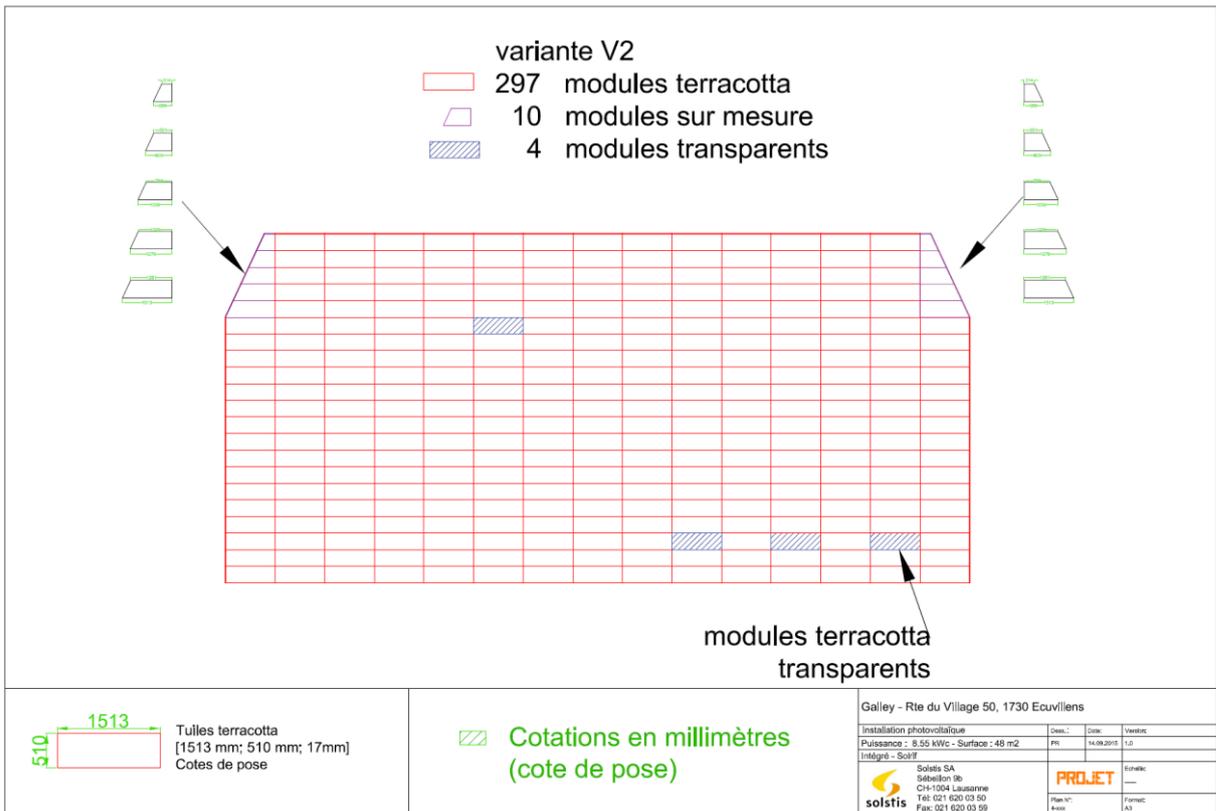


Präsentationen verspricht sich das CSEM einen breiten Überblick an die weiteren Anforderungen an derart spezifische PV-Systeme, um hieraus weitere Forschungsansätze abzuleiten.

Konzept – Anlagenbeschrieb

Technischer Aufbau und Anlagendaten:

Die Figur 18 zeigt den geometrischen Aufbau der dachintegrierten PV-Anlage auf dem Süddach. Die Integration erfolgte mit den Solrif™-System, und beinhaltet neben den rechteckigen Modulen (270 Stück) auch noch 10 Stück Sondermodule mit schrägen Seiten und 4 transparente Module als Oberlichter. Die Anlage hat, gemäss der Herstellerspezifikation von 90 Wp pro Modul, eine DC-Nominalleistung von insgesamt 27.2 kWp.



Figur 18: Aufbau der Anlage

Module	Anzahl	Nennleistung (Wp)	Total (Wp)
Standardmodule	297	90	26'730
Sondermodule	10	verschieden	450
Total Anlage			27'180

Tabelle 3: Installierte Nominaleistung DC



Die Anlage ist genau nach Süden ausgerichtet, und die Neigung beträgt 33° bzw 48° (unterer und oberer Dachteil). Gemäss Solardach.ch beträgt der erwartete Jahresertrag 34'000 kWh, gemäss PVGIS 31'700 kWh.

Der Wechselrichter hat eine AC-Leistung von 27.6 kVA (ABB Type Trio 27.6-TL), und ist aussen, an der Nordwestecke des Gebäudes, aufgestellt. Grund für diese Aussenauflistung waren die beschränkten Platzverhältnisse im Gebäudeinnern.



Figur 19: Wechselrichteraufstellung

Parameter	Wert
Azimut	0°
Neigung (unterer / oberer Dachteil)	33°/48°
Erwartete Einstrahlung in der Dachebene (PVGIS 5)	1500 kWh/m ² /a
Dachfläche Südseite total	260 m ²
DC-Nominalleistung installiert	27.2 kWc
Modultype	CENIT 220 SERIE SOLAR-TERRA SOLRIF
Modulwirkungsgrad STC	11.7%
Anzahl Module	297 standard + 10 Sondergrössen
Abmessungen Standardmodul	1513mm x 510mm (Rastermass)
Leistung Standardmodul (STC)	90 Wp
Befestigungssystem	Solrif
Wechselrichter	ABB-Trio-27.6-TL
AC-Anschlussleistung nominal	27.6 kVA
Erwartete Jahresproduktion (PVGIS 5, Verlust 14%)	31'600 kWh/a
Datum der Inbetriebnahme	18.7.2017

Tabelle 4: Anlagendaten



Bau und Einweihung der Anlage und Ergebnisse

Nach wenigen Arbeitstagen war im August 2017 das Dach komplett mit den Solarmodulen eingedeckt. Aus reinen Termingründen erfolgte die offizielle Einweihung erst am 2. Oktober 2017. Dies geschah in Anwesenheit aller am Projekt Beteiligten nebst Vertretern der lokalen Politik. Das grosse und durchweg positive Presseecho beschränkte sich keineswegs auf die Tage und Wochen nach der Einweihung: die Pilotanlage von Ecuwillens wird seither in unzähligen Medienberichten, Fachzeitschriften und auf Fachkongressen auf nationaler wie internationaler Ebene einhellig positiv rezipiert und als eine überaus gelungene Synthese von modernster Solartechnologie und Bautradition gepriesen. Das aus dem vorliegenden BFE-Projekt erwachsene Produkt ist unter dem Namen „Solar Terra“ bei der Fa. Issol erhältlich. Weitere Projekte sind bereits in Planung (s. u.)

Der visuelle Eindruck erwies sich als in jeder Hinsicht überzeugend und überstieg sogar die Erwartungen.



Figur 20: Abschluss der Eindeckung im August 2017



Figur 21: Detailaufnahme



Figur 22: Ansicht der fertigen PV-Installation von Südwesten



Figur 23: Ansicht von Süden

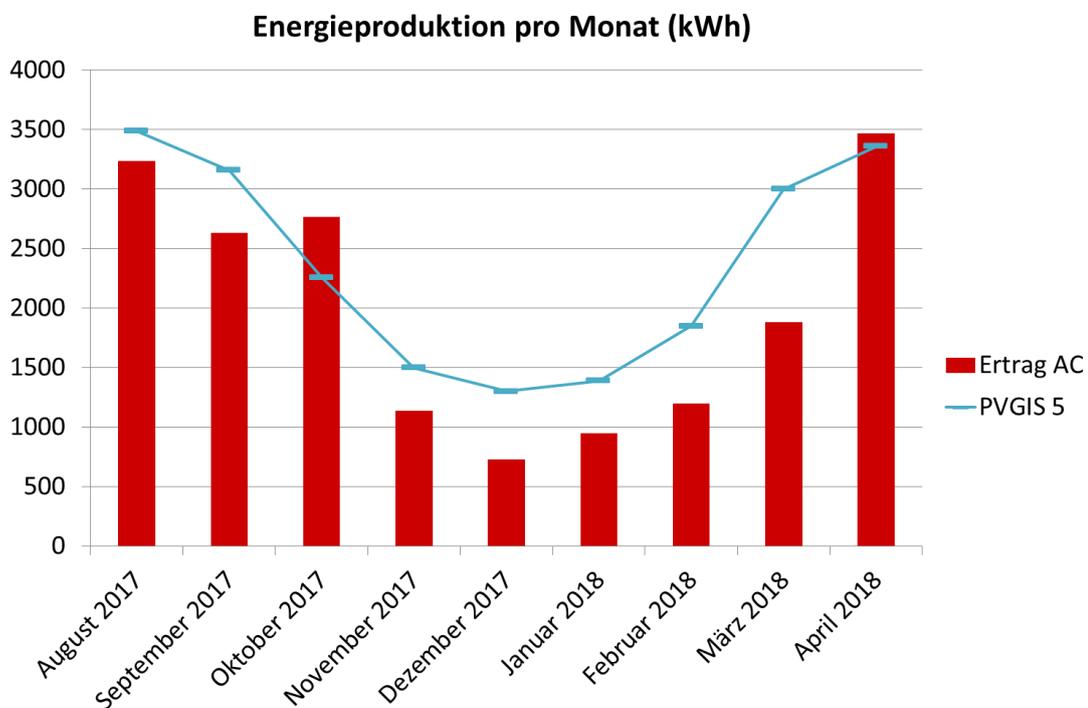


Figur 24: Perfekte Integration ins Ortsbild: das PV-Dach in Terrakotta-Optik (links im Bild)

Elektrische Produktion seit der Inbetriebnahme

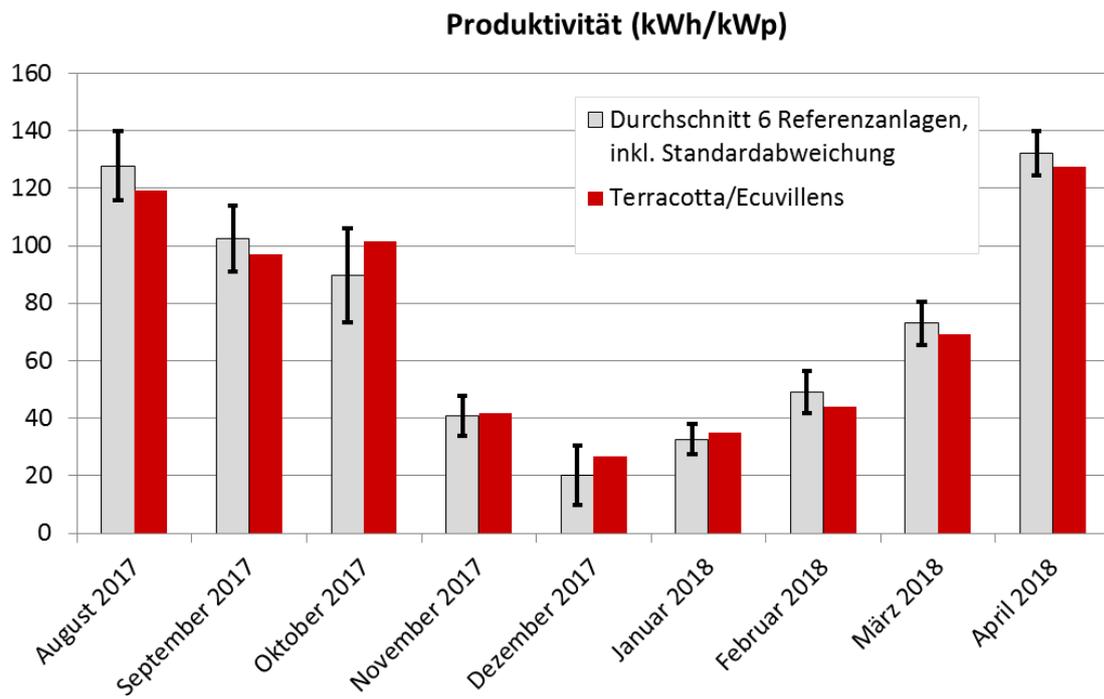
Die Einspeisung erfolgte ab dem 18.7.2017. Die Energieproduktion wurde mittels der Wechselrichterdaten erhoben. Leider fiel der Datenlogger ab Mitte Mai 2018 aus, wodurch zur Zeit dieses Berichts zeitaufgelöste Daten nur bis Ende April 2018 zur Verfügung stehen, auch wenn die Anlage selbst uneingeschränkt weiter produzierte. Mittels Handablesung konnte der Ertrag des ersten Produktionsjahres trotzdem bestimmt werden: er betrug 28'296 kWh (17.7.2017 - 20.7.2018).

Um die Produktivität zu beurteilen, wurde der bisherige Energieertrag der Anlage mit den gemäss PVGIS erwarteten Monatserträgen verglichen (Figur 25). Dieser Vergleich ergibt einen realen Produktionsertrag in der erfassten Periode August 2017 bis April 2018 von 84% der erwarteten Produktion. Ein solcher Unterschied kann durch eine schlechte Simulationsqualität, durch die Meteorbedingungen der Messperiode, oder durch eine unterdurchschnittliche Performance der Anlage erklärt werden.



Figur 25: Monatserträge seit Produktionsaufnahme, im Vergleich mit der Simulation mit PVGIS 5.

Um eine unterdurchschnittliche Performance der Anlage auszuschliessen, wurde die Produktivität der Anlage, in kWh pro kWp installierter Leistung, mit 6 PV-Anlagen in der gleichen Gegend (Abstand 4 bis 40 km) verglichen. Dieser Vergleich zeigt, dass die Produktivität der Terrakotta-Anlage in jedem Monat im statistischen Streubereich der Vergleichsanlagen liegt. Entsprechend kann festgehalten werden, dass die Anlage sich, zumindest über die derzeit verfügbare Messperiode, gleich verhält wie eine konventionelle PV-Anlage mit der gleichen installierten DC-Leistung. Die Fortführung der Messungen muss nun zeigen, dass diese Performance auch über die weitere Lebensdauer der Module erhalten bleibt.



Figur 26: Spezifischer Monatsertrag der Anlage im Vergleich zum Mittelwert und Standardabweichung der Werte von 6 Anlagen in der Region (Distanz 4 bis 40 km, Neigung 10 - 45°)

Ausblick, weitere Schritte

Ungeachtet der angesprochenen Preisproblematik sind weitere Projekte unter Verwendung des „Solar-Terra“ PV-Moduls bereits im Gange. Erwähnt sei ein neu erbauter Hangar in unmittelbarer Nachbarschaft des Château d’Auvornier (NE). Dieser wurde im Juni 2018 fertiggestellt. Eine weitere Installation ist für die denkmalgeschützte Moulin de Beyerel im Val de Ruz (NE) vorgesehen. Die Arbeiten sollen im September 2018 beginnen.



Figur 27: Hangar in unmittelbarer Nachbarschaft des Château d’Auvornier (NE)

Diskussion

Am 23. März 2018 veranstaltete das CSEM vor Ort in Ecuwillens einen Runden Tisch mit allen Beteiligten und weiteren geladenen Experten im benachbarten Posieux. Ziel war es, das Projekt Revue passieren zu lassen und mögliche Schwachstellen des PV-Systems Solar-Terra zu identifizieren. Es wurde mit substantziellen Beiträgen gerechnet, da zu den geladenen Gästen, neben hochrangigen Vertretern mehrerer kantonaler Denkmalbehörden auch der renommierte Züricher Architekt Beat Kämpfen zu zählen war. Kämpfen gilt als einer der wichtigsten und vielfach ausgezeichneten Schweizer Pioniere der Solararchitektur und auf seine Sicht auf das Projekt in Ecuwillens wird mit grossem Interesse entgegengesehen. Das Ergebnis der Veranstaltung soll direkt in die weitere Auseinandersetzung des CSEM mit der Thematik einfließen. Das Protokoll der Sitzung befindet sich als Anhang zu diesem Bericht. Folgende Hauptergebnisse der Diskussion seien hier genannt:



Sowohl der Inhaber des Anwesens als auch der Denkmalschutz zeigten sich hoch zufrieden mit der PV-Installation und wie sich selbige perfekt ins gewachsene Ortsbild integriert. Es wurde aber als wünschenswert formuliert, dass die im vorliegenden Falle aus Stabilitätsgründen und Zwecks leichter Montage gewählten Module mit Metallrahmung zukünftig durch ein rahmenloses System ersetzt würden, um die Homogenität der Dachfläche noch einmal zu erhöhen. Als ein allgemeines Hauptproblem jeder PV-Anlage wurde ferner die Problematik abgehender Dachlawinen bei starkem Schneefall identifiziert, die eine Gefahr für Leib und Leben darstellen können. Das Anbringen verbesserter Schneestopp-Systeme könnte hier zumindest eine Verringerung des Risikos bewirken. Schliesslich wurde die Kostenproblematik in den Blick genommen. Alle Beteiligten waren sich darin einig, dass ein PV-Spezialprodukt wie es in Ecuwillens zum Einsatz kam, nicht das Vielfache einer gängigen PV-Anlage kosten darf, was einer breiteren Marktakzeptanz derzeit massiv entgegen steht.

Schlussfolgerungen

Wie die Diskussion eindrücklich zeigte, bestehen nach wie vor einige Problemfelder, die gegen eine allgemeine Akzeptanz farbiger Spezialprodukte im PV-Bereich sprechen. Die angesprochenen Gefahren durch Schneelawinen soll an dieser Stelle ausgeklammert bleiben, da dies nahezu jede konventionelle PV-Dachanlage betrifft und nichts mit dem hier diskutierten Produkt zu tun hat.

Von Seiten des Denkmalschutzes wird die Anlage in Ecuwillens durchweg sehr gut aufgenommen. Gewichtige ästhetische Kritikpunkte werden nicht vorgebracht, die Farbgebung wird als gelungen und gleichzeitig dezent gepriesen und auch die matte Oberflächentextur des Glases gelobt, welches störende Licht- und Wolkenreflexionen weitestgehend eliminiert. Einzig am Einsatz der eingefärbten Rahmenkonstruktion entzündete sich ein Kritikpunkt, da der lackierte Alurahmen trotz identischen RAL-Tons aufgrund seiner materiellen Beschaffenheit stets als hellere, vertikale Linie zwischen den Modulen liegt und das Dach entgegen der Tradition vertikal segmentiert, wo allenfalls, wie beim Ziegeldach auch, eine horizontale Segmentierung erwünscht sei.

Alle Beteiligten Projekt- und Diskussionspartner konnten sich jedoch auf einen ganz zentralen Kritikpunkt verständigen: bei aller in ästhetischer Hinsicht positiven Bewertung des in Ecuwillens zum Einsatz gekommenen Systems „Solar-Terra“ ist die Kostenseite als das Haupthemmnis für dessen erfolgreiche Marktpositionierung zu sehen. Mögen sich die Mehrkosten wegen dessen hochspezifischer Ausrichtung als Nischenprodukt, der kostenintensiven Farbveredelung des Glases, die massgeschneiderte Produktion in einem europäischen Land usw. durchaus erklären lassen, so wird sich ein System, das derzeit im Endverkaufspreis noch bei rund 450 CHF/m² (zuzügl. MwSt.) liegt, am Markt nicht platzieren lassen und auch nicht behaupten können. Als Vergleiche sollen hier auch ausdrücklich nicht die massengefertigten Standardmodule aus chinesischer Produktion herhalten (ca. 100 CHF/m²), sondern andere hochpreisige Produkte wie z.B. das gut am Markt eingeführte Indach-System Megaslate von Meyer Burger, welches bei rund 260 CHF/m² und damit rund 70% günstiger als das von Issol gefertigte „Solar-Terra“ System liegt. Es ist bei aller ästhetischen Vorzüglichkeit dem potentiellen Interessenten nicht zu vermitteln, dass eine Amortisationszeit nach mehreren Jahrzehnten zu bemessen ist und der Preis bei rund $\frac{3}{4}$ über dem ähnlicher Premiumprodukte im Hochpreissegment bei gleichzeitiger Leistungsminderung durch den Farbzusatz von mehr als 20% liegt. Hier existieren psychologische und ökonomisch unüberwindliche Hemmschwellen, die auf den Grundsatz hinauslaufen: Ökonomie schlägt eindeutig Ästhetik. Es muss daher im Fokus weiterer Anstrengungen durch die PV-Entwickler und seitens der Industrie liegen, die Herstellungskosten für farbige PV-Produkte über wirtschaftlich interessantere Verfahren drastisch zu



minimieren, ansonsten werden derartige Produkte nicht einmal ein Nischendasein fristen. Hierzu liegen bereits konkrete Ansätze vor: denn wie bei den meisten industriell gefertigten Gütern führen auch im vorliegenden Falle erhöhte Produktionsvolumina zu einer Preisreduktion des Endprodukts. Dieser Skaleneffekt würde, für sich betrachtet, jedoch die Konkurrenzfähigkeit des Produkts noch nicht ausreichend verbessern. Es gilt neben dem Solarmodul an sich vielmehr die gesamte Produktions- und Wertschöpfungskette, bis hin zu Installation und Vertrieb in den Blick zu nehmen. All diesen Aspekten ist das eigens hierfür lancierte EU-Projekt Be-Smart gewidmet, das im Oktober 2018 begann und dessen technische Leitung dem CSEM obliegt. Auf Modulebene sind die rein technischen Möglichkeiten einer Kostenreduktion eher begrenzt: so könnte der Laminierprozess optimiert werden, indem dort zwei bislang nacheinander vollzogene Produktionsschritte zu einem Vorgang zusammengefasst werden. Insgesamt muss überdies der Automatisierungsgrad über eine verschlankte Produktion erhöht werden, da bei der Herstellung von derlei Spezialmodulen noch immer viele Fertigungsschritte, wie z. B. das Einlegen der Zellen ins Modul, noch manuell geschehen. Ein weiterer Aspekt läge in der Verbesserung multifunktionaler Features (thermischer, akustischer und Feuchtigkeitsschutz etc.) von BIPV tauglichen Modulen, die über ein komplettes Ersetzen herkömmlicher Baustoffe eine bedeutend verbesserte Kosten-Nutzen Relation aufweisen würden. Hierzu gehört auch ein Erhöhen der garantierten Lebenszeit der Module auf über 35 Jahre. Insgesamt, so zeigen konservative Berechnungen, könnte durch sämtliche Massnahmen bis zum Jahr 2020 eine Kostenreduktion bis um 50% realisiert werden, bis 2030 gar um 75%. Flankiert werden müssen derlei von einer verbesserten Business-Strategie im Vertrieb, die das BIPV Produkt heraus führt aus der Nische des exotischen Spezialprodukts hinein in den Kreis gängiger Baustoffe. Auch täte eine rhetorische Auffrischung Not, indem zukünftig das nach über 20 Jahren etwas verbraucht erscheinende und mit teils dramatischen Mehrkosten konnotierte Kürzel „BIPV“ durch Begrifflichkeiten wie z. B. „Energy Positive Glazing“ (E+ Glazing) ersetzt würde.



Referenzen

Öffentliche Präsentationen (Auswahl):

P. Heinstein: Die PV-Aktivitäten des CSEM. Presentation for renowned Swiss Architect Beat Kaempfen and staff. CSEM, Neuchâtel, 22. September 2017;

P. Heinstein: Neues aus der PV-Schmiede des CSEM in Neuenburg, Solarmodule für Altbaudächer und Fassaden. Messe Bau + Energie, Bern, Forum Energieproduktion, 23. September 2017;

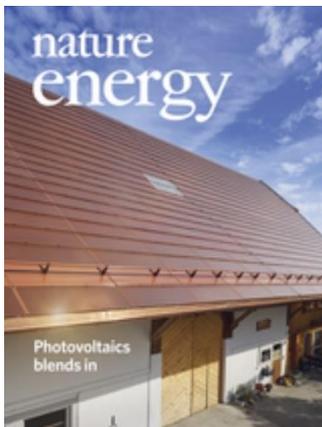
P. Heinstein: Gebäudeintegrierte Photovoltaik. Luxus oder Notwendigkeit. Energie-Apéro Schwyz, 30. Oktober 2017;

P. Heinstein: Keine Liebesheirat: PV und Architektur. 15. Österreichische Photovoltaik-Tagung, Vienna, Austria, 13.-14. November 2017

Literatur (Auswahl):

(N.N.) Passend fürs Ortsbild. Eine Entwicklung aus der Schweiz soll den Denkmalschutz mit der Photovoltaik versöhnen. In: Sonnenzeitung, (Wien), 4, 2017, S. 11.

Christoph Ballif; Laure-Emmanuelle Perret-Aebi ; Sophie Lufkin ; Emmanuel Rey : Integrated thinking for photovoltaic in buildings. In: Nature Energy, London, Vol. 3, 6 2018, S. 438-42 (das Pilotprojekt ist auf dem Cover der Ausgabe abgebildet, s. u.)





Anhang

Protokoll der Expertendiskussion vom 23. März 2018 in Ecuwillens und Posieux.

Die Diskussion wurde geleitet von Laure-Emmanuelle Perret-Aebi (CSEM) und Patrick Heinstein (CSEM). Folgende Personen nahmen an der Diskussion teil:

Direkt am Projekt beteiligte Experten:

Alexandre Galley (Eigentümer, Ecuwillens)

Serge Boschung (Service de l'Energie, FR)

Stanislas Rück (Kantonale Denkmalpflege FR)

Stéphane Krattinger (PV-Installateur, Fa. Solstis)

Guy Froidevaux (Schweizer Metallbau)

Boris Luchessa (Issol Suisse)

Diego Fischer (Sunrise, techn. Projektleiter Installation)

Laure-Emmanuelle Perret-Aebi (CSEM)

Patrick Heinstein (CSEM, Planung u. Leitung Round Table)

Nicht direkt am Projekt beteiligte Experten:

Regula Hug (Denkmalpflege, Bern-Stadt)

Thomas Baumann 1 (PV-Installateur, Elektra, Jegenstorf, BE)

Thomas Baumann 2 (Miteigentümer Bistro Altes Tramdepot, Bern)

Beat Kämpfen (Architekt, Solarpionier, Zürich)

Stefan Nowak (Netenergy, St. Ursen)

Folgende Diskussionspunkte wurden im Vorhinein als Leitfaden schriftlich angeregt:

Der Standpunkt des Eigentümers:

Wie ist die Zufriedenheit mit der Installation in technischer wie ästhetischer Hinsicht; Stromertrag seit Installation der Anlage im August 2017? Akut bestehende Problematik herabfallender Schneelast (Dachlawinen): ungenügende Schneeauffangsysteme auf dem Dach; Lösungsvorschläge seitens der Installateure (Herr Krattinger) und des Architekten (Herr Kämpfen); Einschätzung durch den PV-Experten (Herr Nowak)



Der Standpunkt des Installateurs:

Ist die Dimensionierung der PV-Paneele akzeptabel? Wie gestaltet sich das Handling und die Montage des in Ecuwillens verwendeten Solrif-Systems in der Praxis? Was liesse es sich verbessern? Ist der Aluminiumrahmen sehr hilfreich für die Montage? Wäre ein rahmenloses System (wie bei Megaslate) einfacher zu handhaben?

Die Meinung seitens der Denkmalpflege:

Bewertung des Status quo, Verbesserungsvorschläge; würde ein System ohne Metallrahmen bevorzugt werden? Ist die farbliche Anmutung gelungen? etc.

Die Meinung der Energieexperten:

Solar Terra erwirtschaftet 25% weniger Ertrag als herkömmliche Systeme: lohnt sich die Investition dennoch?

Die Meinung des Architekten:

Allgemeine Kritikpunkte; Verbesserungsvorschläge

Fragen seitens zukünftiger Interessenten:

Eine projektierte Anlage mit dem Solar Terra System für das Alte Tramdepot in Bern?

Fazit durch das CSEM:

Welche technologischen Möglichkeiten stehen bereit, das bestehende System zu verbessern und dadurch preisgünstiger zu produzieren?

Das Round Table in Posieux begann mit einer Vorstellungsrunde der Teilnehmenden. Das Wort erging dann an den Besitzer des Anwesens, Herrn Galley. Dieser zog ein überaus positives Gesamtfazit und zeigte sich erfreut, dass die technische Entwicklung auf dem PV-Sektor ihm die Installation einer visuell derart gut integrierbaren Anlage auf seinem Gebäude erst gestattete. Insgesamt erfülle ihn das Projekt und seine Beteiligung an demselben mit Stolz und er habe seine Zusage nie bedauert. Dessen ungeachtet sollten aber auch die Schwachpunkte nicht unerwähnt bleiben. So machte er die allgemeine Problematik namhaft, integrierte PV-Anlagen auf alten Dächern zu installieren, deren Gebälk zumeist verzogen sei. Dies erschwere die millimetergenaue Eindeckung mit PV erheblich und erfordere umfangreiche Ausgleichmassnahmen in der Unterkonstruktion. Alle Beteiligten waren sich einig, dass dies eine Tatsache sei, die generell am Altbau auftrete und mit in der Zeit- und Kostenplanung berücksichtigt werden müsse.

Diskussionspunkt: Gefahr durch Schneelawinen

In Anschluss hieran machte Herr Galley auf ein Problem aufmerksam, welches für ihn von zentraler Bedeutung war. Es ist dies die Problematik einer beständigen Gefahr durch teils massive Dachlawinen bei stärkerem Schneefall. Denn ungeachtet einer im unteren Bereich des Daches über dessen gesamte Länge integrierten Schneeauffangsystems, bestehend aus einem handelsüblichen, etwa 30 cm über der Dachfläche verlaufenden Röhrenschneefänger als Widerstand gegen die Schneelast, versage genau dieses System in der Praxis vollständig. Dies habe zur Folge, dass bedingt durch die Glasoberfläche der Module bei heftigem Schneefall teils Dachlawinen bedeutenden Ausmassen abgehen können, verbunden mit Gefahr für Leib und Leben für denjenigen, der sich zu



diesem Zeitpunkt zufällig vor dem Gebäude aufhalte. Dies sei im Verlauf des vergangenen Winters 2017/18 zwar nicht beständig zu beobachten gewesen, doch ein bis zwei Mal sei es zu Dachlawinen gekommen und dies just gegen 7 Uhr morgens, wenn die Kinder das Haus Richtung Schule verliessen. Das angesprochene Problem, welches schon im Vorfeld identifiziert worden war, löste in der Runde eine umfassende Diskussion aus. Von Installateur-Seite wurde eingeräumt, dass es bislang kein Auffangsystem auf dem Markt gebe, welches diese tatsächlich bestehende Gefahr bannen könne. Mancher Kunde würde sogar darauf drängen, das Auffangsystem gänzlich zu entfernen, damit der Schnee besser abgehen könne, und sich hierdurch kein Schneestau mit noch grösserem Gefahrenpotential bilden könne. Auch die handelsüblichen über das Dach verteilten Haken brächten keine Abhilfe, da sie der Schneelast nicht standhielten und sich stattdessen verbögen. Die Entwicklung grösserer und damit widerstandsfähigerer Haken könnte hier Abhilfe schaffen. Auf Nachfrage an den anwesenden Vertreter des PV-Herstellers Issol, ob denn werkseitig ein probates Mittel gegen Dachlawinen bereit stünde, wurde dies mit „nein“ beantwortet.

Der an der Diskussion beteiligte, renommierte Züricher Architekt Beat Kämpfen unterstrich die Gefahr die von derartigen Dachlawinen auf PV-Dächern ausgehe. Ihm sei der Fall von einem mit PV ausgestatteten Bürogebäudes des Jahres 2009 bekannt, wo es nach heftigem Schneefall von um 30cm in der Nacht zu einem massiven Lawinenabgang gekommen sei, bei dem sich die gesamte Schneemasse mit einem Male löste. Bei einer bescheidenen Dachfläche von acht Metern Höhe und einer mässigen Neigung von 12° wurde hier dennoch eine Schneemasse von zwei Metern Höhe mit einem Mal losgelöst. Das Problem sei demnach als sehr, sehr gravierend zu bewerten. Ein zweiter bzw. höher ausgelegter Schneefänger könne hier eventuell Abhilfe schaffen, denn der Dachstuhl und die Module seien durchaus für grössere Schneelasten ausgelegt und würden daher nicht in Mitleidenschaft gezogen. Da hier tatsächlich Lebensgefahr bestünde und es Hersteller-seitig bis heute keine probaten Lösungen gegen diese Gefahr gebe, müsse in einem solchen Falle die gesamte Gefahrenzone über die Wintermonate für Fussgänger schlichtweg gesperrt werden. Hier schliesse sich auch die Haftungsfrage im Schadensfalle an, da der Hausbesitzer hierfür haftbar gemacht würde. Herr Baumman (Elektra) warf ein, dass das Konkurrenzprodukt Megaslate (Meyer Burger) zwar Schnee-Stopper in Form von 10 cm breiten Haken einsetze, aber auch diese die Schneemasse nicht zu halten vermögen, diese vielmehr beim Abgang zerresse und nur unwesentlich verteile. Herr Nowak stellte die Frage nach der Schneesituation vor Installation der PV-Anlage: Herr Galley gab zur Antwort, dass allein auf der nördlichen Dachfläche es schon zu Schneeabgängen gekommen sei, noch nie jedoch auf der jetzt mit PV bedeckten Südseite. Hier haben die Ziegel die Schneemasse stets gehalten. Die Frage seitens der Berner Denkmalpflege, warum nicht mehrere auf dem Dach verteilte Linien mit Röhrenschneefängern installiert worden seien, wurde durch die Experten mit der damit verbundenen, massiven Verschattung grösserer Dachflächen beantwortet, die eine deutliche Reduktion der Stromproduktion zur Folge hätten. Aber auch dann würde der Schnee bei entsprechend massivem Auftreten über dieses Hindernis einfach hinwegrutschen, wirkliche Abhilfe sei hier nicht wirklich zu erwarten. In der Folge entspann sich eine längere Diskussion zum Problempunkt „Verschattung durch Schneefänger“. Es wurde hierbei neben dem Problem geringerer Erträge von Expertenseite auf die unerwünschte „Hot-Spot“ Problematik im P-Modul durch dessen partielle Verschattung aufmerksam gemacht. Des Weiteren stand die Frage im Raum, wieso der Röhrenschneefänger derart viel Blindmodulfläche einnehme, die für die Stromerzeugung verloren sei. Von Seiten der anwesenden Installationsexperten (Baumann, Krattinger) wurde dies mit der statischen Notwendigkeit erklärt, die für eine Befestigung der Unit auf dem Dachsparren notwendig sei. Herr Heinsteinst warf ein, dass sich hierfür leicht alternative Lösungen entwickeln liessen, indem der Schneefänger z. B. mühelos mittels metallener Ausleger unter dem Modul auf den Sparren befestigt werden könne.



Auch wurde die Existenz handelsüblicher „Reverse Stromheizungen“ durch Frau Hug ins Spiel gebracht: hierdurch würde das Modul im Winter aufgeheizt, eine massive Schneeanammlung würde somit erst gar nicht entstehen. Herr Krattinger verwies anhand seiner Praxiserfahrung im Installationsgewerbe jedoch darauf hin, dass derartige Systeme zu teuer seien und sich in der Praxis nicht wirklich bewährt hätten. Herr Froideveaux warf die Frage auf, ob sich die Situation durch eine gute Dachisolierung verbessern liesse. Laut eigener Erfahrung, so Herr Krattinger, würde der Schnee dann zwar zunächst etwas besser haften bleiben, jedoch unter Einfluss direkter Sonnenbestrahlung ebenfalls als Dachlawine abgehen. Auch würde das Abgleiten des Schnees durch die Textur des Glases beeinflusst: texturiertes Glas, wie beim PV-Dach in Ecuwillens eingesetzt, würde den Schneeabgang generell etwas bremsen. Generell liesse sich feststellen, dass das Rutschverhalten auf Glas gegenüber Ziegeloberflächen bedeutend erhöht ist, insbesondere auch dadurch, dass sich zwischen Schnee und Glas ein Wasserfilm bilde, der bedeutend zum Rutschverhalten beitrüge. Und selbst der metallene Modulrahmen, wie in Ecuwillens eingesetzt, würde das Abgleiten des Schnees begünstigen.

Es wurde an dieser Stelle die Frage nach der Rolle und Verantwortlichkeit der PV-Systemhersteller gestellt. Das Problem sei natürlich bekannt und es würde auf den Einsatz von Schneefängern hingewiesen, nur gäbe es bis heute keine rechtsverbindlichen Normen zu diesem heiklen Problemfeld. Und ohne das Problem damit herunter spielen zu wollen: die Gefahr von Dachlawinen ginge bekanntlich auch von gewöhnlichen Ziegeldächern aus, wie das Beispiel der Stadt La Chaux-de-Fonds mit der alljährlich auftretenden, gravierenden Dachlawinen-Problematik hinlänglich illustrieren würde.

Seitens der Diskussionsleitung wurde die Frage gestellt, wie im Konkreten der Dachlawinen-Problematik beim Bauernhaus in Ecuwillens begegnet werden könne und ob denn nicht ein Schneelawinen-Warnsystem installiert werden könne (Rück). Herr Galley sah die Problematik insgesamt nicht als so gravierend an, zumal die Ortschaft Ecuwillens nur auf 700 Höhenmeter gelegen sei und die Winter nicht als extrem zu bezeichnen sind und das installierte Schneefangsystem doch schon eine gewisse Sicherheit böte. Frau Perret schlug zum Abschluss dieses Diskussionspunkts vor, während der Wintermonate ein mobiles Vordach wenigstens über dem Hauseingang zu positionieren, das beim Ein- und Austritt an dieser heiklen und meistfrequentierten Stelle am Gebäude hinreichenden Schutz böte.

Diskussionspunkt: Handling der Module und Montage

Von Seiten des Installateurs wurde das einfache Handling und die ideale Modulgrösse von ca. 150 x 55 cm gelobt. Grössere Formate seien wegen des daraus resultierenden höheren Gewichts nicht zu empfehlen. Auch sei das zum Einsatz gekommene Montagesystem „Solrif“ der Fa. Schweizer Metallbau sehr probat: seit langem in der Praxis bewährt und ganz aus Aluminium gefertigt, sei vor allem die eingesparte Rahmung an der unteren Modulkante von Vorteil, da sich hierdurch an dieser Stelle kein Schmutz ansammeln könne. Auf Nachfrage aus der Runde, welcher Zeitaufwand für die Installation in Ecuwillens benötigt wurde, bescheinigte Herr Krattinger, dass hierfür drei Installateure eine Woche beschäftigt waren. Die anwesenden Experten werteten dies in Anbetracht der Grösse des Daches und der altersbedingten Unwägbarkeiten und Massabweichungen des Dachstuhls als sehr zügig.

Seitens der Freiburger Denkmalpflege kam die Frage auf, wieso überhaupt eine Rahmung der PV-Module von Nöten sei. Aus der Runde erfolgten hierauf verschiedene Antworten: zum einen würde der Rahmen massgeblich zur Wasserdichtigkeit beitragen. Rahmenlose Systeme würden hingegen an den lateralen Seiten über einen Spalt von 2-3 cm zwischen den Modulen verfügen und hierdurch in



der Vertikalen eine unerwünschte Schattenfuge verursachen, die der traditionellen Ziegeleindeckung zuwider spräche: dort läge die Betonung auf den Horizontalen, bedingt durch die horizontale Überlappung der Ziegelreihen. Die Fa. Megasol hätte allerdings gerade ein rahmenloses System aus EPDM auf den Markt gebracht, wobei an den seitlichen Kanten eine Schattenfuge von nur wenigen Millimetern entstünde. Es müsse sich zeigen, ob sich dieses System in der Praxis bewähre und als mögliches Alternative zu dem in Ecuwillens eingesetzten, in Modulfarbe eloxierten Alurahmen sich empfehlen könne. Ein vertikal vollkommen bündiges System sei jedoch aus Gründen einer gewissen zu berücksichtigenden Masstoleranz auch weiterhin nicht in Sicht, da eine Eindeckung mit PV-Modulen anhand der Massungenauigkeiten gerade alter Dächer nicht auf den Zehntelmillimeter genau erfolgen könne.

Abschliessend zu diesem Diskussionspunkt erging die Frage an den Denkmalschutz, ob denn der in Ecuwillens eingesetzte Rahmen visuell störend sei, da er immerhin das Sonnenlicht völlig anders reflektiere und hierdurch bei direkter Sonneneinstrahlung durch die spezifische Eloxierung in Seidenmatt stets heller erscheine als die im gleichen RAL-Ton gehaltene Glasfläche der Module. Hieraus resultiere eine letztlich unerwünschte Betonung der Vertikalen über die gesamte Dachhöhe, die, bedingt durch die Modulbreite von ca. 150cm, alle 150cm parallel das Dach in der gesamten Vertikalen zerschneide. Herr Rück beantwortete die Frage, daher auch mit „ja“, der Rahmen würde durchaus stören, da die besagte Vertikalbetonung dem traditionellen Ziegeldach entgegenstünde. Auch Herr Kämpfen betonte, dass stets die Horizontale zu betonen sei, um an die traditionelle Eindeckung anzuschliessen. Insgesamt sei die Farbe des Rahmens gegenüber den Modulen zu hell und vielleicht würde ein etwas dunklerer Ton nebst Einsatz einer matten Eloxierung das Problem deutlich entschärfen. Die Runde schloss sich dem abschliessenden Aufruf von Herrn Kämpfen an, die Fa. Schweizer möge schlichtweg ein rahmenloses System entwickeln, wie es von der Fa. Megasol derzeit eingeführt werde.

Diskussionspunkt: Pro und Contra seitens des Denkmalschutzes

Herr Rück konstatierte, dass das beim vorliegenden Projekt eingesetzte System „Solar Terra“ der Fa. Issol in allen Punkten dem zuerst versuchsweise installierten System, bestehend aus nahezu quadratischen Dünnschichtmodulen in Terrakotta-Optik überlegen sei. Er votiere in jedem Falle für ein rahmenloses System, um die Homogenität des Daches zu gewährleisten, das im vorliegenden Falle durch die entstehenden Vertikalen zu stark gerastert erscheine. Der gewählte Farbton an sich sei sehr ansprechend, zumal eine dunklere Variante schnell ins Braun und eine heller schnell ins Orange abgleiten würde (Heinstein). Zudem würde eine Bedruckung in dunklerer Farbe zu weiteren Leistungsverlusten im Modul führen (Perret).

Hieran schloss sich eine Diskussion über die Kostenseite an. Ein gegenüber Standardmodulen exorbitant teureres PV-System, wie jenes in Ecuwillens eingesetzt, das bei rund dem vierfachen Preis gegenüber Standardmodulen läge, könne von Seiten des Denkmalschutzes nicht guten Gewissens empfohlen werden. Zwar stünde die Denkmalpflege im öffentlichen Interesse und Zuschüsse können bei der Installation denkmalchutzkompatibler Anlagen gewährt werden, doch lägen diese allenfalls in einem Rahmen von 5-10% der Zusatzkosten, niemals jedoch im Bereich des mehrfachen, wie im vorliegenden Fall. Alle Beteiligten sind sich einig, dass ein Preisvergleich zwischen einem Premium-System wie „Solar-Terra“ und Modulen aus chinesischer Massenproduktion nicht möglich ist und eine massive Preisannäherung trotz höherer Produktionsvolumina wohl nie möglich sein wird. Es dürften allenfalls die existierenden Premium-Systeme untereinander preislich verglichen werden. Und auch hierbei schneidet „Solar-Terra“ gegenüber z.B. dem hochpreisigen „Megaslate“ nicht günstig ab, ist es doch nochmal um rund 70% teurer als dieses. Dessen ungeachtet solle die Preisdiskussion etwas differenzierter stattfinden, denn es spiele eine wesentliche Rolle ob ein System dachintegriert sei und



somit die Kosten für die Ziegeleindeckung von ca. 50 CHF/m² eingespart würden und ob es sich um einen Neu- oder Altbau handele (Perret).

Herr Rück führte weiter aus, dass in jedem Fall nur geschützte Gebäude der nachrangigen Kategorie C, d.h. Gebäude die u.a. wenig einsehbar sind, für eine vorbildlich in die Dachhaut integrierte Installation mit PV in Frage kämen. Für derartige Gebäude würde nach heutigem Stand nahezu immer eine integrierte Anlage auch in herkömmlicher schwarzer Optik genehmigt werden. Bei den herausragenden Kategorien A und B verböte sich hingegen eine Installation auch weiterhin. Es stellt sich also auch hier die Frage nach den Mehrkosten einer Anlage in Terrakotta-Optik gegenüber einer gewöhnlichen Anlage in schwarzer Optik. Auf dem Bauernhaus in Ecuwillens, das selbst nicht den Denkmalschutzaufgaben unterliegt, sehr wohl aber dem Ensembleschutz der Ansiedlung, wäre demnach wohl auch eine Anlage in schwarzer Optik erlaubt worden, insofern diese vollflächig in das Dach integriert worden wäre und dieses nicht durch Teileindeckung als ein schwarzer Fleck verunstaltet hätte. Gleichwohl habe im Falle des Hauses von Herrn Galley beim Denkmalschutz eine ambivalente Situation vorgelegen, indem man bei der Erlaubnis einer schwarzen Anlage durchaus gezögert habe und daher gerne einer farbigen Anlage zugestimmt habe. Da das Objekt im Ortsbild gut einsehbar sei, sei der Ausschlag schliesslich zugunsten der farbigen Anlage erfolgt. Dies sei auch insofern zu begrüssen, als man hierdurch nicht mit einer seit Jahrhunderten in der Region bestehenden Farbtradition des Ziegeldachs gebrochen hätte, im Übrigen seien Gebäude der Kategorie A und B nie im Fokus bei der Entwicklung des farbigen PV-Systems gestanden, sondern allenfalls solche, in deren unmittelbaren Nachbarschaft, wo der Ensembleschutz greift (Heinstein). Es bestehe aber keine klare „rote Linie“ seitens des Denkmalschutzes, jedes Objekt müsse individuell auf Grundlage des Bundesgesetzes evaluiert werden und auch unter den Kantonen gibt es keine wirklich einheitliche Richtlinie: was hier verboten sei, können andernorts durchaus genehmigt werden (Rück). Im Falle der Berner Altstadt gebe es keine schwarzen PV-Dächer die in deren unmittelbarer Angrenzungen installiert seien. Doch seien z.B. von der Münsterplattform einige dieser Anlagen im Umfeld durchaus einsehbar und auch dort würde der Denkmalschutz seinen Einfluss durchaus geltend machen (Hug). Letztlich gehe es um eine gütliche Einigung, eine Kompromissfindung, ohne einen Rechtsstreit vom Zaun zu brechen.

Ein letzter Punkt galt der Diskussion um die Verwendung von Kupferblechen zur Einkleidung der PV-Anlage im Bereich der Ortsbretter und Traufleiste. Seitens des Berner Denkmalschutzes wurde bemerkt, dass die Verwendung von Kupfer zugunsten von traditioneller Holzverkleidung ein wichtiges Augenmerk sei, gerade auch bei Lukarnen-Verkleidungen.

Diskussionspunkt: Das Alte Tramdepot in Bern als mögliches Folgeprojekt

Das Alte Tramdepot in Bern, direkt am Bärengraben gelegen, ist ein Industriegebäude des späten 19. Jahrhunderts, das sich seit seiner sekundären Nutzung als Brauerei und Bistrot seit Jahren grosser Beliebtheit erfreut und auch dank seiner prominenten Lage nebst Biergarten sehr gut frequentiert ist. Unmittelbar gegenüber dem Ostrand der UNESCO geschützten Berner Altstadt über der Aare gelegen, wäre die Installation einer herkömmlichen PV-Anlage auf der ca. 300m² nach Westen orientierten Dachfläche dieses historischen Industriedenkmal aus denkmalschutzrechtlichen Erwägungen praktisch ausgeschlossen: die visuelle Beeinträchtigung der nahe gelegenen Altstadt wäre zu massiv, so dass auch hier eine terrakottafarbene Anlage wie in Ecuwillens zum Einsatz zukommen, sich laut Berner Denkmalamt durchaus empfiehlt. Herr Baumann als Vertreter der mit den Kalkulationen einer PV-Anlage betrauten Firma Elektra betonte die ideale Ausrichtung der Dachfläche auf besagtem Gebäude, die die Installation einer Anlage von ca. 30kWp für den 100%igen Eigenverbrauch durch den Restaurations- und Brauereibetrieb gestattete und damit einen wichtigen Beitrag zur Energiewende zu leisten vermöge. Der anwesende Miteigentümer des Tramdepots führte



sogleich die Kostenfrage ins Feld: die Solar-Terra Panels seien nicht nur deutlich teurer als herkömmliche Produkte, sondern würden durch die Farbbeschichtung auch rund 20% weniger Ertrag liefern. Dies hätte eine Amortisation der Investition von rund 50 Jahren zur Folge, was den Sachverhalt wenig attraktiv erscheinen liesse. Diesem grundsätzlichen Gedanken wurde durch die Anwesenden beigepflichtet, doch solle eventuell nicht alles ausschliesslich unter rein wirtschaftlichen Bedingungen betrachtet werden: eine eigene Anlage verspräche nicht nur Autonomie von den lokalen Stromanbietern sondern verhiesse auch einen erheblichen Imagegewinn für den Restaurationsbetrieb, was zu einer gesteigerten Visibilität und damit zu gesteigerten Umsatzzahlen führen werde. Auch würde eine vollflächig integrierte Anlage eine neue Ziegeleindeckung ersparen, was bei genannter Dachfläche auch einen Betrag von rund 15.000 CHF ergebe. Der Eigentümer gab jedoch zu bedenken, dass die Ziegeleindeckung erst 1993 erneuert wurde und damit noch 50 Jahre halten würde. Andererseits gab Architekt Kämpfen zu bedenken, dass im Zuge von Umbauten in Millionenhöhe die Kosten einer PV-Anlage nur rund 3% ausmachten und es sei verwunderlich, dass diesem eher bescheidenen Beitrag eine derart grosse Aufmerksamkeit geschenkt würde. Bei der Ausstattung eines Restaurants würden ja auch keine minderwertigen Möbel angeschafft, sondern solche mit einer gewissen Qualität und längeren Haltbarkeit. Es sei interessant, dass die Preisdiskussion stets die Anschaffung der Haustechnik betreffe. Herr Rück bemerkte hingegen, dass im Bereich Altbausanierung die PV-Anlage auch schon einmal bis zu 90% der Kosten verursachen könne und damit durchaus einen bedeutenden Faktor darstelle. Frau Perret stellte hier die Frage nach der Amortisationszeit der Anlage Galley in Ecuwillens, die, so Herr Fischer, sich nicht so ohne weiteres berechnen liesse, da es sich hier um eine Sanierung handele. Herr Rück wollte dies nicht gelten lassen: es sei durchaus nicht zu kompliziert derartige Berechnungen anzustellen, da der Preis für Ziegel und PV-Module ja bekannt sei. Es würden nur eindeutige Zahlen benötigt, wobei er mit Blick auf den Hersteller diesem einen Mangel an Transparenz in der Preisgestaltung unterstellte. Der Preis sei auch gar nicht so sehr das Problem: die Eigentümer denkmalgeschützter Anwesen seien ja bereit mehr für eine gut integrierbare PV-Anlage zu bezahlen. Sie seien auf eine solche Anlage sogar angewiesen, wie das Beispiel der Freiburger Altstadt zeige, wo Ölheizungen flächendeckend verboten seien. Es sei eine wichtige Aufgabe, Ölheizungen zu eliminieren und es diesen Menschen zu ermöglichen, PV zu installieren. Die angesprochene Unsicherheit bezüglich des Preises, so Heinstein, sei u.a. dem Umstand geschuldet, dass das Solar-Terra Modul eine Neuentwicklung darstelle und auf dem Markt noch nicht eingeführt sei. Der Preis sei mit dem vierfachen gegenüber einer konventionellen Aufdachanlage eindeutig zu hoch. Hier gäbe es psychologische Hemmschwellen: der Preis sollte eigentlich nicht über dem doppelten liegen. Es bleibe aber festzustellen, dass das Thema Haustechnik als wenig attraktiv gelte und kaum zu gesteigerten Mehrausgaben motiviere. Dies sei u.a. ein kulturelles Phänomen, da zeitgleich für Kücheneinrichtungen oder PKW mühelos bedeutende Summen ausgegeben würden. Das Kapital sei vorhanden, dessen Platzierung jedoch soziokulturellen Gepflogenheiten unterworfen, die sich nicht so einfach aufbrechen liessen.

Erneut wurde die Kostenfrage in die Runde geworfen. Herr Baumann vom Tramdepot Bern wünschte sich hier eine klare Antwort und erbat sich Auskunft über die Performanz der Anlage in Ecuwillens. Herr Fischer konnte mit diesbezüglichen Zahlen aufwarten: die Anlage habe im Vergleich mit drei herkömmlichen Anlagen in der Umgebung entsprechend der spezifizierten Leistung gearbeitet. Er sehe keinerlei Qualitätsproblematik, bedingt durch den Einsatz von Farbe im Modul. Dies sei Stand der Technik, jedoch liessen sich von Hersteller zu Hersteller Qualitätsunterschiede nicht ausschliessen. Letztgültige Antworten würden wohl erst in ca. 15 Jahren zu erwarten sein. Insgesamt gebe es auf dem Markt bewährte Systeme herkömmlicher Machart, d.h. ohne Farbzusatz, die sich, wie z.B. das System Solrif, seit 20 Jahren bewährt haben. Das Problem bei Spezialprodukten wie Solar-Terra seien die geringen Stückzahlen und die massgeschneiderte Fertigung von Projekt zu Projekt, was zu einer erheblichen Verteuerung beitrage. Der Vertreter des Herstellers Issol räumte ein,



dass sich der Preis selbstverständlich bei gesteigertem Umsatzvolumen reduzieren werde. Im Übrigen würde ja auch weiterhin in energetisch vollkommen inaktive Ziegeldächer investiert. Dort würde, obgleich ohne jeden Mehrwert, derartige Preisfragen nicht mit jener Vehemenz diskutiert, einzig bei Solarmodulen sei dies so.

Schlussdiskussion und Ausblick:

Die Schlussrunde wurde mit der Frage an die Vertreter des CSEM eröffnet, ob es aus technologischer Sicht absehbar sei, dass sich die Preise für Spezial PV-Produkte von Seiten der Herstellung noch deutlich senken lassen. Frau Perret und Herr Heinstein gaben zu verstehen, dass weiterhin mit Nachdruck auch am CSEM an der Optimierung von Herstellungsprozessen gearbeitet werde, dass jedoch derzeit keine noch bahnbrechenden Verfahren in Sicht seien. Es sei vielmehr wie bisher mit einer schrittweisen Optimierung zu rechnen, die auch schrittweise auf den Preis einwirken werde. Würde z. B. bei der Dicke des Farbauftrags gespart, so würden auch die Solarzellen sichtbar werden, was unerwünscht sei. Das einfache Aufkleben von farbigen Folien auf Standardmodule stelle auch keine sichere Alternative dar. Herr Kämpfen richtete an dieser Stelle einen Appell an die Forschung: statt den Preis zu senken, solle der Wirkungsgrad deutlich erhöht werden, dann würde sich auch die Diskussion um den Mehrpreis durch Farbeinsatz entschärft werden. Laut Herrn Baumann (Tramdepot) seien weniger die Initialkosten das Problem, als der schlechtere Wirkungsgrad farbiger Module und die damit einhergehende längere Abschreibedauer.

Das Schlusswort hatte Herr Nowak:

Die technische Entwicklung farbiger Module sei noch lange nicht abgeschlossen, das gelte auch für die preisliche Entwicklung und Kostendiskussion. Bei dem Ecuwillens-Projekt sei es darum gegangen, verschiedene Interessenlagen und Gesichtspunkte zusammen zu bringen. Das Projekt sei vor allem ästhetisch orientiert gewesen, doch es blieben wichtige technische Fragen zu beantworten: wie ist die Performanz und Energieproduktion der Anlage über einen längeren Zeitraum, arbeitet sie wirtschaftlich und wieviel Leistungsreduktion ist betreffend der Wirtschaftlichkeit letztlich tolerierbar. Es handele sich im vorliegenden Falle dezidiert um ein Pilotprojekt. Verglichen mit ähnlichen Ansätzen bei denen Farbe am PV-Modul zum Einsatz kommt, muss es sich noch zeigen, welcher unter ihnen mit dem grössten Erfolg zur Senkung der Mehrkosten beitragen kann. Zukünftige Kosten liessen sich keinesfalls anhand dieses einen Pilotprojekts ableiten. Herr Nowak mahnte an dieser Stelle mit Verweis auf ein Basler Projekt

<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=36885>

dringend einen vermehrt interdisziplinären technischen wie auch ästhetischen Austausch zwischen den vereinzelt existierenden Ansätzen zur Farbmodellierung in PV-Panels an, und erwähnte hierbei neben einem Basler Projekt zur Einfärbung von Solargläsern u.a. ein PV-Projekt im Wallis, bei dem zur völligen Kaschierung der Anlage in einem Ensemble traditioneller Bebauung die Glasoberfläche mit einer Holzoptik bedruckt wurde.