

Schlussbericht PV 20552 / 60155
Oktober 2002

IEA PVPS Task 5

‘Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems‘

ausgearbeitet durch:

Daniel Ruoss
Enecolo AG
Lindhofstr. 52
8617 Mönchaltorf

Sergio Taiana
ewz
Tramstr. 35
8050 Zürich





Inhaltsverzeichnis

Abstract	2
Résumé	3
Kurzfassung	4
Zusammenfassung	5
1. Einleitung	8
2. IEA PVPS Task 5	9
2.1. Subtask 10	10
2.2. Subtask 20	11
2.3. Subtask 30	11
2.4. Subtask 40	12
2.5. Subtask 50	12
3. Übersicht Resultate und Erfahrungen	14
4. Zusammenfassung Subtask 10	15
5. Zusammenfassung Subtask 20	17
6. Zusammenfassung Subtask 30	20
7. Zusammenfassung Subtask 50	21
8. Schweizer Beitrag	27
9. Kontakte zur Industrie	28
10. Schlussfolgerungen	28
11. Perspektiven	29
12. Publikationen	29
13. Danksagung	30
14. Anhang	31
14.1. Teilnehmerliste Task 5	31
14.2. Task 5 Struktur mit Subtask und Aktivitäten	31



Abstract

With the participation of experts from 11 countries, the first stage of the PVPS Task 5 activity was carried out from 1993 to 1998. The main objective was to develop and verify technical requirements, which may serve as the technical guidelines for grid interconnection of building integrated and other dispersed PV systems. The development of these technical guidelines intend to safe and reliable interconnection of PV systems to the utility grid at the lowest possible cost. PV systems to be considered were set as systems connected with a low-voltage grid, which are typically of a size less than 100 kilowatts.

In order to achieve the objectives, three subtasks were established and collaboration work between participating experts were conducted.

- Subtask 10: Review of existing PV grid interconnection guidelines, grid structure and previously installed PV experiences
- Subtask 20: Theoretical studies on various aspects for grid interconnection and configuration of PV systems
- Subtask 30: Experimental tests using the Rokko Island and / or other test facilities

Task 5 finished the first stage of work to identify grid interconnection issues of PV systems and to draft possible recommendation for improvement. During the progress, some countries provided new guidelines of grid interconnection and others revised their guidelines due to the deepening of knowledge. Introduction of grid connected dispersed PV systems were also progressed. In total five reports (two internal and three public) were published.

Several issues still remained, like islanding issues, interconnection of many PV systems, financial aspects of grid interconnected PV systems and so on. These issues were studied in the follow-up Subtask 50: Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems. This extension of Task 5 was started January 1st 1999 and concluded December 31st 2001. The objective was to assess the net impact of highly concentrated PV systems on electricity distribution systems and to establish recommendations for both distribution and PV inverter systems to enable widespread deployment of solar energy.

The original defined objectives have all been met, leading to an extensive list of high quality results. These results have contributed to the technical understanding and development of grid interconnected building integrated and other dispersed PV systems. The effectiveness of the national participation was good. Task 5 participants represented actors from inverter manufacturers, network utilities, engineering companies and testing institutes. The participating experts learned from each others experiences and provided excellent national information, being reflected in a list of high quality deliverables.

Clearly one of the highlights in the Subtask 50 work was the two-year measurement in the Netherlands to determine the probability of an islanding situation with a multiple PV system in a normal residential grid. The number of possible islanding conditions, categorised by how well loads were matched to PV output, were determined for several penetration levels of PV. Detection schemes for islanding were obtained via an international survey and together with the results from the islanding tests conclusions were given on the effectiveness of these detection schemes. Thanks to all these results, adequate detection methods for islanding were reported in a workshop. These results are providing a better understanding of the probability of the islanding phenomena and will lead towards cost-effective and safe methods for the detection. Further deliverables of Subtask 50 will help to consider the impact of highly concentrated PV systems on electricity distribution systems and enable the widespread deployment of solar energy.



Résumé

La première phase de la tâche 5 a eu lieu de 1993 à 1998 avec des experts provenant de 11 pays de l'IEA. L'objectif principal consistait à élaborer et à développer des exigences et des recommandations techniques pouvant servir de directives, relatives aux systèmes PV intégrés au bâtiment et aux autres systèmes PV décentralisés et configurés en réseau. Les systèmes PV, raccordés au secteur basse tension, n'excédaient en règle générale pas les 100 kW.

Afin de réaliser les objectifs de travail fixés, trois sous-tâches ont d'abord été définies puis exécutées par une équipe à laquelle collaboraient des experts du monde entier.

- Sous-tâche 10 : Évaluation des directives existantes, portant sur la mise en réseau de systèmes PV, panorama des structures de réseau et des nouvelles expériences faites dans le cadre d'installations PV.
- Sous-tâche 20 : Étude théorique de plusieurs aspects de systèmes PV fonctionnant en réseau et de leur configuration.
- Sous-tâche 30 : Expériences et mesurages dans le centre d'essais de Rokko Island, Japon.

La tâche 5 a clôturé la 1^{ère} étape de travail par une étude détaillée sur plusieurs aspects de la mise en réseau de systèmes PV et a formulé des recommandations d'amélioration. La tâche 5 a amené certains pays à émettre de nouvelles directives sur le fonctionnement parallèle de systèmes PV, et d'autres à revoir leurs recommandations. La tâche favorisait le travail interactif et un échange très animé dont tous les experts ont pu profiter. La phase 1993-1998 a débouché sur 5 rapports, dont deux internes et trois publics.

Quelques aspects tels que l'îlotage, la haute concentration de systèmes PV en réseau et les aspects financiers y relatifs ont fait l'objet d'une étude approfondie dans le cadre de la sous-tâche 50 «Étude des facteurs en cas de haute concentration de systèmes PV configurés en réseau», effectuée du 01.01.1999 au 31.12.2001. L'objectif de travail portait sur l'étude de l'influence sur le réseau en cas de haute concentration de systèmes PV et l'émission de recommandations sur l'élimination des taux de bruit et l'usage approprié de systèmes PV.

Tous les objectifs fixés ont été atteints et ensuite fait l'objet d'un rapport très important. Les résultats ont contribué jusqu'à ce jour à une meilleure compréhension technique de l'application de systèmes PV configurés en réseau. La participation et la collaboration des experts nationaux était très satisfaisante et un échange très actif a eu lieu. Les experts étaient issus de l'industrie des onduleurs, des entreprises électriques ou des centres d'essai, soit ils travaillaient comme conseillers ou ingénieurs.

L'étude de deux ans qui portait sur la définition exacte de la probabilité d'un îlotage à l'aide de la technique des mesures était un des points forts de la sous-tâche 50. Les données collectées durant cette étude ont ensuite fait l'objet d'une analyse des risques approfondie. Les différentes méthodes de reconnaissance d'îlotages appliquées et disponibles ont été évaluées dans le cadre d'une enquête internationale. Sur la base des résultats obtenus à l'aide des mesures et celles de l'enquête, les méthodes et leur utilité effective ont pu être évaluées. Le 2^{ème} atelier de travail à Arnhem (NL) a débouché sur des recommandations de méthodes appropriées afin de garantir un fonctionnement sans faille des systèmes PV. Les probabilités d'îlotage ont été quantifiées et vont influencer les améliorations à apporter aux configurations de systèmes. A l'avenir, des méthodes de détection avantageuses mais néanmoins fiables seront appliquées. Les résultats comportaient en outre des indications sur la planification future des réseaux en cas de haute concentration de systèmes PV.



Kurzfassung

Die erste Phase des PVPS Task 5 ist von 1993- 1998 mit Experten aus 11 IEA Ländern ausgeführt worden. Hauptziele waren; die Auflistung und Entwicklung von technischen Anforderungen und Empfehlungen, die als Richtlinien für gebäudeintegrierte und andere dezentrale PV-Systeme im Netzverbund dienen können. Diese technischen Richtlinien sollen die sichere und zuverlässige Netzanbindung von PV-Systemen zu den geringsten Kosten gewährleisten. Die PV-Systeme wurden am LV (Low Voltage)-Netz angeschlossen und waren typischerweise in der Größenordnung kleiner 100 kW.

Um die Arbeitsziele zu erreichen wurden drei Subtasks definiert und im Rahmen einer Zusammenarbeit von internationalen Experten bearbeitet.

- Subtask 10: Evaluation bestehender Richtlinien für den Netzverbund von PV-Anlagen, Übersicht der Netzstrukturen und neuen PV Installationserfahrungen
- Subtask 20: Theoretische Untersuchung verschiedener Aspekte von PV-Anlagen im Netzverbund und ihre Konfiguration
- Subtask 30: Experimente und Messungen im Testzentrum Rokko Island, Japan

Task 5 beendete die erste Arbeitsstufe mit einer sehr detaillierten Untersuchung von Aspekten der Netzanbindung von PV-Systemen und verfasste mögliche Empfehlungen zur Verbesserung. Dies basierte auf der interaktiven Arbeit und dem breiten Wissensaustausch, welcher einen ähnlichen Wissenstand bei den Experten aufbaute. Es resultierten 5 Berichte (zwei interne und drei öffentliche) aus der Phase 1993- 1998.

Einige Bereiche, wie Inselbildung, hohe Konzentration von PV-Systemen im Netzverbund und die involvierten finanziellen Aspekte mussten vertiefter untersucht werden. Hierzu wurde der Subtask 50 ‚Untersuchung der Faktoren bei hoher Konzentration von PV-Anlagen im Netzverbund‘ vom 1.01.1999 bis 31.12.2001 durchgeführt. Das Arbeitsziel war die Untersuchung des Einflusses bei hoher Konzentration von PV-Anlagen auf das Netzwerk und die Herausgabe von Empfehlungen für die Eliminierung der Störfaktoren und für den sachgemässen Einsatz von PV-Systemen.

Die definierten Ziele wurden alle erreicht und sind als Berichte publiziert worden. Die Resultate haben (und werden auch in Zukunft) zum besseren technischen Verständnis in der Anwendung von PV-Systemen im Netzverbund beigetragen. Die Teilnahme und Mitarbeit der nationalen Experten war gut und es ergab sich ein aktiver Erfahrungsaustausch. Die Experten repräsentierten die Wechselrichterindustrie, EW's, Testinstitute, Berater und Ingenieure.

Einer der Höhepunkte in der Subtask 50 Arbeit war sicher die zweijährige Untersuchung in den Niederlanden um die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung messtechnisch genau zu bestimmen. Diese Daten wurden in einer Risikoanalyse weiterführend untersucht. Im Rahmen einer internationalen Umfrage wurden die verschiedenen eingesetzten und erhältlichen Methoden zur Erkennung von Inselbildung untersucht. Basierend auf den Resultaten aus der Messuntersuchung und der Umfrage konnten die verschiedenen Methoden und der effektive Nutzen beurteilt werden. Im 2. Workshop in Arnhem, NL konnten dann angepasste Methoden zum sicheren Betrieb von PV-Systemen empfohlen werden. Die Wahrscheinlichkeit der Inselbildung wurde quantifiziert und wird einen Einfluss auf Verbesserungen im Systemaufbau erbringen. Kosteneffektive aber doch sichere Detektionsmethoden sind in Zukunft anzuwenden. Weitere Resultate berücksichtigen die zukünftige Netzwerkplanung im Hinblick auf die hohe Konzentration von PV-Anlagen.



Zusammenfassung

Die Photovoltaik wird als vielversprechende Technologie zur Lösung der mit dem ‚Verbrauch‘ von Energie einhergehenden Umweltprobleme betrachtet. Während aber noch vor ca. 10 Jahren hauptsächlich gross- technische zentrale Lösungen auf Landflächen angestrebt wurden, haben sich die Prioritäten in den letzten Jahren eindeutig zugunsten dezentraler kleinerer Systeme auf Gebäudeflächen verschoben. Dies führt aber betreffend der Netzanbindung zu neuen Fragen. Bei den zentralen Anwendungen konnte die Einspeisung und die möglichen Rückwirkungen oder andere Probleme relativ einfach beobachtet und gelöst werden. Bei den dezentralen Systemen wird bei zunehmender Anzahl der Anwendungen die gesamte Problematik komplexer. Fragen wie Einflüsse auf die Netzqualität, Inselbildung in Versorgungsnetzen und gegenseitige Aufrechterhaltung der Wechselrichter, maximale Einspeisung von PV in einem Versorgungsnetz und gültige und brauchbare Vorschriften, müssen mit dem Einsatz von dezentralen Systemen neu beantwortet werden.

Diese Entwicklung wurde auch in der IEA beobachtet und es wurde im Rahmen des Forschungsprogramms ‚Photovoltaics Power Systems (PVPS)‘ im Jahr 1993 der Task 5 ‚Grid Interconnection of Building Integrated and Other Dispersed Photovoltaic Power Systems‘ gestartet. Der Task befasste sich mit PV-Anlagen im Netzverbund (speziell im Low-Voltage-Bereich). Die typische Leistungsgrösse der Anlagen war zwischen 1 und 100 kWp. Es wurden gebäudeintegrierte aber auch andere dezentrale PV-Anlagen im Netzverbund untersucht.

Der Leiter (Operating Agent) von Task 5 (und auch der Verlängerung - Subtask 50) ist von Japan gestellt worden. Die ersten drei Aktivitäten wurden am 1.1.1993 gestartet und am 31.12.1998 offiziell beendet.

Die folgenden Themen sind bearbeitet worden:

- Evaluation von bestehenden Richtlinien für den Netzverbund von PV-Anlagen, Übersicht der Netzstrukturen und neuen PV Installationserfahrungen
- Theoretische Untersuchung verschiedener Aspekte von PV-Anlagen im Netzverbund und ihre Konfiguration
- Experimente und Messungen im Testzentrum Rokko Island, Japan und / oder an weiteren Testorten

Basierend auf den Resultaten und der Erkenntnis, dass in einigen Bereichen verstärkte oder zusätzliche Arbeit notwendig ist, wurde eine Verlängerung beantragt und im Januar 1999 gestartet. Die Aktivität (Subtask 50) befasste sich speziell mit dem Thema ‚Hohe Konzentration (im MW-Bereich) von PV Systemen im Netzverbund => Limiten, Einwirkungen‘. Sie wurde Ende 2001 offiziell abgeschlossen.

Folgende Aufgaben wurden ausgeführt:

- Umfragen zu den neuesten Richtlinien, Testmethoden für Wechselrichter und Technologien.
- Ein Messprojekt betreffend Inselbildung über einen Zeitraum von zwei Jahren
- Ein Simulationsprogramm betreffend Einfluss von zahlreichen PV-Anlagen im Netzverbund in Bezug auf die Netzqualität und andere limitierende Faktoren.
- Abschätzung des Aufwands und der Kosten für zusätzliche Netzvorkehrungen und Neuinstallationen durch das EW, bei einer grossen Dichte von PV-Anlagen.

Zu allen Arbeiten sind hervorragende Berichte erstellt worden. Die Schweiz wurde in der ersten Phase (1993 bis 1999) durch die Firma Enecolo AG, Mönchaltorf, vertreten. Das ewz übernahm die Expertenrolle für den Subtask 50 (1999 bis 2001).



Die Themen Inselbildung und die Abschätzung der limitierenden Faktoren für PV bei hoher Durchdringung im EW-Netz waren klar die intensivsten Arbeiten in der Verlängerung.

An den verschiedenen Meetings haben jeweils rund 12 Experten aus 11 Ländern teilgenommen. Die Teilnehmer repräsentierten die Wechselrichterindustrie, Elektrizitätswerke, Testinstitute, Berater und Ingenieure. Dank der sehr kooperativen Zusammenarbeit der involvierten Länder konnten wichtige nationale Erfahrungen und Resultate untereinander vorgestellt werden und schnell ein gemeinsamer Wissenstand erarbeitet werden. Dadurch wurde effizient auf mögliche Lösungsansätze zu den verschiedenen Themen hingearbeitet.

Die Berichte und die Schwerpunkte wurden an den beiden Workshops vor einem interessierten und zahlreichen Publikum präsentiert.

- 1. Workshop 'Grid Interconnection of PV Power Systems – Existing and Future Rules and Safety Guidelines', 15.- 16. September 1997 in Zürich
- 2. Workshop 'Impacts of PV Penetration in Distribution Networks – Network Aspects on high Penetration Level of PV Systems and Islanding Analysis', 24.- 25. Januar 2002 in Arnhem, NL

Folgende Berichte (Originaltitel) wurden publiziert:

- Grid-connected PV power systems: Status of existing guidelines and regulations
- Information on electrical distribution systems in related IEA countries
- Proceedings of the IEA workshop on existing and future rules and safety guidelines for grid interconnection of PV power systems
- Status of existing guidelines and regulations (Revised Version)
- Information on electrical distribution systems (Revised Version)
- Utility aspects of grid interconnected PV systems
- Demonstration tests of grid-connected PV power systems
- Grid-connected PV power systems: Summary of Task V activities from 1993 to 1998
- PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries
- Survey of inverter and related protection equipment
- International guideline for the certification of PV system components and grid-connected PV system
- Probability of islanding in utility networks due to grid-connected PV power systems
- Risk analysis of islanding of PV power systems within low voltage distribution networks
- Evaluation of islanding detection methods for PV utility-interactive power systems
- Impacts of power penetration from PV power systems in distribution networks
- Grid-connected PV power systems: Power value and capacity value of PV systems



Alle Ziele in den einzelnen Aktivitäten und Subtasks wurden erfüllt. Dies dank der sehr engagierten Beteiligung seitens verschiedener nationaler Experten. Im Bereich der Inselbildung ist es gelungen gemeinsam eine Basis zu definieren und reelle Messwerte und Lösungen zu präsentieren, die von den Normengremien und den PV- Fachleuten akzeptiert und als praktikabel eingestuft werden.

Task 5 hat mit den erarbeiteten Resultaten und der Präsentation an den Workshops für Transparenz beim Thema Inselbildung und Netzparallelbetrieb von PV-Systemen beigetragen.

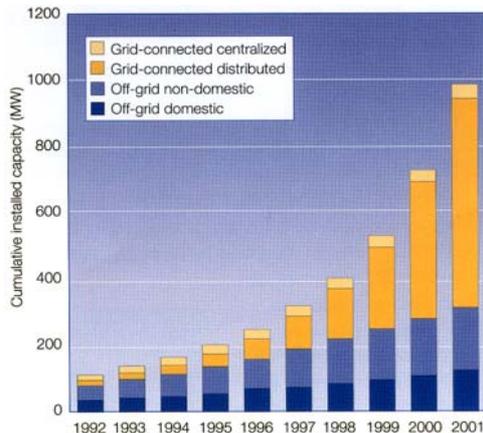
Die Berichte können auf der Homepage www.photovoltaic.ch/home oder www.iea-pvps.org eingesehen und abgespeichert werden.

Jede der Aktivitäten und das resultierende Ergebnis haben einen wichtigen Beitrag zur Verbreitung der dezentralen Energieversorgung mit PV erarbeitet. Der zukünftige Erfolg der Umsetzung der Empfehlungen ist stark abhängig von der Verteilung der Resultate auf internationalem Niveau. Es ist elementar, diese Resultate in die Normengremien (IEC, CENELEC, IEEE) hineinzubringen.



1. Einleitung

Die dezentrale Nutzung der Sonnenenergie zur Stromerzeugung wird als wichtiges Werkzeug zur Lösung der mit der Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Kraftwerken einhergehenden Umweltbelastung betrachtet. Die Bedeutung der Photovoltaik (PV) hat im letzten Jahrzehnt beträchtlich an Stellenwert gewonnen.



Während am Anfang der 90er Jahre des vergangenen Jahrtausends hauptsächlich Kleinanwendungen sowie grosse zentrale Kraftwerke dominierten, nahmen ab Ende der 90er Jahre kleinere dezentrale netzgekoppelte Anlagen deutlich zu und im Jahr 2001 trugen sie mit über 60% zur gesamten weltweit installierten PV-Leistung bei, siehe Abb. 1.1.

Abb. 1.1. Entwicklung der Anteile verschiedener Produktkategorien am PV-Weltmarkt (in den IEA-Ländern) 1992-2001 (Quelle: IEA PVPS TASK 1 ISR)

Der Netzverbund von PV-Anlagen bedeutet, das konstante und automatische Anpassen der Leistung und des Verbrauches auf der Netzseite und auf der PV-Seite. Wenn die PV produzierte Energie ungenügend ist, um die angeschlossenen Verbraucher zu versorgen, dann wird der zusätzliche Bedarf von der Netzseite zur Verfügung gestellt. Übersteigt die PV-Energie den Lastbedarf, dann wird die überschüssige Energie auf die Netzseite zurück geliefert und an weitere Verbraucher abgegeben.

Es ist wichtig das Zusammenspiel von der Netz- und PV-Seite zu optimieren. Die technischen Bedingungen für einen sicheren Einbau und zuverlässigen Betrieb müssen für die Betreiber und Installateure garantiert werden. Dabei sind die Kosten zu beachten, damit eine kostengünstige PV-Anlage realisiert wird.

Die Bedingungen für den Netzparallelbetrieb von Solaranlagen ist aber mit den nationalen Netzwerkkonfigurationen verbunden und variieren von Land zu Land relativ stark. Zu Beginn von Task 5 waren in einigen Ländern bereits Vorschriften für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen erhältlich, während in anderen Ländern das Thema mehr als allgemeine dezentrale Energieerzeugungsanlage betrachtet wurde. Netzverbundrichtlinien und Vorschriften reflektieren die jeweiligen Sicherheitsstandards und die Qualität der Energieversorgung eines Landes.

Es ist auch wichtig in den Vorschriften Reserven für neue Systeme zu berücksichtigen oder dann auch die Redimensionierung des Netzwerkes vorzusehen. Obwohl heute die Leistung der PV-Systeme im Vergleich mit anderen Energieproduzenten noch verschwindend gering ist, wird in den nächsten Jahren ein enormer Zuwachs erwartet. In Abhängigkeit von den weiteren technischen Entwicklungen im Zusammenhang mit PV-Systemen, müssen deshalb verschiedene Punkte genau untersucht werden und eventuell auch Netzwerke neu berechnet werden.

Allgemein muss ein sicherer, zuverlässiger und kostenoptimierter Betrieb als Ziel für den zukünftigen Einsatz von PV-Systemen gesetzt werden. Nur dies garantiert das Vertrauen seitens der Anwender und unterstützt somit die Verbreitung der PV-Technologie.



2. IEA PVPS Task 5 ‚Grid Interconnection of Building Integrated and other dispersed PV Power Systems‘

Die Internationale Energieagentur (IEA) (siehe auch www.iea.org) ist in Paris angesiedelt und eine unabhängige Agentur der OECD. Sie liefert Daten zum Klimawandel, zur Energiepolitik und zu Initiativen in Forschung und Wirtschaft. Verschiedene Dokumente, wie das Klimaprotokoll von Kyoto oder Statistiken der Mitgliedsstaaten und des Weltmarktes können eingesehen werden. Die IEA ist eine Energieagentur von rund 26 Mitgliedstaaten und befasst sich mit der kritischen Versorgungslage durch konventionelle Ressourcen. Innerhalb der IEA sind verschiedene gemeinsame Forschungsprogramme initiiert worden. Das Programm ‚Photovoltaic Power System‘ (PVPS) - www.iea-pvps.org - befasst sich ausschliesslich mit der Nutzung von Photovoltaik (PV) als Energiequelle. Neun Task's wurden in diesem Programm formuliert und verschiedene Experten aus den Mitgliedstaaten arbeiten in zahlreichen Unteraufgaben der einzelnen Task's.

Der Task 5 mit dem englischen Arbeitstitel ‚Grid Interconnection of Building Integrated and other dispersed Photovoltaic Power Systems‘ befasste sich mit PV-Anlagen im Netzverbund (speziell im Low-Voltage-Bereich). Die typische Leistungsgrösse der Anlagen war zwischen 1 und 100 kWp. Es wurden gebäudeintegrierte aber auch dezentrale PV-Anlagen im Netzverbund untersucht.

Die ersten drei Aktivitäten wurden 1993 gestartet und Ende 1998 abgeschlossen. Basierend auf den Resultaten und der Erkenntnis, dass in einigen Bereichen verstärkte oder zusätzliche Arbeit notwendig ist, wurde eine Verlängerung beantragt und im Januar 1999 gestartet.

Die Aktivität (Subtask 50) befasste sich speziell mit dem Thema ‚Hohe Konzentration (im MW-Bereich) von PV Systemen im Netzverbund => Limiten, Einwirkungen‘. Sie wurde Ende 2001 offiziell abgeschlossen. Folgende Aufgaben wurden ausgeführt:

- Umfragen zu den neuesten Richtlinien, Testmethoden für Wechselrichter und Technologien.
- Ein Messprojekt betreffend Inselbildung über einen Zeitraum von zwei Jahren



Abb. 2.1. Messaufbau

- Ein Simulationsprogramm betreffend Einfluss von zahlreichen PV-Anlagen im Netzverbund in Bezug auf die Netzqualität und andere limitierende Faktoren.
- Abschätzung des Aufwands und der Kosten für zusätzliche Netzvorkehrungen und Neuinstallationen durch das EW, bei einer grossen Dichte von PV-Anlagen.



Zu allen Arbeiten sind hervorragende Berichte erstellt worden. Die Schweiz wurde in der ersten Phase (1993 bis 1999) durch die Firma Enecolo AG, Mönchaltorf, vertreten. Das ewz übernahm die Expertenrolle für den Subtask 50 (1999 bis 2001).

Die Themen Inselbildung und die Abschätzung der limitierenden Faktoren für PV bei hoher Durchdringung im EW- Netz waren klar die intensivsten Arbeiten in der Verlängerung. Nachfolgend werden die einzelnen Subtask detaillierter präsentiert.

2.1. Subtask 10: Evaluation von bestehenden Richtlinien für den Netzverbund von PV-Anlagen, Übersicht der Netzstrukturen und neue PV Installations-erfahrungen

Leitung: Christoph Panhuber, FRONIUS KG, Österreich

Subtask 10 definierte den ‚Status-Quo‘ von PV-Anlagen im Netzverbund. Aus einer Umfrage zum Thema aktuelle Richtlinien und Empfehlungen zur Netzanbindung von PV-Anlagen resultierten übersichtliche Informationen. Eine zweite Umfrage untersuchte die nationalen Netzstrukturen von den teilnehmenden IEA-Ländern. Daraus wurden Probleme, die uns heute betreffen und zukünftige Probleme im Zusammenhang mit den beiden oben erwähnten Themen erkannt.

Aktivitäten:

- 10.1 Richtlinien von Netzverbund für PV-Anlagen
(Christoph Panhuber, FRONIUS KG, Österreich)
- 10.2 Netzstruktur
(Ettore de Berardinis, ENEL S.p.A., Italien)
- 10.3 Wechselrichter und Sicherheitskomponenten
(Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan)
- 10.4 Betriebserfahrung
(Hermann Laukamp, Fhg-ISE, Deutschland)

Im Kapitel 4 wird zusammenfassend auf die einzelnen Resultate, Ergebnisse und Erfahrungen eingegangen.



2.2. Subtask 20: Theoretische Untersuchung verschiedener Aspekte von PV-Anlagen im Netzverbund und ihre Konfiguration

Leitung: Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande

In Subtask 20 wurden alle nachfolgenden Punkte theoretisch untersucht und Empfehlungen zu möglichen Richtlinien und Verbesserungen aufgestellt. Einige Aspekte zeigten aber zu komplexe Probleme, welche in zusätzlichen praxisorientierten Messungen gelöst werden mussten. Diese Experimente wurden im Subtask 30 koordiniert.

Aktivitäten:

20.1 Harmonische Oberwellen

(Ettore de Berardinis, ENEL S.p.A., Italien)

20.2 AC Module

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande)

20.3 Mehrfach- Wechselrichter

(Hiromu Kobayashi, CRIEPI, Japan)

20.4 Blitzschutz & Potentialausgleich

(Ward Bower, SANDIA, USA)

20.5 Überspannungssicherheit

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande)

20.6 Inselbildung

(Christoph Panhuber, FRONIUS KG, Österreich)

20.7 EMV von Wechselrichter & Generator

(Christoph Panhuber, FRONIUS KG, Österreich)

20.8 Externer Schalter (AC- Seite)

(Jim Thornycroft, Hga, UK)

20.9 Wiedereinschaltung (Reclosing)

(Ettore de Berardinis, ENEL S.p.A., Italien)

20.10 DC Einfluss auf die AC-Seite und isolierter Transformator

(Hermann Laukamp, Fhg-ISE, Deutschland)

Im Kapitel 5 wird zusammenfassend auf die einzelnen Resultate, Ergebnisse und Erfahrungen eingegangen.

2.3. Subtask 30: Experimente und Messungen im Testzentrum Rokko Island, Japan und / oder an weiteren Testorten

Leitung: Akio Kitamura, Kansai Electric Power Company, Japan

In Subtask 30 wurden verschiedene Experimente und Messungen in Rokko Island durchgeführt. Untersuchte Aspekte waren: Harmonische Oberwellen, Inselbildung, DC-AC Vermischung und weitere. Aus diesen Experimenten resultierten diverse Referenzen von Problemen mit PV-Anlagen im Netzverbund.

Im Kapitel 6 wird zusammenfassend auf die einzelnen Resultate, Ergebnisse und Erfahrungen eingegangen.



2.4. Subtask 40: Zusammenfassung und Verteilung der Resultate

Dieser inoffizielle Subtask wurde in den einzelnen Subtasks untereinander koordiniert.

2.5. Subtask 50: Untersuchung der Faktoren bei hoher Konzentration von PV-Anlagen im Netzverbund

Leitung: Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan (Task 5 Chairman)

Ziel in diesem Subtask war den Einfluss und die bestimmenden Faktoren von PV-Anlagen bei hoher Konzentration im Netzverbund zu erkennen. Daraus sollten Empfehlungen für das Netzwerk und das PV / Wechselrichter-System abgeleitet werden, welche den verbreiteten Einsatz von PV-Systemen ermöglichen.

Aktivität 51: Übersicht der Technologie von PV-Systemen im Netzverbund

(Dr. Alan Collinson, UK)

Übersicht und Berichterstattung über die aktuellsten Richtlinien zu PV-Systemen im Netzverbund, Wechselrichter-Technologien, Zertifizierungsmethoden, Kontrollen und Unterhaltsmechanismen durch Umfragen.

51.1 Richtlinien von Netzverbund für PV-Anlagen (Update)

(Christoph Panhuber, FRONIUS KG, Österreich)

51.2 Übersicht der aktuellsten Wechselrichter-Technologien

(Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan)

51.3 Übersicht von Zertifizierungsmethoden

51.4 Übersicht der Methode zur Kontrolle und dem Unterhalt von PV-Systemen

(Ward Bower, SANDIA, USA)

Aktivität 52: Untersuchung der Inselbildung

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande)

Typische Netzwerkkonfigurationen mussten evaluiert werden und die Unterschiede der Inselbildungscharakteristiken in verschiedenen Netzstrukturen erkannt werden. Ein weiteres Ziel war die Wahrscheinlichkeit der Inselbildung in einem Netzwerk und den Effekt zeitlich zu bestimmen. Daraus sollte das Risiko betreffend Inselbildung für Netzwerke oder angeschlossene Verbraucher definiert werden können. Basierend auf diesen Daten und der Übersicht der Inselbildungs-Detektionsmethoden sollten praxisnahe und sicherheitstaugliche Empfehlungen für die Überwachung der Inselbildung hervorgehen.

52.1 Unterschied der Bedingungen von Inselbildung in Abhängigkeit der Netzstruktur

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande)

52.2 Wahrscheinlichkeit und Risikoanalyse von Inselbildung

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande & Dr. Alan Collinson, UK)

52.3 Übersicht der Inselbildungs-Detektionsmethoden

(Ward Bower, SANDIA, USA)

52.4 Verteilung der Resultate / Workshop

(Bas Verhoeven, KEMA, Niederlande)



Aktivität 53: Verhalten von PV-Systemen bei hoher Konzentration im Netzverbund

(Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan)

In dieser Aktivität war das Ziel den Effekt und das Verhalten von PV-Systemen bei hoher Konzentration im Netz betreffend Netzqualität zu untersuchen. Es sollten Faktoren resultieren die, die zukünftige Netzplanung beeinflussen und den Betrieb von Mehrfach-PV-Systemen ermöglichen.

53.1 Einfluss auf die Netzqualität

53.2 Einfluss auf die Netzplanung und den Betrieb

(Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan)

Aktivität 54: Verhalten von PV-Systemen bei hoher Konzentration im Netzverbund

(Arne Povlson, ELSAM, Dänemark)

Es galt die wichtigsten limitierenden technischen Faktoren, welche die Verbreitung von PV im Netzverbund behindern, zu identifizieren. Daraus sollten Empfehlungen hervorgehen, wie diese Faktoren eliminiert werden können. Der finanzielle Aspekt war im Zusammenhang von PV-Systemen bei hoher Konzentration im Netzverbund zu untersuchen und mögliche Lösungen aufzuzeigen, welche die zusätzlichen Kosten reduzieren würden. Und es sollte eine akzeptable Methode zur Bestimmung des wirtschaftlichen Wertes von PV-Anlagen im Netzverbund (im Low-Voltage-Bereich) entwickelt werden.

54.1 Maximaler Durchdringungsgrad von PV im Netzwerk

54.2 Finanzielle Aspekte

(Arne Povlson, ELSAM, Dänemark)

54.3 Abschätzung des Wertanteils der Leistung und der PV- Kapazität im Netzwerk

(Francesco Groppi, ENEA, Italien)

Im Kapitel 7 wird zusammenfassend auf die einzelnen Resultate, Ergebnisse und Erfahrungen eingegangen.



3. Übersicht Resultate und Erfahrungen

Alle Ziele der einzelnen Aktivitäten und Subtask wurden erfüllt. Dies dank der sehr engagierten Beteiligung seitens der verschiedenen nationalen Experten. Im Bereich der Inselbildung ist es gelungen gemeinsam eine Basis zu definieren und reelle Messwerte und Lösungen zu präsentieren die von den Normengremien und den PV-Fachleuten akzeptiert und als praktikabel eingestuft werden.

Die nachfolgende Liste zeigt, dass die meisten Resultate in Berichtform präsentiert wurden. Die Übersicht der Berichte und die Schwerpunkte wurden aber an den beiden Workshops vor einem interessierten und zahlreichen Publikum präsentiert.

- 1. Workshop 'Grid Interconnection of PV Power Systems – Existing and Future Rules and Safety Guidelines', 15.- 16. September 1997 in Zürich
- 2. Workshop 'Impacts of PV Penetration in Distribution Networks – Network Aspects on high Penetration Level of PV Systems and Islanding Analysis', 24.- 25. Januar 2002 in Arnhem, NL

Folgende Berichte wurden publiziert. Die Originaltitel und dazu gehörigen Berichtsnummer sind im Kapitel 12 abgedruckt.

- Grid-connected PV power systems: Status of existing guidelines and regulations
- Information on electrical distribution systems in related IEA countries
- Proceedings of the IEA workshop on existing and future rules and safety guidelines for grid interconnection of PV power systems
- Status of existing guidelines and regulations (Revised Version)
- Information on electrical distribution systems (Revised Version)
- Utility aspects of grid interconnected PV systems
- Demonstration tests of grid-connected PV power systems
- Grid-connected PV power systems: Summary of Task V activities from 1993 to 1998
- PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries
- Survey of inverter and related protection equipment
- International guideline for the certification of PV system components and grid-connected PV system
- Probability of islanding in utility networks due to grid-connected PV power systems
- Risk analysis of islanding of PV power systems within low voltage distribution networks
- Evaluation of islanding detection methods for PV utility-interactive power systems
- Impacts of power penetration from PV power systems in distribution networks
- Grid-connected PV power systems: Power value and capacity value of PV systems

Task 5 hat mit den erarbeiteten Resultaten und der Präsentation an den Workshops für Transparenz beim Thema Inselbildung und Netzparallelbetrieb von PV-Systemen beigetragen. Dadurch wurden alle interessierten Parteien korrekt informiert und eine wertvolle Basis für die Definition von Richtlinien erarbeitet.



Es wurde von Anfang an der Dialog mit der Industrie und den Testinstituten gesucht und gepflegt. Durch die beiden Workshops wurde dieser aktiv unterstützt.

Jede der Aktivitäten und das resultierende Ergebnis haben einen wichtigen Beitrag zur Verbreitung der dezentralen Energieversorgung mit PV erarbeitet. Der zukünftige Erfolg der Umsetzung der Empfehlungen ist stark abhängig von der Verteilung der Resultate auf internationalem Niveau. Es ist elementar, diese Resultate in die Normengremien (IEC, CENELEC, IEEE) und verwandte Organisationen (z.B. CIGRE, CIRED) hineinzubringen.

4. Zusammenfassung Subtask 10

Alle Resultate können bei Interesse detaillierter in den einzelnen Berichten im Subtask 10 (s.h. Kapitel Publikationen) eingesehen werden. Nachfolgend eine kurze Beschreibung der Umfragen zu den vier Themengebieten und der Resultate. Es muss angemerkt werden, dass dieser Subtask 1998 abgeschlossen wurde und die Resultate sich auf den Zeitraum 1993-1998 beziehen!

Bei der Umfrage und der anschließenden Auswertung betreffend Richtlinien für den Netzverbund von PV-Anlagen zeigte sich, dass es fast keine Übereinstimmung bei den Richtlinien zwischen den teilnehmenden IEA- Ländern gab.

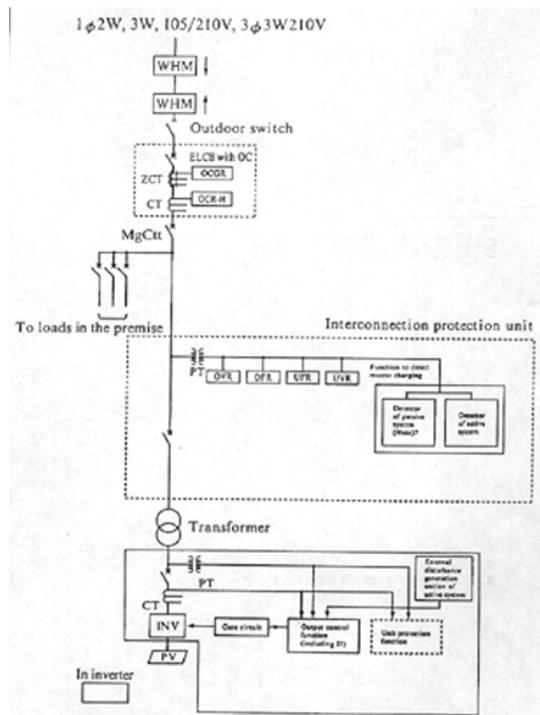


Abb. 4.1. Prinzipschema für Kleinanlage in Japan

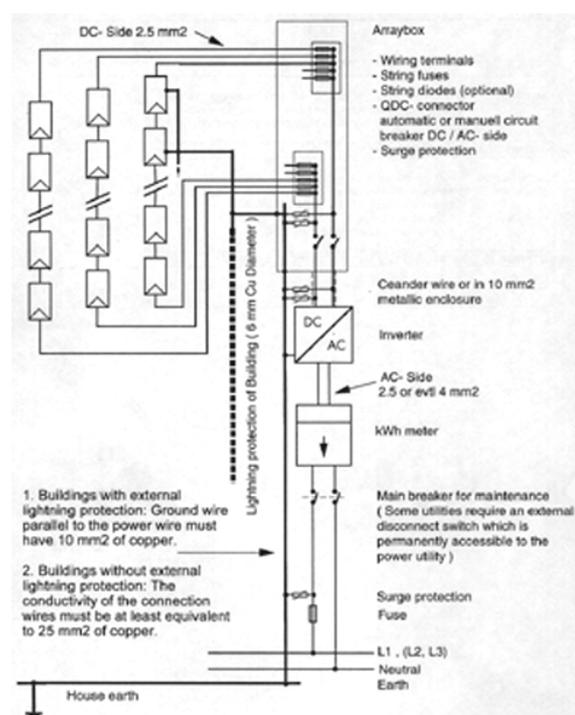


Abb. 4.2. Prinzipschema aus der Schweiz

Jedes Land stellte seine eigenen Gesetze auf und in einigen Ländern variierten diese sogar noch regional. Dies zeigte, dass in vielen Ländern die Elektrizitätswerke über die Anschlussbedingungen von individuellen Energieerzeugungsanlagen in ihrem Netzwerk bestimmten. Der Aspekt Sicherheit ist weltweit in allen Vorschriften prioritär behandelt worden.



1998 war die Inselbildung eines der kritischsten Themen in den Vorschriften und es wurde vorgeschlagen sofortige Untersuchungen durchzuführen, ansonsten könnte es zu schlimmeren Unfällen kommen. Themen wie die Verkabelung und Erdschluss wurden als bekannte Richtlinien aus bestehenden Elektroinstallationsvorschriften einfach übernommen.

Für die zukünftige Vermarktung von PV-Systemen ist es von grosser Wichtigkeit, dass die Richtlinien international anerkannt werden. Dies erlaubt die Netzanbindung von identischen PV-Systemen in verschiedenen Ländern mit den gleichen Vorschriften. Während der Task 5 Arbeit wurden die Mängel in den Vorschriften der EW's und der Hersteller klarer und in verschiedenen Ländern wurden diese Erfahrungen dazu benutzt, die eigenen Vorschriften an anderer Länder anzupassen oder einfach zu überarbeiten.

Teilnehmende Länder wie die Niederlande, Deutschland, Schweiz, Japan und die USA konnten auf jahrelange Erfahrungen im Umgang mit der Netzanbindung von PV-Systemen zurückblicken und erbrachten dadurch wertvolle praxisorientierte Ansätze für Vorschriften in die Berichte. Der Bericht war ein wichtiges Dokument, welches dem Benutzer erlaubte die unterschiedlichen Ansätze der einzelnen Länder betreffend Probleme und Gefahren zu vergleichen. Das Thema wurde im Rahmen der Fortsetzung im Subtask 50 noch einmal aufgenommen und aktualisiert.

Grundlage für korrekte Empfehlungen betreffend der Netzanbindung von PV-Systemen ist das Verständnis der Netzwerkstruktur. Hier wurde in einer zweiten Umfrage alle Länder beauftragt ihre Angaben zu liefern. Daraus resultierte, dass die Werte im LV (Low-Voltage)-Bereich in Europa sehr ähnlich ausgelegt sind aber die USA und Japan eigene Konfigurationen aufweisen. Auch die Verteilerstruktur und die Sicherheitsbestimmungen unterscheiden sich von Land zu Land. Dies war auch ein Grund warum die nationalen Richtlinien für die Netzanbindung von PV-Systemen untereinander variieren. Das Dokument war eine brauchbare Basis für die Überarbeitung der ersten Empfehlungen betreffend der Netzanbindung von PV-Systemen.

In der Aktivität 'Wechselrichter und Sicherungskomponenten' wurden über 60 Wechselrichterhersteller (6 Hersteller aus der Schweiz) mit einem Fragebogen kontaktiert. Die Geräte mussten sehr detailliert dokumentiert werden und wurden dann in einem Bericht übersichtlich präsentiert. Das Thema wurde im Rahmen der Fortsetzung im Subtask 50 noch einmal aufgenommen und aktualisiert.

In der vierten Aktivität wurden die Betriebserfahrungen von verschiedenen PV-Systemen dokumentiert. Dies war im Grunde die Vorarbeit zur Aktivität 2.7 'Zuverlässigkeit' im Task 7 'PV Power System in the Built Environment'. Sie wurde auch durch den gleichen Experten ausgeführt und es resultierten ähnliche Ergebnisse. Über 70% der Störungen von rund 2400 untersuchten Systemen werden den Wechselrichtern zugeordnet. Ein eigener Bericht wurde nicht publiziert. Eine Zusammenfassung der Resultate ist im Bericht 'Summary of IEA PVPS Task 5 Activities from 1993 – 1998' enthalten.



5. Zusammenfassung Subtask 20

Alle Resultate können bei Interesse detaillierter im Bericht (s.h. Kapitel Publikationen) eingesehen werden. Es muss wiederum angemerkt werden, dass dieser Subtask auch 1998 abgeschlossen wurde und die Resultate sich auf den Zeitraum 1993- 1998 beziehen! In einer vorbereitenden Sitzung wurden 11 zu untersuchende Themen in Bezug auf die möglichen Probleme von PV-Anlagen im Netzverbund erkannt. Nachfolgend eine Übersicht der Resultate von den verschiedenen untersuchten Aspekten.

Harmonische Oberwellen

Ein PV-Generator produziert im Netzverbund harmonische Oberwellen mit einer bestimmten Amplitude. Die Grenzwerte werden national durch Vorschriften geregelt. In dieser Untersuchung wurde aufgezeigt, dass bei den meisten Produkten, die heute auf dem Markt erhältlich sind, keine kritischen Grenzwerte überschritten werden. Dies aber unter der Bedingung, dass nur wenige Wechselrichter angeschlossen sind.

Im Falle, dass mehrere Wechselrichter miteinander angeschlossen sind, zeigte sich, dass zusätzliche Abklärungen notwendig sind. Hier konnten die Effekte, welche sich zum Teil überlagern, nicht genau erklärt werden. Es ist angebracht bei einer hohen Konzentration von Wechselrichtern im Netzverbund das Thema Harmonische Oberwellen noch einmal kritisch zu untersuchen.

AC Module

Dieser Systemtyp wurde speziell von der Niederlande stark unterstützt und vermarktet. Es wurde ein grosses Wachstum in den Jahren nach dem Abschluss von Subtask 20 erwartet (1998- 2005). Bis dann sollten die nationalen Vorschriften betreffend Netzverbund von PV-Anlagen vereinfacht und die Installation von AC-Modulen ohne grosse Restriktionen ausgeführt werden.

Der heutige Stand zeigt, dass der Markt mit den AC-Modulen vorübergehend (1999- 2001) anstieg, im Jahre 2002 aber wieder marginal klein war. Positiv ist aber, dass die Vorschriften massiv gelockert wurden und es heutzutage (z.B. auch in der Schweiz) einfach ist ein AC-Modul zu installieren. In den meisten Fällen kann direkt der AC-Stecker an der nächsten Steckdose angeschlossen werden.

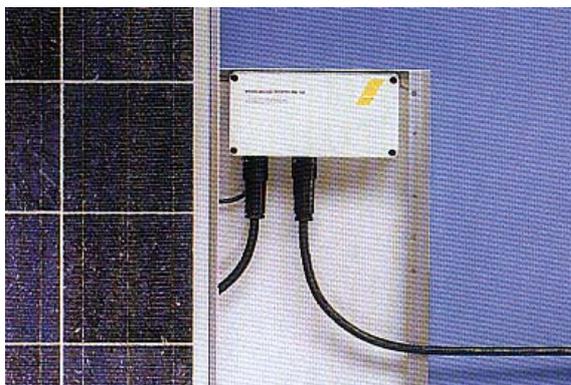


Abb. 5.1. Beispiel AC-Modulwechselrichter Dorf Müller



Wechselrichter in grosser Stückzahl an der gleichen Netzleitung

Es wurden die verschiedenen Einflüsse (exkl. Harmonische Oberwellen und Inselbildung) in Bezug auf Mehrfach-Wechselrichter am gleichen Netzpunkt untersucht. Das Hauptproblem liegt in der maximalen Kapazität des Zuleitungstransformators der Netzleitung. Übersteigt in dieser Netzleitung die PV- Produktion die Verbraucherleistung kommt es zu einer Rückspeisung durch den Zuleitungstransformator. Wo liegen die Grenzen und was sind die Lösungen um den Bereich nicht zu limitieren?

Es wurde empfohlen, eine neue Überwachung zu entwickeln, welche einen Kurzschluss am Leitungsende oder eine Überlast auf der Versorgungsleitung entdeckt. Des weiteren wurde das Thema in der Weiterführung im Subtask 50 noch einmal eingehender untersucht.

Potentialausgleich bei PV-Anlagen

In allen nationalen Richtlinien wird bei metallischen Oberflächen der Potentialausgleich verlangt. Dies bietet die beste Personensicherheit, weil die Verbindung vom spannungsführenden Teil zur Erde genau definiert ist.

Erdschlussüberwachung & Stilllegung des PV- Generators

Im heutigen Trend zu gebäudeintegrierten PV-Anlagen wird empfohlen einen Erdschluss zu überwachen und eine Trennstelle für die Stilllegung des PV-Generators einzubauen. Beide Massnahmen erhöhen die Personen- und Feuersicherheit.

Überspannungsschutz

Überspannung durch induzierte Blitzspannungen können einfach durch ein korrektes Blitzschutzdesign kontrolliert werden. Es muss darauf geachtet werden, dass die Schlaufenbildung zwischen der DC-und AC-Seite und der Erdung reduziert wird. Eine Variante ist die Verbindung einer durchgehenden Erde vom PV-Generator (Rahmen), zum Klemmenkasten, Wechselrichter und zur Hauptverteilung. Ist ein äusserer Blitzschutz vorhanden, soll dieser verwendet und die metallischen Strukturen des PV-Generators am äusseren Blitzschutz befestigt werden. Dies entspricht auch unserem nationalen Vorgehen (s.h. ESTI Prov. Sicherheitsvorschrift 1990).

Inselbildung

Das Thema ist eines der kritischsten bei Netzverbundanlagen. Theoretische Studien zeigten, dass die Inselbildung nur unter bestimmten und nicht sehr realistischen Bedingungen entstehen kann. Es wurde aber im Rahmen der Subtask 20 Arbeit empfohlen, den Aspekt ‚Inselbildung‘ in einer realistischen Anwendung über einen bestimmten Zeitraum (mind. 1 Jahr) zu untersuchen. Die Analyse aus den Messresultaten soll dann die Basis für die Überwachungsmethoden von Inselbildung werden. Diese Empfehlung wurde im Subtask 50 umgesetzt.

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

EMV ist kein spezifisches PV-Problem. Verschiedene Richtlinien zu diesem Thema sind bereits vorhanden und werden seitens Industrie und Anwender akzeptiert. Es wurde darum auch keine Empfehlung zu einer Überarbeitung der Richtlinien abgegeben.



Externer Schalter (AC- Seite)

Allgemein wurde auf der AC-Seite ein physischer Trenner bei zusätzlicher Verwendung einer Inselbildung- Überwachung empfohlen. Der Aspekt ‚jeder Zeit zugänglich‘ führte aber infolge der externen Installation des Trenners in vielen Fällen zu beträchtlichen Mehrkosten. Der externe Trenner wird sicher an Bedeutung verlieren, wenn die Überwachungsmechanismen zur Inselbildung klar definiert und akzeptiert sind. Bereits im Verlaufe der 5-jährigen Arbeit wurde von verschiedenen EW's diese Vorschrift auf einen normalen Trenner in der Hauptverteilung reduziert.

Wiedereinschaltung (Reclosing)

Damit ist die automatische Prozedur seitens EW definiert, welche die Zeitdauer eines Versorgungsunterbruchs infolge Netzwerkfehler verkürzt. Dies hat dann indirekt auch Konsequenzen auf die LV(Low-Voltage)-Seite, wo der PV-Generator angeschlossen ist. In der theoretischen Betrachtung resultiert ein möglicher Belastungsstress für den Wechselrichter, welcher die Lebensdauer beeinflussen kann. Es können aber keine Massnahmen seitens Anwender gegen diese Prozedur vorgenommen werden.

DC Einfluss auf die AC- Seite und isolierter Transformator

Generell wird der Einfluss von DC-Strömen, verursacht durch PV-Systeme auf der AC-Seite in den lokalen Verteilertransformator als vernachlässigbar betrachtet. Eine Bedingung für den Einsatz von isolierten Transformatoren im Wechselrichter ist nicht angemessen.



6. Zusammenfassung Subtask 30



Abb. 6.1. Testzentrum Rokko Island, Japan

In diesem Subtask wurden verschiedene Aspekte aus Subtask 20 messtechnisch genauer untersucht. Alle Experimente wurden im Testzentrum von Kansai Electric Power auf Rokko Island, Kobe in Japan durchgeführt. Verschiedene Energieerzeugungsarten, wie PV, Wind und Brennstoffzellen werden im simulierten Netzverbund ausgetestet. Für die Task 5 Arbeiten stand ein PV-Generator mit einer Kapazität von rund 500 kWp zur Verfügung. Das EW-Netzwerk konnte mit zwei Hochspannungslinien und zwei Transformatoren simuliert werden. Alle PV-Systeme waren am LV-Netz angeschlossen.

Zu den folgenden Themen wurden verschiedene Experimente durchgeführt. Harmonische Oberwellen, Inselbildung, Netzwerkkurzschluss, AC-DC Mischfehler und die PV-Generator-Temperatur.

Die Testresultate zeigten, dass die grosse Anzahl von PV-Generatoren an einer Versorgungsleitung keinen oder nur geringen Einfluss auf den Netzwerkkurzschluss, den AC-DC Mischfehler und die PV-Produktionsvariation hat. Aber die harmonischen Oberwellen und die Inselbildung werden beeinflusst.

Bei den harmonischen Oberwellen werden die dritte und fünfte Oberwelle analog zur Anzahl der gleichen Wechselrichter an der Netzleitung erhöht. Bei unterschiedlichen Modellen wurden Auflösungen der Oberwellen gemessen. Ein ähnliches Verhalten resultierte bei den Inselmessungen.

Wenn verschiedene Wechselrichtertypen der Simulation ausgesetzt wurden, resultierte, dass es sehr schwierig ist Inselbildung zu erhalten. Grund dafür sind die unterschiedlichen Methoden der Inselüberwachung in den Wechselrichtern. Es wurde weiter beobachtet, dass passive Detektionssysteme die Inselbildung zuverlässig erkennen und aktive Mechanismen nicht sehr zuverlässig ansprechen. Die Zeit einer Inselbildung kann durch Lastanpassung (Motor) verlängert werden. In allen Fällen resultierten aber unrealistische Bedingungen, die in der Praxis nicht eintreffen werden.

Die beiden Themen, speziell die Inselbildung, sollten in einer Fortsetzung weiter untersucht werden.



7. Zusammenfassung Subtask 50

Subtask 50 befasste sich speziell mit der hohen Konzentration von PV-Systemen im Netzverbund (MW-Bereich). Untersucht wurden dabei die Grenzen der installierbaren Leistung und die durch PV-Anlagen im Netzverbund verursachten Einflüsse und Veränderungen.

In diesem Rahmen wurden folgende Aufgaben durchgeführt:

1. Durchführen von Umfragen zu den neuesten Richtlinien für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen, zu Testmethoden für Wechselrichter und zu den neuesten Wechselrichter-Produkten.
2. Durchführen eines über einen Zeitraum von zwei Jahren laufenden Messprojekts bezüglich Inselbildung. Dazu wurden in einem lokalen bewohnten Versorgungsgebiet (Residential Area) die Netzzuleitungen jede Sekunde gemessen und überwacht. Diese Netzzuleitungen wurden in sieben Gruppen eingeteilt (unterschiedliche Anzahl versorgter Häuser). Gleichzeitig wurde eine Klein-PV-Anlage am gleichen Netz angeschlossen und gemessen. Diese Energierücklieferung wurde mit dem Faktor $P_{\text{Last}}/P_{\text{PV}}$ multipliziert, um maximale Schnittpunkte der beiden Kurven zu erhalten (Abb. 7.1.).

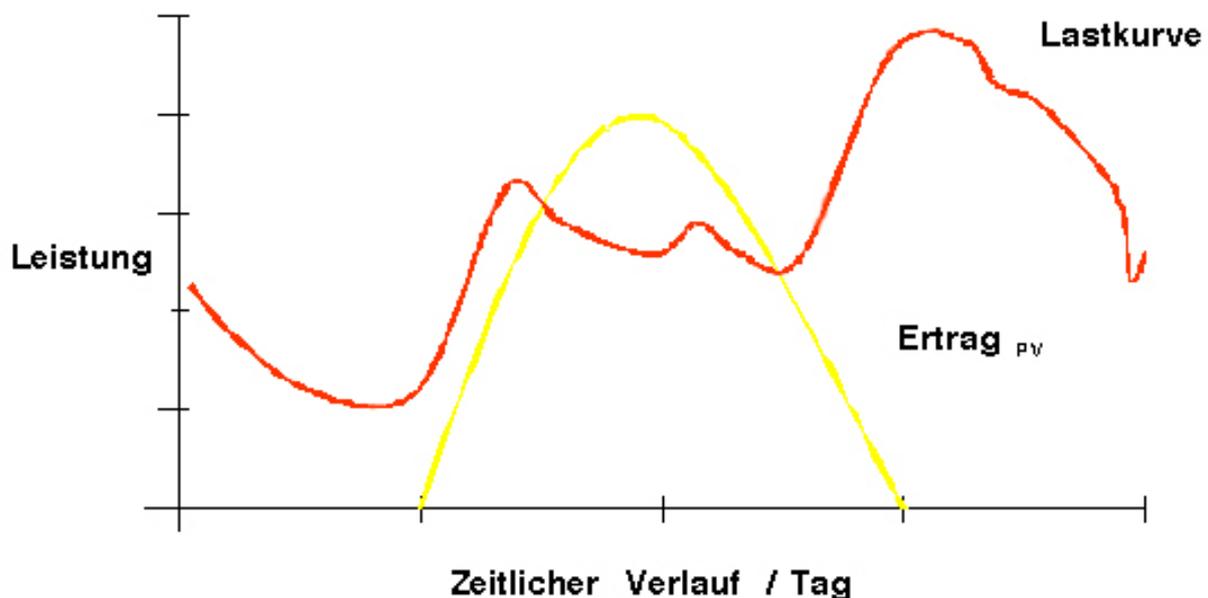


Abb. 7.1. Idealisierter Verlauf von Last und Produktion durch eine PV-Anlage

Die Kurve $\text{Ertrag}_{\text{PV}}$ wurde mit einem Faktor multipliziert, damit sie ‚maximal‘ (möglichst oft) die Lastkurve schneidet. Wäre der Faktor zu klein schneidet die Ertragskurve die Lastlinie vielleicht maximal zwei Mal. Bei optimalem Faktor überdeckt sich die Ertragslinie mit der Lastlinie möglichst oft => was bedeutet, dass maximale Anzahl Zustände von P_{Last} und P_{PV} resultieren.

3. Erstellen eines Simulationsprogramms zur Bestimmung des Einflusses zahlreicher im Netzverbund betriebener PV-Anlagen auf Netzqualität und andere limitierenden Faktoren
4. Abschätzen von Aufwand und Kosten für das Elektrizitätswerk (EW) für zusätzliche Vorkehrungen und Neuinstallationen im Falle einer wesentlichen Zunahme der Dichte von PV-Anlagen.



Werden sehr viele neue PV-Anlagen (Größenordnung einige MW) an das öffentliche Netz angeschlossen, muss dieses neu beurteilt werden (Auslegung der Leitungskapazitäten, Sicherheitsvorkehrungen, Netzqualität, Harmonische, Spannungsschwankungen usw.).

Die unter Punkt 1. beschriebenen Arbeiten werden in drei Berichten detailliert vorgestellt. Hierzu muss das Thema nicht weiter speziell erwähnt werden. Sicher eine der wichtigsten Arbeiten im Subtask 50 war die Untersuchung (Punkt 2.) von Inselbildung bei Wechselrichtern.

Inselbildung bedeutet, dass ein Teil des Netzes infolge eines Netzausfalles oder auf Grund von Unterhaltsarbeiten zwar vom restlichen Netz getrennt wird, die im Teilnetz vorhandenen Energieerzeugungsanlagen die angeschlossenen Verbraucher aber noch ausreichend mit Energie versorgen können.

Beim vorschriftsmässigen Trennen der Netzzuleitung geht das Betriebspersonal davon aus, dass die Leitungen stromlos sind. Bei der Inselbildung ist dies jedoch nicht der Fall und es kann so zu einer Berührung der Strom führenden Leitung kommen. Ein solcher Zustand ist wegen dieses Sicherheitsrisikos – aber auch wegen der möglichen Zerstörung von Geräten oder anderen Installationen – auf alle Fälle zu vermeiden.

Für die Untersuchung und Messung wurden drei Typen von Inselbildung definiert:

- nicht stabile Inselbildung: Dauer weniger als 5 Sekunden
- quasi-stabile Inselbildung: Dauer zwischen 5 und 60 Sekunden
- stabile Inselbildung: Dauer mehr als 60 Sekunden

Die Methoden zur Verhinderung von Inselbildung sind eines der am meisten diskutierten Themen in der internationalen Übereinstimmung der nationalen Vorschriften für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen im Netzverbund. Obwohl seit den Anfängen der Netzanbindung von PV-Anlagen durch Wechselrichter an Lösungen für dieses Problem gearbeitet wird, waren bis vor kurzem keine brauchbaren Daten aus Langzeitmessungen erhältlich. Die Wahrscheinlichkeit von Inselbildungen konnte daher nicht exakt quantifiziert werden.

Mit dem Ziel, die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung zu bestimmen, wurden in einem Verteilnetz in Holland während zweier Jahre das Lastverhalten der Verbraucher und die Einspeisung durch eine PV-Anlage registriert. Die Messungen wurden unter realen Bedingungen in einer Siedlung an einem Versorgungszweig für einen Strassenzug durchgeführt. Erfasst wurden neben der Energieerzeugung durch die PV-Anlage und dem Energieverbrauch der Lasten auch Temperatur, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung. Auf Grund des kurzen Messintervalls von einer Sekunde wurden für die Speicherung der Datenmenge rund 250 CD-ROMs benötigt. Die Anzahl und Zeitdauer der gemessenen Inselbildungen wurden aus der Datenmenge analysiert.

Damit eine Inselbildung stattfinden kann, müssen einerseits Last und Erzeugung übereinstimmen (Punkte A und B in Abb. 7.1.), und andererseits müssen aktive und reaktive Leistung exakt entgegengesetzt verlaufen (Abb. 7.2.). Für die Messung wurden Toleranzen von 2%, 5% und 15% verwendet, um damit die Wahrscheinlichkeit von Inselbildung in Abhängigkeit der Übereinstimmung von Last und Erzeugung aufzuzeigen.

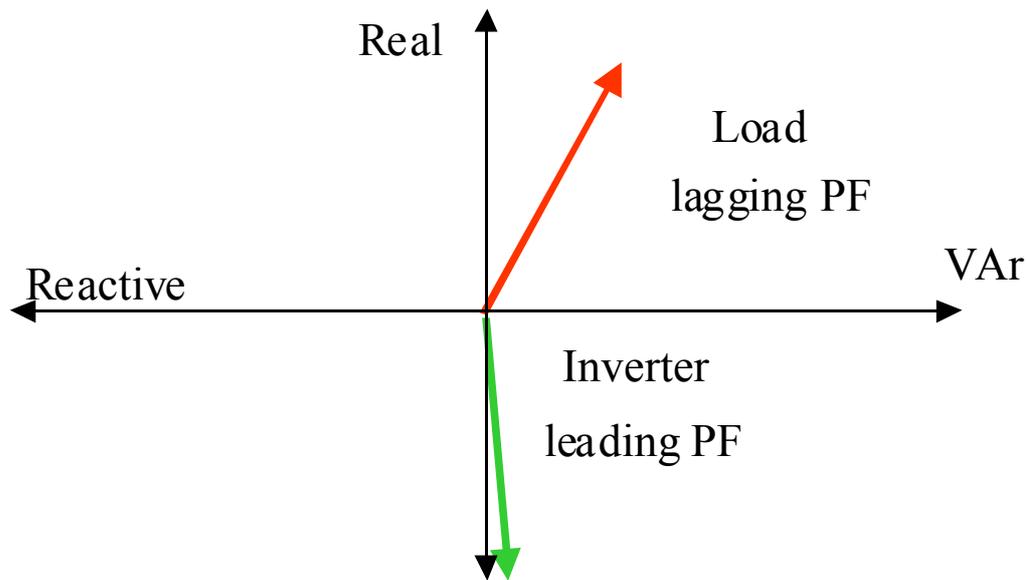


Abb. 7.2. Verhalten der Lastfaktoren (PF) von einem PV Wechselrichter und der Last

Die Auswertung der verschiedenen Tageskurven zeigte interessante Ergebnisse. So gilt etwa für europäische Verhältnisse (Mittel- und Nordeuropa), dass bei einer durchschnittlichen installierten Leistung der PV-Anlagen von rund 400 W_p pro Haus noch keine Inselbildung erfolgen kann, da bis zu diesem Wert keine Balance von Erzeugung und Verbrauch erreicht wird. Unter gleichen Bedingungen werden aber bei rund 900 W_p pro Haus die meisten Übereinstimmungen (Worst Case) von Lastlinie und Erzeugung erreicht. Gemäss Auswertung liegt die Wahrscheinlichkeit, dass die Übereinstimmung ein Mal im Jahr länger als 5 Sekunden stabil bleibt, im Bereich von $5 \cdot 10^{-6}$ bis $2 \cdot 10^{-5}$.

Prinzipiell gilt, dass in Ländern mit einer hohen Population von Klimaanlage die beiden Werte ($400 \text{ W}_p/\text{Haus}$ und $900 \text{ W}_p/\text{Haus}$) bedeutend höher liegen. Als «Faustregel» kann rund die dreifache minimale Nachtlast als minimaler Wert und die sechsfache minimale Nachtlast als «Worst case» verwendet werden. Die Messungen in Holland zeigten ferner, dass die Wahrscheinlichkeit möglicher Inselbildungen in Abhängigkeit der Zeitdauer eine exponentielle Charakteristik aufweist. Innerhalb einer Verzögerung von 5 Sekunden werden die meisten quasi-stabilen Inselbildungen instabil und schalten sich selber wieder ab, bevor Unterhaltsarbeiten am NS-Netz ausgeführt werden. Werden mehr als 5 Sekunden Verzögerung zugelassen, kann eine Inselbildung auf Grund der sehr klein werdenden Wahrscheinlichkeit praktisch ausgeschlossen werden. Dieser 5-Sekunden-Wert wird von den meisten Werkvorschriften der EW übernommen.

Ein weiteres Resultat der Messungen war die Erkenntnis, dass der Wechselrichter auf einen fixen Leistungsfaktor eingestellt sein sollte. Falls bei höherer PV-Einspeisung (im MW-Bereich) eine Anpassung des Leistungsfaktors nötig würde, sollte dies direkt beim Elektrizitätswerk erfolgen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die bekannten, robusten und kostengünstigen Sicherungselemente wie Spannungs- und Frequenzüberwachung (passive Überwachung) den Anforderungen ausreichend genügen: Inselbildung ist damit kein technisch limitierender Faktor für die Installation von PV-Anlagen in hoher Dichte (einige MW) im städtischen Bereich.



Die erzielten Ergebnisse der Messungen in Holland wurden einer Risikoanalyse gemäss dem IEC-Standard 61508 unterzogen. Entsprechend lässt sich die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung gemäss nachfolgender Formel ausdrücken.

$$P_{IB} = P_{ÜB} * P_{NU} * P_{SD}$$

wobei für die einzelnen Faktoren gilt

P_{IB} : Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung

$P_{ÜB}$: Wahrscheinlichkeit, dass Last und Erzeugung überein stimmen

P_{NU} : Wahrscheinlichkeit eines Netunterbruchs

P_{SD} : Wahrscheinlichkeit einer defekten Sicherheitseinrichtung

Für die Bestimmung der Wahrscheinlichkeit eines Netunterbruchs werden die Resultate der Messungen in Holland ($5 \cdot 10^{-6}$ bis $2 \cdot 10^{-5}$) mit der Wahrscheinlichkeit eines Netausfalles unter europäischen Bedingungen multipliziert. Unter Verwendung der jeweils strengeren Werte resultiert somit eine Wahrscheinlichkeit von $2 \cdot 10^{-5} \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 8 \cdot 10^{-11}$. Beim Wechselrichter wird von dem «Worst Case» ausgegangen: Bei einem Netunterbruch soll das Gerät nicht abschalten. Die Wahrscheinlichkeit beträgt in diesem Fall 1.

Das Risiko zur Inselbildung von $8 \cdot 10^{-11}$ liegt weit unter den realistischen Grenzen von 10^{-4} in Verteilnetzen. Ein Wert kleiner als 10^{-7} wird als absolut vernachlässigbar angesehen.

Aus diesen Daten schliessen die Experten von Task 5, dass Inselbildung nicht als Grund gegen den breiten Einsatz der PV-Anlagen in Verteilnetzen aufgeführt werden kann, da keine limitierende technischen Faktoren erkannt werden konnten.

Die gewonnenen Resultate sollen nun den Normengremien, EW und Ingenieuren kommuniziert werden, um die zukünftigen Entwicklungen positiv zu beeinflussen.

Die Arbeitspunkte 3) und 4) wurden unter dem Thema 'Beeinflussende Faktoren bei der Verbreitung von PV-Anlagen im Netzverbund' bearbeitet.

Normalerweise sind PV-Anlagen in städtischen Gebieten an bestehende LV (Low Voltage)-Netze angeschlossen. Da die installierte PV-Leistung speziell in Japan und Europa (z.B. Deutschland und Holland) immer mehr zunimmt, kann dies zu folgender Problematik führen: Bei hoher PV-Leistung im MW-Bereich kann die aktuelle Energieerzeugung aus PV-Generatoren grösser sein als der aktuelle Leistungsbedarf am Einspeisepunkt, was zu einer Rückspeisung durch den HV/LV-Transformator auf die HV (High Voltage)-Seite führen kann.

Im Rahmen des Subtask 50 wurden allfällige Beschränkungen bezüglich möglicher Rückspeisungen untersucht, welche den breiten Einsatz von PV verzögern oder behindern könnten. Zu untersuchende Fragen waren etwa;

- Wie hoch ist die obere Grenze der zu installierbaren PV-Leistung anzusetzen, damit keine Probleme im Netz verursacht werden?
- Welches sind die Gründe für allfällige Beschränkungen des breiten Einsatzes von PV?
- Wie können diese Beschränkungen vermindert oder eliminiert werden?



Im Rahmen der durchgeführten Studie wurde nur die Einspeisung auf die HV- und LV-Seite eines 10-kV-Ringnetzes betrachtet (Abb. 7.3.). Untersucht wurde die Frage, wie gross die zu installierende PV- Leistung in Abhängigkeit der Last sein kann.

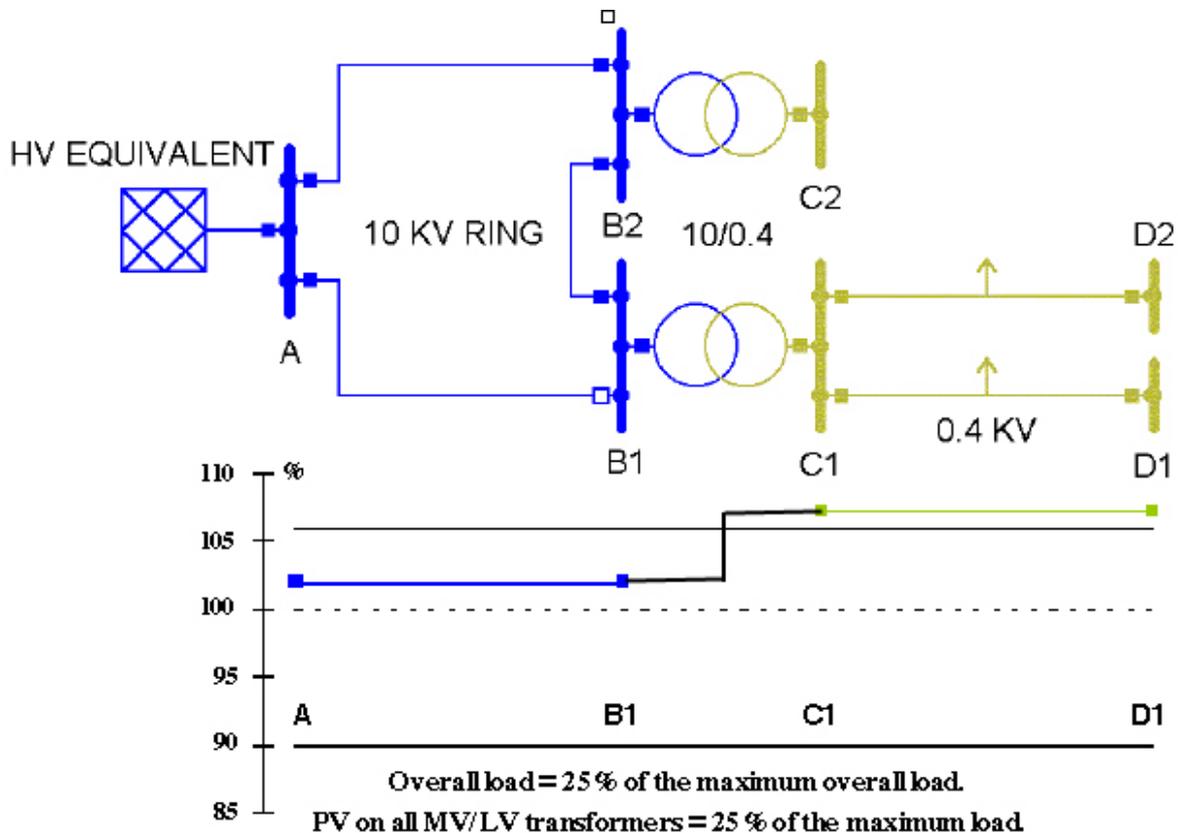


Abb. 7.3.: Spannungsverlauf mit PV Einspeisung in einen HV/LV-Ring

Die HV/LV-Trafos (Trafo B1–C1 bzw. Trafo B2–C2 in Abb. 7.3.) sind für eine maximale Belastung von P_{Trafomax} ausgelegt. Die von ihnen abzugebende minimale Last P_{Trafomin} darf jedoch 25% von P_{Trafomax} nicht unterschreiten, da die Trafos nicht auf Schwachlasten ausgelegt sind. In Bild 6 sind P_{Trafomin} und die maximal einspeisbare PV- Leistung P_{PVmax} in Prozenten von P_{Trafomax} dargestellt.

In den drei nachfolgend beschriebenen Fällen der PV-Einspeisung an verschiedenen Stellen des Netzes wurde jeweils die Leistung P_{PVmax} bestimmt; sie ist dadurch gekennzeichnet, dass auf der LV-Seite die tatsächliche Last $P_{\text{Last}} = P_{\text{Trafomax}}$ anliegt und die Spannung am Knoten C1 (bzw. C2) dabei durch Einspeisung von P_{PVmax} U_{max} nicht überschreitet.

Gilt für die tatsächliche Last $P_{\text{Last}} = P_{\text{Trafomin}}$, so liegt die Spannung auf der LV-Seite bei U_{max} und es kann daher keine PV- Leistung eingesetzt werden. Somit beträgt in diesem Fall $P_{\text{PVmax}} = 0$. Diese – beispielsweise nachts – auftretenden Zustände korrelieren mit der PV- Erzeugung: Während der Mittagszeit sind sowohl Lastbedarf als auch PV-Leistung am höchsten, in der Nacht entsprechend am tiefsten. Bereits eine geringe Lastzunahme bewirkt ein Absinken des Spannungsniveaus und es kann PV-Leistung ins Netz eingespeist werden.



Fall 1: PV-Einspeisung von rund 100 kW in eine LV-Zuleitung;

- Einspeisepunkt D1 oder D2 (Abb. 7.3.)
- Kurve a in Abb. 7.4.
- Bei $P_{\text{Last}} = P_{\text{Trafomax}}$ kann P_{PVmax} von rund $1,58 \cdot P_{\text{Trafomax}}$ installiert werden
- Falls $P_{\text{Last}} = 0,28 \cdot P_{\text{Trafomax}} : P_{\text{PVmax}} = P_{\text{Last}}$

Fall 2: PV- Einspeisung von rund 400 kW in alle an den HV/LV-Trafo angeschlossen NS-Zuleitungen

- Einspeisepunkte C1 und C2 (Abb. 7.3.)
- Kurve b in Abb. 7.4.
- Bei $P_{\text{Last}} = P_{\text{Trafomax}}$ kann P_{PVmax} von rund $1,20 \cdot P_{\text{Trafomax}}$ installiert werden
- Falls $P_{\text{Last}} = 0,45 \cdot P_{\text{Trafomax}} : P_{\text{PVmax}} = P_{\text{Last}}$

Fall 3: PV-Einspeisung von rund 2 MW in den HV-Verteilerring

- Einspeisepunkte A, B1 und B2 (Abb. 7.3.)
- Kurve c in Abb. 7.4.
- Bei $P_{\text{Last}} = P_{\text{Trafomax}}$ kann P_{PVmax} rund $0,75 \cdot P_{\text{Trafomax}}$ installiert werden
- $P_{\text{PVmax}} = P_{\text{Last}}$ ist nicht möglich

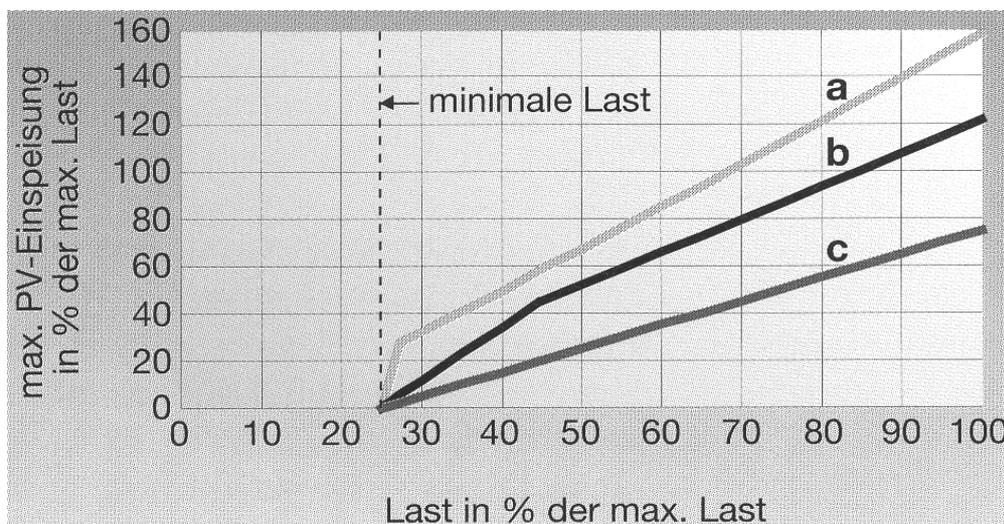


Abb. 7.4. Darstellung der max. PV- Leistung in Abhängigkeit der Last

Eine einfache kurzfristige Lösung zur Erhöhung der installierten PV-Leistung für die drei oben aufgeführten Fälle ist die manuelle Anpassung des «Tap Changer» des HV/LV-Trafo. Langfristig müssen aber die Lastprofile angepasst werden. Von den Planern der EVU werden flexible und individuell an die Kunden angepasste Verbrauchsprofile vorgestellt, damit der Lastbedarf einfach gesteuert werden kann. Dies unterstützt den verstärkten Einsatz von PV-Anlagen in bestehenden Netzen.

In der Untersuchung wurden die Einwirkungen von PV-Anlagen in einem LV-Netz als gering beurteilt. Bei einer hohen Durchdringung – im Bereich mehrerer MW – gilt es aber diesen Aspekt frühzeitig in der Netzplanung zu berücksichtigen.



8. Schweizer Beitrag

Die Schweiz konnte in den ersten fünf Jahren vor allem durch ihren grossen Erfahrungs- und Wissenstand (gegenüber anderen IEA-Ländern) sehr wertvolle Resultate einbringen. Speziell die Arbeiten von Herrn Häberlin, FH Burgdorf betreffend Inselbildung und Wechselrichtermessungen stiessen auf ein grosses Interesse. Auch seitens der Wechselrichterindustrie nahm die Schweiz eine führende Rolle ein. Dank den 6 Anbietern (ASP, Hardmeier, Invertomatic, Sputnik, LEC, Urs Bühler - Solcolino) auf dem heimischen und europäischen Markt konnten viele Erfahrungen, Informationen und Wissen in die Task 5 Arbeitsgruppe eingebracht werden.



Im September 1997 wurde der erste Task 5-Workshop in Zürich durchgeführt. Das Interesse an dem Workshop war sehr gut, es nahmen rund 50 Personen teil.

Abb. 8.1. Cover der Proceeding vom Workshop 1997 in Zürich

Nach Abschluss der ersten drei Subtask wurde der Schweiz im Subtask 50 (Verlängerung vom Task 5 über 2 Jahre) eine etwas passivere Rolle zugeteilt. Schwerpunkt der Arbeiten im Subtask 50 waren die Messungen an dem holländischen Verteilnetz betreffend Inselbildung und die anschliessende Auswertung und Risikoanalyse zu diesem Thema. Dieses Thema wurde durch die Niederlande und dem UK sehr gut bearbeitet. Die Schweiz, neu vertreten durch das ewz, war in verschiedenen Aktivitäten als ‚Co-working country‘ involviert. Zu diversen Themen mussten nationale Informationen geliefert werden.

Dank einer sehr kooperativen Zusammenarbeit mit den Wechselrichterherstellern (ASP, Hardmeier und Sputnik) ist in den Umfragen zu folgenden Aktivitäten:

- Richtlinien von Netzverbund für PV-Anlagen
- Übersicht der aktuellsten Wechselrichter-Technologien
- Übersicht der Methode zur Kontrolle und dem Unterhalt von PV-Systeme
- Übersicht der Inselbildungs-Detektionsmethoden (ENS, etc.)

ausführlich und komplett informiert worden.

In den weiteren beiden Aktivitäten maximaler Durchdringungsgrad von PV im Netzwerk und die finanziellen Aspekte konnten verschiedene Erfahrungen aus der ewz Solarstrombörse eingebracht werden.



9. Kontakte zur Industrie

Innerhalb des Task hatte die Zusammenarbeit mit der Industrie generell einen wichtigen Platz. Für die verschiedenen Umfragen wurden immer wieder die Wechselrichterhersteller zwecks Informationen angefragt. Gleichzeitig wurden die Firmen, wie auch andere Institutionen eingeladen, eigene Beiträge in den Task einzubringen, oder von den Kontakten und Informationsquellen durch die Experten zu profitieren. Dank diesen CH IEA Task 5 Beziehungen und Erfahrungen war es auch möglich Produkte (z.B. Wechselrichter) im ausländischen Markt zu lancieren.

Anlässlich der Konferenz in Sydney wurde eine Mappe mit verschiedenen Schweizer Produkten, wie Wechselrichter und Verbindungselemente verteilt. Allgemein wurde der Austausch von Informationen mit der einheimischen Industrie stark beachtet und es resultierten daraus verschiedene Rundschreiben, Einladungen und ein Flyer für die Bestellung der Berichte.

Die direkten Kontakte zur Industrie konnten im Rahmen der beiden Workshops (Zürich 1997 und Arnhem 2002) aufgebaut und gepflegt werden. Hier resultierte bei beiden Anlässen ein reges Interesse und aktives Teilnehmen an den Diskussionen.

10. Schlussfolgerungen

Task 5 erarbeitete in allen Subtask 10, 20, 30 und 50 die geforderten Ziele und identifizierte die Netzaspekte im Umgang mit PV. Es wurden Empfehlungen zu verschiedenen Aspekten entwickelt, welche den Einsatz von PV klar definieren und Lösungen zur Eliminierung der Hindernisse aufzeigen.

Während der Projektdauer des Task 5 konnten sich die verschiedenen Teilnehmerländer, dank den nützlichen individuellen nationalen Informationen, einen gleichen Wissenstand erarbeiten und ihre nationalen Richtlinien und das Vorgehen überdenken und anpassen. Durch den Erfahrungs- und Wissensaustausch resultierte ein Konsens und eine Angleichung der nationalen Praktiken in einzelnen Themen. Basierend auf dem Konsens konnte das Thema weiter vertieft und gemeinsam Vorschläge zur Verbesserung präsentiert werden.

Es ist nun elementar, diese Resultate, speziell betreffend der Inselbildung den internationalen Normengremien zu kommunizieren. Da die IEA nur Empfehlungen abgeben kann, liegt es jetzt an der IEC (auch an der IEEE) und dann später an der CENELEC auf die Task 5 Erfahrungen und Resultate zurück zu greifen und die jeweiligen Normen dank den neuen Erkenntnissen zu überarbeiten. Dies kann dann zu Kostenreduktionen bei der Herstellung von Wechselrichtern und auch bei den allgemeinen Installationspraktiken führen.



11. Perspektiven

Die wichtigsten Themen, wie Netzeinfluss infolge PV-Einspeisung, Inselbildung, maximale Penetration von PV in einem Netzverbund und weitere konnten mit vielen Erfahrungen und Resultaten nützlich dokumentiert werden. Es ist jetzt eine sehr gute Basis für die Weiterführung zur Verbreitung von PV vorhanden.

Diese Themen werden aber immer aktuell bleiben, wenn auch nicht mehr mit der Brisanz wie zu Beginn des Task. Beispielsweise werden sie sicher auch in einem neuen Task (10), wo PV im Gebäude in einem grösseren Ansatz untersucht wird, wieder als Aspekte auftreten. Die mögliche Ausrichtung von Netzverbundanlagen in grosser Stückzahl im städtischen Gebiet bedingt das Berücksichtigen der Netzwerkplanung und der neuen Strukturen im Verbrauchermanagement.

Aber auch in die allgemeine dezentralen Energieversorgung werden die Erfahrungen und Resultate einen wichtigen Impuls einbringen können. Für den Parallelbetrieb von dezentralen Energieerzeugern gilt es Richtlinien und Vorschriften für alle einsetzbaren Technologien zu erarbeiten. Diese basieren auf Erfahrungen mit der jeweiligen Technologie aber auch mit sonstigen dezentralen Generatoren. Es gilt gewisse Themen, wie die Inselbildung, harmonische Oberwellen, maximale Penetration in einem Netzverbund und Lastbedarfmanagement übergeordnet zu betrachten und von den jeweiligen Erfahrungen und dem Wissenstand zu profitieren.

Die dezentrale Energieversorgung wird die mittel- bis langfristige Zukunft sein und hierzu braucht es die Zusammenarbeit und den Erfahrungsaustausch seitens Netzwerkplanung (EW's), Energieproduzenten und Normengremien.

12. Publikationen

- „Grid-connected photovoltaic power systems: Status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-01, July 1996
- „Information on electrical distribution systems in related IEA countries“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-02, July 1996
- „Proceedings of the IEA Workshop on Existing and Future Rules and Safety Guidelines for Grid Interconnection of Photovoltaic Systems“, Sept. 1997, Zurich
- „Grid-connected photovoltaic power systems: Status of existing guidelines and regulations in selected IEA member countries (Revised Version)“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-03, March 1998
- „Information on electrical distribution systems in related IEA countries (Revised Version)“
Task 5 Internal Report, IEA-PVPS V-1-04, March 1998
- „Utility Aspects of Grid Interconnected PV systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-01: 1998, December 1998



- „Demonstration Tests of Grid Connected Photovoltaic Power Systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-02: 1999, March 1999
- „Grid-connected Photovoltaic Power Systems: Summary of Task V Activities from 1993 to 1998“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-03: 1999, March 1999
- „PV system installation and grid-interconnection guidelines in selected IEA countries“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-04: 2002
- „Grid-connected PV power systems: Survey of inverter and related protection equipment“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-05: 2002, January 2002
- „International Guideline for the Certification of PV system components and grid-connected PV system“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-06: 2002, February 2002
- „Probability of islanding in utility networks due to grid-connected PV power systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-07: 2002
- „Risk analysis of islanding of PV power systems within low voltage distribution networks“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-08: 2002, January 2002
- „Evaluation of islanding detection methods for PV utility-interactive power systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-09: 2002
- „Impacts of power penetration from PV power systems in distribution networks“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-10: 2002
- „Grid-connected PV power systems: Power value and capacity value of PV systems“
IEA-PVPS Report (public), IEA-PVPS T5-11: 2002

Alle Berichte sind in Englisch publiziert. Die Dokumente können in gedruckter Form gegen eine Gebühr bei Enecolo AG unter info@enecolo.ch bestellt werden. Die Berichte können aber auch unentgeltlich auf der Homepage www.photovoltaic.ch/home oder www.iea-pvps.org eingesehen und abgespeichert werden.

13. Danksagung

Die Expertentätigkeit wurde finanziell durch das Bundesamt für Energie unterstützt.

Wir danken allen Personen und Firmen die Informationen oder Bildmaterial für unsere Task 5 Arbeit zur Verfügung stellten.



14. Anhang

14.1. Teilnehmerliste Task 5

Die nachfolgende Teilnehmerliste präsentiert die Experten per Ende 2001.

Phil Gates	Energy Australia Australia	Australia
Grayden Johnson	Energex	Australia
Christoph Panhuber	Fronius KG Austria	Austria
Arne Faaborg Povlsen	Elsamprojekt A/S	Denmark
Alan Collinson	EA Technology	Great Britain
Francesco Groppi	ENEL S.p.A.	Italy
Bas Verhoeven	KEMA	Netherlands
Antonio Venancio	EDP - Electricity of Portugal, S.A.	Portugal
Daniel Ruoss	Enecolo AG	Switzerland
Sergio Taiana	ewz	Switzerland
Ward Bower	Sandia National Labs.	USA
<u>Chairman:</u>		
Tadao Ishikawa	CRIEPI	Japan
<u>Operating Agent:</u>		
Mr. Kanbayashi	NEDO	Japan
<u>Observer:</u>		
Hermann Laukamp	Fhg-ISE	Germany

14.2. Task 5 Struktur mit Subtask und Aktivitäten

Subtask 10:

Review of existing PV grid interconnection guidelines, grid structure and previously installed PV experiences

Leader: Gunther Rabensteiner, Verbundgesellschaft, Austria
Christoph Panhuber, Fronius KG, Austria

Item	Leader(s)	Company and Country
Grid Interconnection Guidelines	Gunther Rabensteiner	Verbundgesellschaft, Austria
	Christoph Panhuber	Fronius KG, Austria
Distribution System Configuration	Alberto Iliceto	ENEL S.p.A., Italy
	Ettore De Berardinis	ENEL S.p.A., Italy
Inverters and Protection Equipment	Hiromu Kobayashi	CRIEPI, Japan
	Tadao Ishikawa	CRIEPI, Japan
Operating Experience	Hermann Laukamp	Fraunhofer ISE, Germany



**Subtask 20:
Theoretical studies on various aspects for grid interconnection and configuration of
PV systems**

Leader: Bas Verhoeven, KEMA T&D Power, Netherlands

Subject	Leader	Company and Country
Harmonics	Ettore de Berardinis	ENEL, Italy
AC Module	Bas Verhoeven	KEMA, Netherlands
Multiple inverters	Hiromu Kobayashi	CRIEPI, Japan
Grounding of equipment	Ward Bower	Sandia, USA
Ground fault detector	Ward Bower	Sandia, USA
Overvoltage protection	Bas Verhoeven	KEMA, Netherlands
Islanding	Christoph Panhuber	Fronius, Austria
EMI of inverter and Array	Christoph Panhuber	Fronius, Austria
External disconnect	Jim Thornycroft	Hga, UK
Reclosing	Ettore de Berardinis	ENEL, Italy
DC injection and isolation transformer	Hermann Laukamp	Fraunhofer ISE, Germany

**Subtask 30:
Experimental tests using the Rokko Island and/or other test facilities**

Leader: Akio Kitamura, The Kansai Electric Power Company, Japan



**Subtask 50:
Study on highly concentrated penetration of grid interconnected PV systems**

Leader: Tadao Ishikawa, CRIEPI, Japan

No.	Subject	Coordination	Leader	Co- working
51	Review of PV system grid-interconnection technology	UK		
1.1	Grid- Interconnection Guideline		AUT	All
1.2	Newest Technologies		J	All
1.3	Testing Certification Method		USA	NL
1.4	Methods of Inspection and Maintenance		USA	All
52	Research on Islanding	NL		
2.1	Difference of Islanding condition by the type of grid		NL	UK
2.2	Probability and risk analysis of islanding by PV system installation ratio		NL	AUS, DK, UK, USA, J
2.3	Evaluation of islanding detection methods		USA	CH, AUT, J, ITA
2.4	Options for mitigating impact		NL	AUS, DK, UK
53	Experiences of high penetration PV systems	J		
3.1	Effect on power quality		J	AUS, DK, UK
3.2	Effect on power system design and operation		J	NL, ITA, AUS
54	Capacity of the PV systems	DK		
4.1	Maximum penetration level		DK	CH, USA, NL
4.2	Power systems financial aspects			CH, AUS, J, MEX, ITA, POR
4.3	Power value and capacity value		ITA	DK, UK, J, MEX, POR