Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 93 (2002)

Heft: 15

Artikel: Inselbildung durch Photovoltaikanlagen : limitierende Faktoren

Autor: Ruoss, Daniel / Taiana, Sergio

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-855435

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 12.07.2025

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

Inselbildung durch Photovoltaikanlagen – limitierende Faktoren

Die Internationale Energieagentur hat die Problematik von Inselbildungen in Verteilnetzen durch den Einsatz einer grossen Anzahl von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit Einspeisungen im MW-Bereich untersuchen lassen, da diesbezügliche Langzeitmessungen weit gehend fehlen. Die Resultate zeigen, dass Inselbildungen kein limitierender Faktor für den verstärkten Einsatz von PV-Anlagen sind. Kurzfristig kann mit einfachen Änderungen die maximale installierbare Leistung von PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz erhöht werden. Um allfällige Begrenzungen dieser maximalen Leistung zu eliminieren, muss langfristig aber eine flexible und individuell angepasste Verbrauchercharakteristik erarbeitet werden (Demand Side Management).

Mit ihrem Programm «Photovoltaic Power System» (PVPS[1]) hat die Internationale Energie Agentur (IEA[2]) die Problematik möglicher Inselbildungen beim Einsatz von PV-Anlagen über einen Zeitraum von rund sieben Jahren anhand von Langzeitmessungen intensiv studiert.

Daniel Ruoss, Sergio Taiana

Task 5 dieses Programms befasste sich im Speziellen mit PV-Anlagen im Netzverbund. Dieser Beitrag fasst die wichtigsten Resultate aus den im Rahmen dieses Tasks durchgeführten Arbeiten zusammen[3].

Das Programm «Photovoltaic Power System»

Die IEA mit Sitz in Paris ist eine unabhängige Agentur der OECD[4]. Sie erhebt Daten zum Klimawandel, zur Energiepolitik einzelner Länder und zur Energieforschung[5] und befasst sich u.a. mit der Verbrauchsentwicklung nicht erneuerbarer Ressourcen.

Die IEA hat bereits verschiedene Forschungsprogramme initiiert, wovon sich eines – das Programm PVPS – ausschliesslich mit der Nutzung von Photovoltaik als Energiequelle befasst. Innerhalb dieses Programms wurden neun Tasks formuliert, in welchen Experten aus verschiedenen Mitgliedstaaten arbeiten.

Im Task 5 mit dem Arbeitstitel «Netzverbindung von in Gebäuden integrierten oder dezentral verteilten Photovoltaik-Anlagen[6]» wurden PV-Anlagen im Netzverbund (speziell im NS[7]-Bereich) untersucht. Die typische Leistungsgrösse der betrachteten Anlagen lag dabei zwischen 1 und 100 kW_p. In die Untersuchungen einbezogen wurden sowohl in Gebäude integrierte als auch dezentrale PV-Anlagen im Netzverbund.

1993 wurden die Arbeiten gestartet und – nach einer Verlängerung von zwei Jahren – letztes Jahr abgeschlossen.

Ein Thema (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:

- Durchführen von Umfragen zu den neuesten Richtlinien für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen, zu Testmethoden für Wechselrichter und zu den neuesten Wechselrichter-Produkten.
- Durchführen eines über einen Zeitraum von zwei Jahren laufenden Messprojekts bezüglich Inselbildung. Dazu wurden in einem begrenzten 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_{load}/P_{PV} multipliziert, um eine maximale Anzahl Schnittpunkte der beiden Kurven zu erhalten[8] (Bild 1).
- Erstellen eines Simulationsprogramms zur Bestimmung des Einflusses zahlreicher im Netzverbund betriebener PV-Anlagen auf Netzqualität und andere limitierenden Faktoren
- Abschätzen von Aufwand und Kosten für das Elektrizitätswerk (EW) für zusätzliche Vorkehrungen und Neuinstallationen im Falle einer wesentlichen Zunahme der Dichte von PV-Anlagen.

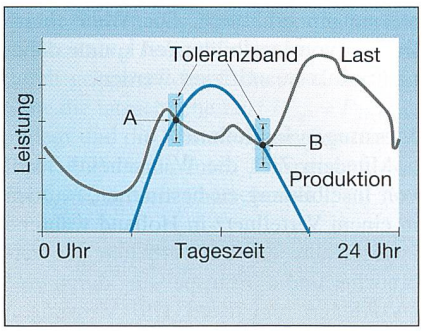


Bild 1 Idealisierter Verlauf von Last und Erzeugung durch eine PV-Anlage

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

Untersuchung von Inselbildung bei Wechselrichter

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[9] der nationalen Vorschriften für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen im Netzverbund [1].

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.

Messungen in Holland

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-ROM benötigt. Analysiert wurden schliesslich Anzahl und Zeitdauer der gemessenen Inselbildungen.

Damit eine Inselbildung stattfinden kann, müssen einerseits Last und Erzeugung übereinstimmen (Punkte A und B in Bild 1), und andererseits müssen aktive und reaktive Leistung exakt entgegengesetzt verlaufen (Bild 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 (Toleranzband in Bild 1).

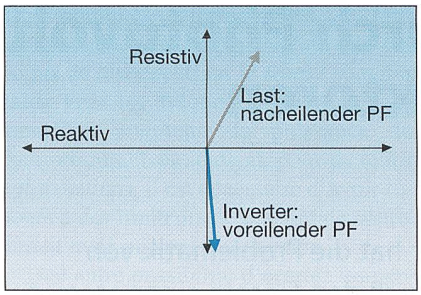


Bild 2 Verhalten der Lastfaktoren von PV-Wechselrichter und Last
PF: Powerfactor (Lastfaktor)

Auswertung der Messungen

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[10] 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 Klimaanlagen die beiden Werte (400 W_p/Haus und 900 W_p/Haus) bedeutend höher liegen. Als «Faustregel» kann die rund 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 (Bild 3).

Der in Bild 3 eingetragene 5-Sekunden-Wert[11] wird von den meisten Werkvorschriften der EW übernommen. Innerhalb dieser 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 die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung vernachlässigt werden.

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 kein technisch limitierender Faktor für die Installation von PV-Anlagen in hoher Dichte (einige MW) im städtischen Bereich.

Risikoanalyse

Die erzielten Ergebnisse der Messungen in Holland wurden einer Risikoanalyse gemäss dem IEC-Standard 61508 unterzogen [1]. Entsprechend lässt sich die Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung wie folgt ausdrücken:

$$P_{IB} = P_{ÜB} \cdot P_{NU} \cdot P_{SD}$$

wobei für die einzelnen Faktoren gilt

- P_{IB}: Wahrscheinlichkeit einer Inselbildung
- $P_{ÜB}$: Wahrscheinlichkeit, dass Last und Erzeugung übereinstimmen
- P_{NU}: Wahrscheinlichkeit eines Netzunterbruchs
- P_{SD}: Wahrscheinlichkeit einer defekten Sicherheitseinrichtung

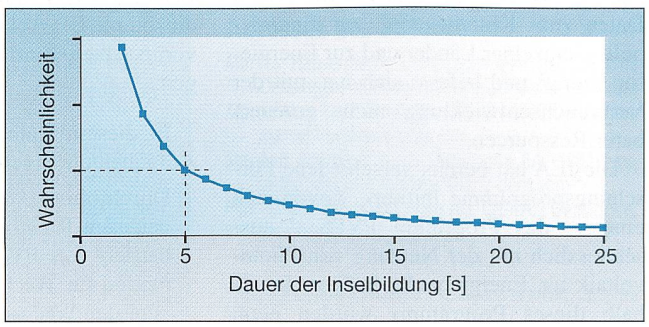


Bild 3 Wahrscheinlichkeit von Inselbildung in Abhängigkeit der Zeitdauer

Für die Bestimmung der Wahrscheinlichkeit eines Netzunterbruchs werden die Resultate der Messungen in Holland ($5 \cdot 10^{-6}$ bis $2 \cdot 10^{-5}$) mit der Wahrscheinlichkeit eines Netzausfalles unter «europäischen» Bedingungen multipliziert[12]. Unter Verwendung der jeweils strengeren Werte resultiert 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 Netzunterbruch 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. Auf Grund dieser Daten schliessen die Experten von Task 5, dass das Thema Inselbildung nicht als Grund gegen den breiten Einsatz der PV-Anlagen in Verteilnetzen aufgeführt werden kann, da keine technischen limitierenden Faktoren erkannt werden konnten.

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

Beeinflussende Faktoren bei der Verbreitung von PV-Anlagen im Netzverbund

Normalerweise sind PV-Anlagen in städtischen Gebieten an bestehende NS-Netze angeschlossen. Da die installierte PV-Leistung speziell in Japan und Europa (v.a. 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 MS/NS-Transformator auf die MS[13]-Seite führen kann.

Im Rahmen des Tasks 5 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?

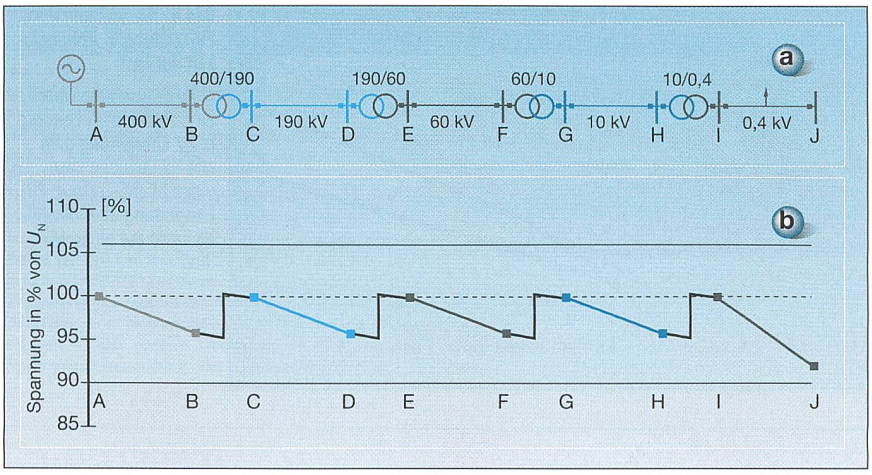


Bild 4 Typischer Spannungsverlauf in einem Netz unter grosser Last
a: Netzschema; b: Spannungsverlauf; U_N: nominale Betriebsspannung

Ein klassisches Netz eines EW ist in Bild 4 dargestellt. Nach jeder Trafo-Stufe fällt die Spannung um rund 5% ab. Bei einer NS-Zuleitung mit grosser Last kann am Schluss ein Spannungsabfall von rund 10% gemessen werden.

Die Versorgungsspannung an den Punkten I und J (Bild 4) muss für europäische Netze (gemäss EN 50160) im Bereich ±10% der nominalen Betriebsspannung U_N liegen (typischerweise liegen die Spannungsfenster im Bereich U_{min} = 90% · U_N bis U_{max} = 106% · U_N). Die meisten Transformatoren im Netz sind für eine automatische Anpassung (Tap Changer) ausgerüstet, mit Ausnahme des MS/NS-Trafo (Trafo zwischen den Punkten H und I in Bild 4), welcher entsprechend der Netzkonfiguration manuell eingestellt wird.

Beispiel eines Ring-Netzes

Im Rahmen der durchgeführten Studie wurde nur die Einspeisung auf die MS- und NS-Seite eines 10-kV-Ringnetzes betrachtet (Bild 5). Untersucht wurde die Frage, wie gross die zu installierende PV-Leistung in Abhängigkeit der Last sein kann.

Die MS/NS-Trafos (Trafo B1–C1 bzw. Trafo B2–C2 in Bild 5) 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 NS-Seite die tatsächliche Last $P_{Last} = P_{Trafomax}$ anliegt und die Spannung am Knoten C1 (bzw. C2) dabei durch Einspeisung von P_{PVmax} U_{max} nicht überschreitet.

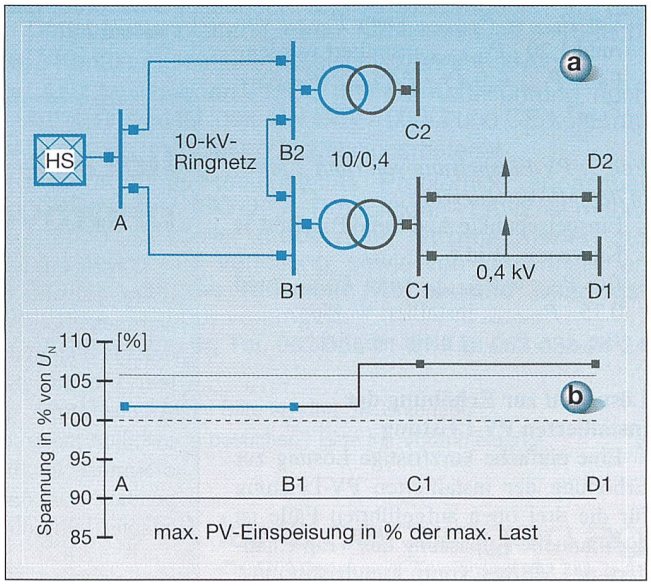


Bild 5 Spannungsverlauf mit PV-Einspeisung in ein MS/NS-Ring
a: Netzschema; b: Spannungsverlauf; ; U_N: nominale Betriebsspannung; HS: Ersatzschema für das Netz zwischen den Punkten A bis H in Bild 4. Die Strecke A bis B ist der MS-Bereich und B-C ist der Transformator MS/NS. Die Niederspannungsseite wird durch die Strecke C-D dargestellt.

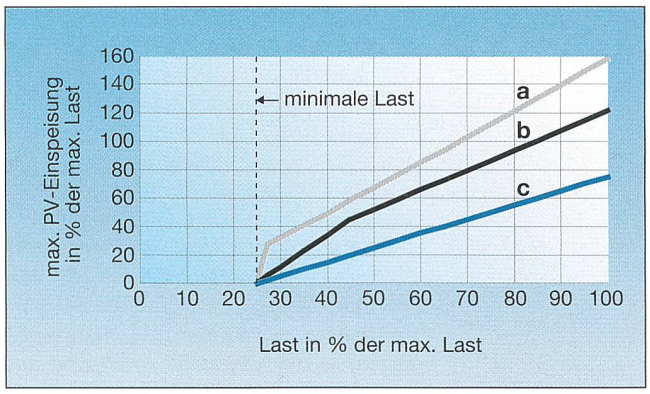


Bild 6 Darstellung max. PV-Leistung in Abhängigkeit der Last

a: PV-Einspeisung über eine einzelne NS-Leitung; b: PV-Einspeisung über alle NS-Leitungen auf einen MS/NS-Trafo; c: PV-Einspeisung über alle MS/NS-Trafo auf einen MS-Ring

Gilt für die tatsächliche Last $P_{Last} = P_{Trafomin}$, so liegt die Spannung auf der NS-Seite bei U_{max} und es kann daher keine PV-Leistung eingesetzt werden. Somit beträgt in diesem Fall $P_{PVmax} = 0$. 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 NS-Zuleitung
- Einspeisepunkt D1 oder D2 (Bild 5)
- Kurve a in Bild 6
- Bei $P_{Last} = P_{Trafomax}$ kann P_{PVmax} von rund $1{,}58 \cdot P_{Trafomax}$ installiert werden
- Falls $P_{Last} = 0{,}28 \cdot P_{Trafomax}$[14]: $P_{PVmax} = P_{Last}$

Fall 2: PV-Einspeisung von rund 400 kW in alle an den MS/NS-Trafo angeschlossenen NS-Zuleitungen
- Einspeisepunkte C1 und C2 (Bild 5)
- Kurve b in Bild 6
- Bei $P_{Last} = P_{Trafomax}$ kann P_{PVmax} von rund $1{,}20 \cdot P_{Trafomax}$ installiert werden
- Falls $P_{Last} = 0{,}45 \cdot P_{Trafomax}$: $P_{PVmax} = P_{Last}$

Fall 3: PV-Einspeisung von rund 2 MW in den MS-Verteilerring
- Einspeisepunkte A, B1 und B2 (Bild 5)
- Kurve c in Bild 6
- Bei $P_{Last} = P_{Trafomax}$ kann P_{PVmax} rund $0{,}75 \cdot P_{Trafomax}$ installiert werden
- $P_{PVmax} = P_{Last}$ ist nicht möglich

Lösungen zur Erhöhung der installierten PV-Leistung

Eine einfache kurzfristige Lösung zur Erhöhung der installierten PV-Leistung für die drei oben aufgeführten Fälle ist die manuelle Anpassung des «Tap Changer» des MS/NS-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 NS-Netz als klein beurteilt. Bei einer hohen Durchdringung – im Bereich mehrerer MW – gilt es aber, diesen Aspekt frühzeitig in der Netzplanung zu berücksichtigen.

[1] *Eidgenössisches Starkstrominspektorat Esti*: Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen – Provisorische Sicherheitsvorschrift. Nr. 233.0690, Juni 1990.
[2] *N. Cullen*: Risk analysis. Halcrow Ltd., Grossbritannien, 2002.
[3] *C. Panhuber:* Interconnection guidelines. Fronius GmbH, Österreich, 2002
[4] *W. Bower:* Certification of PV system components and grid-connected PV system. Sandia National Laboratory, USA, 2002.
[5] *T. Ishikawa:* Newest inverter technologies. CRIEPI, Japan, 2002.
[6] *W. Bower:* Evaluation of islanding detection methods. Sandia National Laboratory, USA, 2002.
[7] *B. Verhoeven:* Probability of Islanding. KEMA, Holland, 2002.
[8] *F. Gropp:* Power & capacity value of PV systems. CESI, Italien, 2002.
[9] *A. Polvsen:* Impacts of PV penetration. Elsam, Dänemark, 2002.

Die neun Tasks des Programms Photovoltaic Power System

Task 1: Exchange and dissemination of information on photovoltaic power systems
Task 2: Operational performance, maintenance and sizing of photovoltaic power systems and subsystems
Task 3: Use of photovoltaic power systems in stand-alone and island applications
Task 5: Design and grid interconnection of building integrated and other dispersed photovoltaic systems
Task 6: Design and operation of modular photovoltaic plants for large scale power generation, which was concluded in 1997
Task 7: Photovoltaic power systems in the built environment
Task 8: Very large scale photovoltaic power generation systems in remote areas
Task 9: Technical co-operation for photovoltaic market deployment

Adressen der Autoren

Daniel Ruoss, Dipl. Ing. HTL, Enecolo AG, CH-8617 Mönchaltorf, info@enecolo.ch
Sergio Taiana, EWZ, CH-8050 Zürich, sergio.taiana@ewz.stzh.ch

[1] 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). Homepage: www.iea.org/techno/impagr/iadesc/pvps.htm
[2] Homepage IEA: www.iea.org
[3] Zu allen Arbeiten sind öffentlich erhältliche Berichte erstellt worden [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9], die als Schwarz-Weiss-Kopien unter info@enecolo.ch bestellt werden

Ilotage dû aux installations photovoltaïques – facteurs limitatifs

L'agence Internationale de l'Energie a fait étudier le problème de la formation d'îlots par suite de l'utilisation d'un grand nombre d'installations photovoltaïques à alimentations au niveau MW, étant donné que des mesures à long terme faisaient défaut en la matière. Les résultats montrent que l'îlotage ne représente pas un facteur limitatif dans l'utilisation plus poussée d'installations photovoltaïques. A court terme, des modifications simples permettront d'augmenter la puissance installée maximale de ces installations dans un réseau à basse tension. En vue d'éliminer les limitations éventuelles de cette puissance maximale, il faudra cependant élaborer à plus long terme une caractéristique de récepteurs flexible et adaptée individuellement (Demand Side Management).

können. Die ersten 15 Exemplare sind ab Lager erhältlich und können kostenlos verteilt werden. Alle weiteren Exemplare müssen in Japan bestellt werden. Die Transport- und Druckkosten müssen dann mit rund Fr. 40.– verrechnet werden.

[4]OECD: Organisation for Economic Co-operation and Developement (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung). Sie vereinigt 30 Mitgliedländer (darunter auch die Schweiz) mit demokratischen Regierungen und freier Marktwirtschaft. Homepage: www.oecd.org

[5]Verschiedene Dokumente, wie das Klimaprotokoll von Kyoto oder Statistiken der Mitgliedsstaaten und des Weltmarktes, können unter www.iea.org eingesehen werden.

[6]Englischer Originaltitel: «Grid Interconnection of Building Integrated and other Dispersed Photovoltaic Power Systems»

[7]NS: Niederspannung

[8]Der mit der PV-Anlage erzielte Ertrag wurde mit einem Faktor multipliziert, damit die zugehörige Ertragskurve die Lastkurve möglichst oft schneidet. Wird der Faktor zu klein gewählt, schneidet die Ertragskurve die Lastlinie ggf. nie bzw. ein oder zwei Mal. Bei einem optimalen Faktor können jedoch zusätzliche Schnittpunkte entstehen, was bedeutet, dass weitere Zustände möglicher Inselbildung entstehen.

[9]Eine Frage der verwendeten Methode zur Detektion: aktive Detektion – wie z.B. Einrichtungen zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan in Reihe (ENS), bei welcher die im Wechselrichter integrierte Elektronikbaugruppe die Netzimpedanz zwecks Erkennung von Netzausfällen fortlaufend misst und bei Auftreten von Netzausfällen den Wechselrichter abschaltet – oder passive Detektion wie Frequenz-und Spannungsüberwachung oder Frequenzshifting.

[10]Darin berücksichtigt sind auch allfällige Rückspeisungen von Solarenergie ins Netz.

[11]Erfahrungswert, dass ein Handwerker für das Trennen des Netzes mindestens 5 Sekunden benötigt. Der Wechselrichter muss sich daher spätestens nach 5 Sekunden vom Netz trennen.

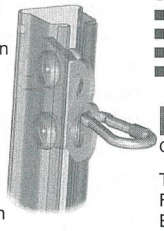
[12]Diese Daten basieren auf statistischen Werten von Englischen Netzbetreibern. Dabei werden die Netzausfälle pro Jahr in einem 60-Sekunden-Fenster statistisch beurteilt. Für Freileitungen ergeben sich 2 Ausfälle/Jahr und für ein Verteilnetz sind es 0,2 Ausfälle/Jahr. Die resultierenden Wahrscheinlichkeiten für einen Netzausfall sind somit für das Kabel $4 \cdot 10^{-6}$ und für die Leitungen $4 \cdot 10^{-7}$.

[13]MS: Mittelspannung

[14]Grössere Einspeisungen führen zu einer Spannung von über U_{max}.

TURVATIKAS
Sicherheitsleitern

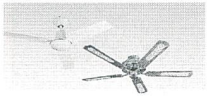
Anwendungsbeispiele
Mobilfunk-Sendemasten
Antennenanlagen
Hochspannungsleitungen
Hochkamine
Siloanlagen
Industrieanlagen
Kanalisationsschächte
Reservoire
Seilbahnen
Fahrleitungen
Sportplatzbeleuchtungen
etc.



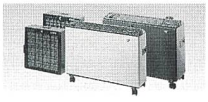
Unsere Vorteile sind
- Massive Ausführung
- guter Korrosionswiderstand
- zuverlässig in allen Situationen
- einfache Handhabung

HEBAG AG Elementbau
Gländstrasse 11 4803 Vordemwald
Telefon 062 752 28 52
Fax 062 751 81 53
E-Mail info@hebag.ch

Hitze? Drückende Schwüle? – ANSON liefert:



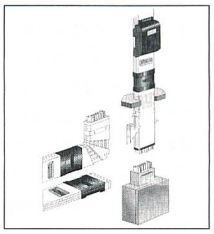
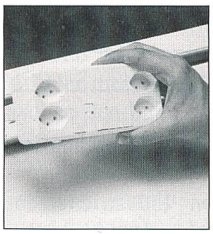
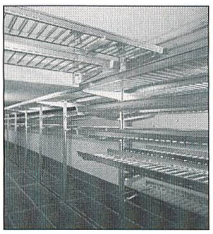
ANSON Deckenventilatoren
für Fabrik- und Lagerhallen. Angenehme Fächel-Kühlung. 230 V/70 W. Regelbar 0–220 U/min. 15000 m³/h. Preisgünstig von



ANSON Baby-Split mobile kleine Klimageräte
Leise. 220 V 840 W. Nur aufstellen: Sofort Kühle und Wohlbefinden in Büros, Labors, Läden. Von ANSON

ANSON Klimageräte Split sind superleise
und schaffen zugfreie Kühle in Büros, Sitzungszimmern, Schulungsräumen. Individuell regelbar. 230 V 940 W. Preisgünstig. Rasch montiert.
... Broschüre „Cool bleiben" verlangen!

ANSON AG 01 / 461 11 11
8055 Zürich Friesenbergstrasse 108 Fax 01/461 31 11

Für moderne Verwaltungsgebäude
- LANZ Stromschienen 25 – 8'000 A, Cu- oder Alu-Leiter.
- LANZ Brüstungskanäle 150 x 200 – 250 x 250 mm
- kb-Brüstungskanal-Stromschienen mit 2 Stromkreisen 230 V/63 A und 400 V/63 A. Abgänge beliebig plazierbar.
- Boden-Anschlussdosen und Anschlussdosen für den Doppelbodenplatten-Einbau. Kabelauslässe 8-/16-fach
- G-Kanäle/Aluminium-Kabelschutzrohre Inst•Alum
- LANZ Multibahnen + MULTIFIX zur Kabelführung, auch farbig und Stahl inox. SN SEV 1000/3 und CE-konform.
- G-Kanäle und Elektro-Installationsmaterial

Hervorragende Funktionalität. Problemlos anpassbar und ausbaubar. ISO-9001-Produktion. – LANZ ist marktführender Hersteller **modernster Stromschienen** zur Übertragung und Verteilung, sowie von fortschrittlichen Produkten für die **rationelle Kabel- und Leitungsführung.** Angebot verlangen:
lanz oensingen ag Tel. 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24

☐ ..... interessieren mich! Bitte senden Sie Unterlagen.
☐ Könnten Sie mich besuchen? Bitte tel. Voranmeldung!
AL 01
Name/Adresse/Tel. _____

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen · Telefon ++41/62 388 21 21