



JAHRESBERICHT 1998

Projekt Nr. PSEL 129



Zuverlässigkeit von Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildungen

Zusammenfassung:

Im Zusammenhang mit der dispersen Erzeugung von elektrischer Energie ist die Frage der Inselbildung ein zentrales Thema. Disperse Erzeuger (netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen, netzgekoppelte Brennstoffzellenanlagen, konventionelle Blockheizkraftwerke) speisen die Energie an Ort ihrer Entstehung in das Netz ein. Die Frage der Inselbildung, insbesondere der gegenseitigen Beeinflussung der Detektionsschaltungen, von Eigenerzeugungsanlagen soll simuliert und Schlüsse auf geeignete Detektions- und Sicherheitsschaltungen liefern, dies im Vergleich mit einer Messung an einem geeigneten Objekt. Eine Validierung des Modells kann im Vergleich mit Messungen an bestehenden Eigenerzeugungsanlagen vorgenommen werden.

In der vorliegenden Berichtsperiode wurde auf die Evaluation eines geeigneten Simulationstool Wert gelegt. Die Evaluation nahm wegen der Komplexität der vorhandenen Tools mehr Zeit in Anspruch als vorgesehen war.

Ein Beispielstrang eines Niederspannungsnetzes konnte aufgrund von Plänen des EWZ aufgestellt und die Netzparameter identifiziert werden.

Bei der Wechselstrommodulanlage UBS Flur Süd in Zürich-Altstetten, wo 65 unabhängige photovoltaische Eigenerzeuger installiert sind, wurde die Inselbildung bei angepasster Last untersucht. Es zeigte sich, dass sich die Eigenerzeuger gegenseitig beeinflussen und sich eine Insel bei mehreren parallel erzeugenden Wechselrichtern kürzer durch angepasste Last erzwingen lässt, als bei einem einzelnen Wechselrichter. Die Messungen wurden zusammen mit Herrn Professor Häberlin von der Ingenieurschule Burgdorf durchgeführt.

Dauer des Projekts:

Januar 1997 - September 1998

Beitragsempfänger:

Markus Real

Berichterstatter:

Roland Schmid

e-Mail:

alphareal@access.ch

Adresse:

Alpha Real AG

Feldeggstr. 89

8008 Zürich

Telefon/Fax:

01 383 02 08 / 01 383 18 95

1. Projektziele 1998

Die Projektziele für 1998 war das Präsentieren der Resultate und des Schlussberichtes. Die Evaluation von Simulationstools nahm wegen der Komplexität mehr Zeit in Anspruch als vorgesehen war. Die Messungen wurden der Evaluation von Detektionsmechanismen und Simulation vorgezogen, da im Winter erfahrungsgemäss die Messbedingungen nicht ideal sind.

Es wird daher beantragt das Projekt um ein halbes Jahr zu verlängern.

2. Geleistete Arbeiten und Resultate 1998

2.1 Einleitung

Die Vorschriften der Elektrizitätswerke bei der Einbindung von elektrischen Eigenenergeuren an ihr Netz schreiben vor, dass diese Anlagen bei einer Netzunterbrechung (Netzspannung fällt ab) sich automatisch vom Netz trennen müssen. Es existieren bereits rund 15 verschiedene Sicherheitsschaltungen, wobei länderspezifische Präferenzen für bestimmte Sicherheitsschaltungen vorliegen. Ein wichtiger Teil bilden dabei die Testschaltungen entwickelt, um solche Detektionsschaltungen zu prüfen. Neben nationalen Vorschriften arbeitet die IEC an einem international anerkannten Testverfahren. In der Schweiz hat sich vor allem die Hochschule für Technik und Architektur (HTA) in Burgdorf, früher Ingenieurschule Burgdorf (ISB), international einen Namen mit ihren Möglichkeiten, diese Tests durchführen zu können, Anerkennung verschafft. Dort können einzelne Wechselrichter mit einer Testschaltung auf die Anforderungen der Elektrizitätswerke überprüft werden.

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist es ein Werkzeug zu entwickeln, mit dem evaluiert werden kann, ob solche Sicherheitsschaltungen bei einer forcierten Verbreitung von dispersen Eigenenergeuren sich gegenseitig beeinflussen. Dabei bilden sich zwei Möglichkeiten an: die Verifikation in Feldtests oder die Simulation.

Die Durchführung solcher Tests sind notwendig, aber die Aussagekraft der gefundene Resultate sind immer auch beschränkt auf die spezifischen Randbedingungen. Um allgemeingültigere Aussagen machen zu können, wird im Rahmen dieses Projektes das Verhalten dieser Sicherheitsschaltungen auch durch Simulationen untersucht. Dabei dienen die Labor und Feldtests zur Validierung der Simulation.

Solche Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildungen werden bereits in Labors auf ihre Wirksamkeit überprüft. Insbesondere verfügen die Japaner auf Rikko Island über ein grosszügig ausgelagertes Testgelände, wo hundert solcher Eigenenergeurer (gesamthhaft 200kW) in verschiedenen Kombination mit dem Netz verschaltet werden können, um unter anderem die Beeinflussung der Sicherheitsschaltungen bestimmen zu können. In Massachusetts USA (Gardner, Twenty First-Century PV-Community and Research Programme) wurden Messungen an einem Netzstrang durchgeführt, an dem rund 30 netzgekoppelte Solaranlagen angeschlossen sind (6). An der Ingenieurschule Burgdorf werden diese Versuche in einem speziell dafür eingerichteten Labor durchgeführt.

Um die Simulation zu Verifizieren, wurden eigene Feldversuche durchgeführt. Der grösste „Cluster“ von solchen Anlagen befindet sich zur Zeit auf dem Dach der UBS;

wo eine Anlage mit 64 identischen Eigenerzeugern parallel am Netz betrieben wird, und ihre Energie gleichzeitig in das interne UBS Hausnetz einspeist. Neben diesen 64 identischen Einheiten ist am gleichen Strang noch eine weitere Anlage mit zwei Eigenerzeugern angeschlossen. Die Tests wurden zudem erweitert, indem noch weitere Einheiten für den Versuch aufgebaut wurden, wobei die Versorgung dieser Zusatzanlagen aus dem gleichen Netz gespeist wurde. Aus den Versuchen konnten eine Reihe von sehr interessanten Erkenntnissen gewonnen werden, die insbesondere auch das Verständnis für die Zusammenhänge verbessert.

2.2 Detektionsmechanismen gegen Inselbildung und deren Simulation in einem Beispielnetz

2.2.1 Einführung

Im vorliegenden Projekt sollen die bis heute entworfenen Inseldetektionsmechanismen und ihre Schaltungen mittels numerischer Simulation untersucht werden. Dabei wird vorerst die Untersuchung auf die Niederspannungsebene beschränkt. Eine Ausweitung auf die nächst höhere Spannungsebene ist bezüglich der Fragestellung der Zuverlässigkeit von Inselbildungen zur Zeit noch nicht vordringlich, da erwartet wird, dass die Einsicht in das Systemverhalten durch die Simulation am Niederspannungsnetz erhalten wird. Auf Mittelspannungsebene haben die Netze eine Ringstruktur. Auf Niederspannungsebene ist die Struktur radial. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, können vor allem in dichten Stadtnetzen in Verteilkästen die Stränge von verschiedenen Trafostationen, was vor allem bei einem Ausfall einer solchen Station zum Tragen kommt, gespeist werden. So ist dann auch auf Niederspannungsebene eine Ringstruktur vorhanden.

Anhand eines Beispielnetzes werden verschiedene Netzsituationen simuliert:
Die Modellierung erfolgt folgendermassen:

- Das Netz wird anhand von Elnessplänen eines Niederspannungsstranges des EWZ modelliert und die elektrotechnischen Parameter (Widerstand, Induktivitäts- und Kapazitätsbelag) ermittelt. Die Lasten werden gemäss deren Energieverbrauch oder Leistungsanschluss charakterisiert. Es wird zwischen typischen Haushaltlasten, Bandlasten und Abendlasten unterschieden. In (2) wurde diese Lastidentifikation bereits durchgeführt und kann für dieses Projekt teilweise übertragen werden. Lastmessungen am Verteiltransformator, freundlicherweise vom EWZ zur Verfügung gestellt, werden für die Lastidentifikationen verwendet.
- Die Eigenerzeugeranlagen werden in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Anbietern und Herstellern modelliert. Die Grösse der Anlagen soll 30% des elektrischen Energieverbrauchs betragen. Die Regelkreise der verschiedenen Anlagen werden nur soweit eingebaut als sie für Netzanbindung von Bedeutung sind. (Gemäss den Richtlinien vom VSE (7))
- Die Inseldetektionsschaltungen werden in den Simulationen als eigenständige Module implementiert. Die Schaltungen werden an den Netzanschlusspunkt der jeweiligen Anlage, mit der Netztrennstelle und mit der Steuereinheit des Eigenerzeugers verbunden. Die gegenseitige Beeinflussung, die Möglichkeit der Detektion und die Frage ob und welche Redundanz erforderlich ist soll abgeklärt werden.

Die Simulationen sollen mit den folgenden Parametervariationen erfolgen:

- Impedanzänderungen am Verteiltransformator und am Netzeinspeisepunkt
- Variation der Kurzschlussleistung

- Netzspannungsvariationen (kurzzeitige Spannungseinbrüche, Totaler Netzausfall)
- Phasenlage der Eigenerzeuger
- Leistungsvariationen (Wirk und Blindleistung)

Dabei können:

- Netzqualität (gemäss (7))
- Gegenseitige Beeinflussung der Eigenerzeuger und deren Inseldetektionsschaltungen
- Stützcharakteristik von dispersen Erzeugern
- Auswirkungen von dispersen Erzeugern auf Rundsteuersignale
- Phänomene wie Oszillationen in Stumpfnetzen,
- Wiedereinschalten/Synchronisation der Eigenerzeuger mit dem Netz
- Einfluss von Var-Kompensatoren auf das Spannungsverhalten (Anregung von Resonanzen durch Strom-/ Spannungsharmonische)
- Einfluss von rotierenden Maschinen auf die Inselbildung

nachgewiesen werden.

Mit den gemachten Feldmessungen können diese entstandenen Modelle validiert werden.

2.2.2 Simulationen

Anhand eines Beispielstranges im Versorgungsgebietes des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) sollen die charakteristischen Grössen der einzelnen Simulationskomponenten dynamisch simuliert werden. Dabei wird an die Frequenz, die Spannung, die Impedanz, die Wirkleistung und die Blindleistung im angesprochenen Beispielstrang gedacht.

Im Rahmen des Projektes wird davon ausgegangen, dass disperse Erzeuger 30% an der Erzeugung von elektrischer Energie beitragen. Energie deshalb, weil deren Messungen für jeden Erzeuger vorliegt und die Information deshalb zuverlässiger ist. Dieser Entscheid ob nun bezüglich Anschlussleistung oder bezogene Energie die Grösse der dispersen Erzeugung ermittelt wird, die im Endeffekt als eine Anlagenleistung ermittelt wird. Um diese Situation zu simulieren, steht das zweite Arbeitspaket an, das neben den Lasten auch die Erzeuger implementiert werden sollen. Als Erzeuger werden netzgekoppelte PV-Anlagen, Stirling-Maschinen, Brennstoffanlagen, Biomassekraftwerke und konventionell betriebene USV-Anlagen angenommen. D.h., es sind rotorische wie statische Umrichter vorgesehen. Bei einer 30prozentigen Durchdringung mit dispersen Erzeugern, ist das Verhalten des Stranges interessant, wenn er vom Netz getrennt wird. Die Implementierung von Sicherheitsschaltungen gegen Inselbildung steht in diesem Zusammenhang als zentrales Element in den Simulationen. Deshalb wurde bei der Evaluation des Simulationsprogrammes auf das Implementieren von Regelkreisen und digitalen Komponenten sowie die Tauglichkeit, transiente Vorgänge aufnehmen zu können, Wert gelegt.

2.2.3 Das Phänomen der Inselbildung

Ein Inselnetz ist ein Teil eines Verteilnetzes (z.B. ein oder mehrere unabhängige Stränge) eines EVU oder EW, das momentan vom übrigen Netz getrennt ist, aber dennoch die Funktion aufrechterhalten kann. D.h., für die angeschlossenen Verbraucher stehen die Spannung und die Frequenz zur Verfügung. Ein Strang ohne Erzeuger kann kein Inselnetz bilden. Dabei braucht es aber Generatoren, die Spannungsquellen sind, die also eine Spannung aufprägen und im Gegensatz zu den Stromquellen, welche einen Strom ins Netz einspeisen, Spannungsquellen benötigen.

Falls die Generatoren in einem solchen Inselnetz dazu befähigt sind, können Verbraucher in einem solchen Strang betrieben werden.

Gewollte Inselnetze entstehen von USV-Anlagen, in grossen Betrieben wie Banken, Versicherungen, um die elektrische Energieversorgung bei allfälligen Netzunterbüchen aufrechterhalten zu können.

Im Falle von Inselbildung eines Netzstranges besteht eine erhöhte Gefahr für das Netzwartungspersonal wenn eine als spannungsfrei geschaltete Anlage wegen den Eigenerzeugern noch unter Spannung steht.

Inseldetektionsschaltungen wie sie in diesem Projekt zu untersuchen sind, können diese Schutzfunktion wahrnehmen, indem der Elgenerzeuger sich vom Netz trennt wenn das Netzwartungspersonal Arbeiten auszuführen hat.

2.2.4 Das Beispielnetz

Das Beispielnetz baut auf dem Netz des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich (EWZ) auf. Es handelt sich um den Strang 65.652, der sich im Seefeld befindet und wovon dem Projektteam freundlicherweise die Pläne zur Verfügung gestellt worden sind. Der Strang wird von einem 1000 KVA Transformator, der sich an der Mühlebachstrasse 71 in einem Schulhaus befindet, gespeist und der neben dem bereits erwähnten Beispielstrang noch weitere 9 Stränge speist.

Dem Projektteam wurde ebenfalls die Jahresenergieverbrauchszahlen der angeschlossenen Verbraucher zur Verfügung gestellt. Aus der Belastungskurve des Stranges, wie aus einer Strommessung vom 8.1.1996 hervorgeht, kann nun die Aufteilung der Lasten mit elektrotechnischen Symbolen wie Widerstände, Kapazitäten und Induktivitäten vorgenommen werden. Die Modellierung geschieht in den einzelnen Kästen, die im Schema als Blackbox dargestellt sind.

2.3 Messungen an der PV-Anlage UBS, Flur Süd

2.3.1 Einleitung

Die PV-Anlage UBS Flur Süd, besteht aus 64 Wechselstrommodulen, Typ Megalino. Auf eine Phase kommen im Maximum 24 Wechselstrommodule zur Ankopplung ans Netz. Dazu wurde auch noch der Anlageteil SCIBEL in die Messung einbezogen. SCIBEL ist ein PV Flachdachintegrationsprojekt der Firma Enecolo AG, die neben dem 200 W Solcolino-Wechselrichter ein Sunnyboy 850 der Firma SMA beinhaltet. Der Sunnyboy enthält die Detektionsschaltung mittels Impedanzmessung, genannt ENS, die in Deutschland als Standard eingeführt soll. Diese ENS wurde aber bei der Anlage SCIBEL ausser Betrieb genommen.

2.3.2 Zusammenfassung und Diskussion der Resultate der Feldmessungen

Deutlich stellte sich heraus, dass sich die Wechselrichter gegenseitig beeinflussen. Der Zustand des Inselbetriebes hat bei mehreren Wechselrichtern, die parallel miteinander am Netz arbeiten, nicht so lange gedauert wie dies festgestellt wird, wenn nur eine Anlage in Betrieb ist und durch Impedanzanpassung versucht wird, den Inselbetrieb auch bei Netzabschaltung aufrechtzuerhalten.

Bei einem Solcolino läuft die Insel während ca. 350 ms nach Abschalten und angepasster Last weiter. Bei 5 Wechselrichtern geht es nur noch 250 ms. Bei 17 Wechselrichtern waren es ebenfalls 250 ms. Werden verschiedene Fabrikate

zusammengeschaltet, ist ein klarer Abklingvorgang zu sehen, während bei einem Wechselrichter die Abschaltung relativ abrupt erfolgt. Die Abklingvorgänge können sowohl von der gegenseitigen Beeinflussung als auch den veränderlichen Umweltbedingungen (Sonneneinstrahlung, Temperatur) oder von der Maximum Power Tracking Regelung herrühren. Aufgrund des Zeitbereiches in ms überwiegt der Effekt der gegenseitigen Beeinflussung wahrscheinlich über die Umweltbeeinflussung deutlich. Es kann aber auch angenommen werden, dass nicht alle Wechselrichter zur gleichen Zeit abschalten. D.h. der Abklingvorgang hat mit den inhärenten Charakteristiken der Wechselrichter zu tun. Da vor allem beim Solcolino Wechselrichter die Regelung analog erfolgt und die Bauteile verschiedene Toleranzen, verschiedene Temperaturdrifteligenschaften und Abgleiche haben, rührt das Phänomen sicher von diesem Vorgang her.

Eine abschliessende Erkenntnis ist auch, dass Selbstanpassung, d.h., dass die erzeugte Energie gleich der aufgenommenen Energie von Verbrauchern entspricht, in der Praxis sehr selten vorkommt. Dies bestätigt die schnelle Abschaltung bei einem wie auch bei mehreren Wechselrichtern, die die Norm von 5 s, die einer Schweizer Norm entspricht, um mehr als das zehnfache unterboten wird. Bei einer Messung mit einer rotierenden Maschine im Testaufbau, die bei einer Abschaltung eine Gegenspannung von 50 Hz erzeugen würde und dem Wechselrichter ein Netz von 50 Hz vorgaukelt, sah die Situation wieder anders aus. Ob sich diese theoretisch erklärable Situation in der Praxis auch wirklich einstellt und ob sich so das Problem der Insel verschärft, wird an der Ingenieurschule Burgdorf in einer Semesterarbeit untersucht. Aufgrund der diffizilen Steuerung der elektrischen Maschinen, bei der auch gewichtige Sicherheitsmassnahmen von Nöten sind, wurde auf das Testen mit elektrischer Maschine bei der UBS verzichtet.

4. Allfälliger Transfer von Resultaten in die Praxis

Die Schweiz unterstützte den 1998 eingebrachten neuen Projektvorschlag zur Ausarbeitung von normierten Testschaltungen auf internationaler Ebene. Da mit einem Abschluss der Norm auf Ende 2001 gerechnet wird, werden auch die weiteren Erkenntnisse termingerecht in die Normierungsarbeit auf IEC Ebene einfließen.

5. Perspektiven für 1999

1999 wird der Schwerpunkt auf die Simulation des Beispielstranges gelegt, und die verschiedenen Detektionsmechanismen zur Inselbildung sollen untersucht werden.

6. Publikationen 1997/98

- Markus Real, "Grid related issues of dispersed power generation", IEA-PVPS-Task V, Proceedings of the Workshop September 1997, Zurich
- Jahresbericht 1998
- Eingabe einer wissenschaftlichen Publikation für die „European Power Electronics Conference“ EPE '99 in Lausanne: "Grid related issues of dispersed power generation exemplified for the low voltage grid"

Referenzen:

1. Technologietrends bei der elektrischen Verteilung, BFE-Fachtagung vom 29.10.98, Tagungsunterlagen
2. David Brunner, Gilbert Schnyder, Prof. Hans Glavitsch, "Lastmodell für das Verteilnetz", Bulletin SEV/VSE 1/94
3. Ravel-Studie, "Stromverbrauch von Haushalten"
4. Häberlin, Islanding of Grid-Connected PV Inverters: Test Circuits and Test Results, IEA-PVPS-Task 5 Workshop about Grid Interconnection of Photovoltaic Power Systems, September 15-16, 1997, Zurich)
5. Russel Bonn et al., "Standardized Anti-Islanding Test Plan", Paper submitted to the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna 1998.
6. Electric Power Research Institute (EPRI USA); „Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeders“; Volume 1 „Description of the Gardner, Massachusetts, Twenty-First-Century PV Community and Research Program“, March 1991
- 7) Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), „Empfehlung für die Beurteilung von Netzurückwirkungen“, 2. Ausgabe 1997