

Schlussbericht **Dezember 2003**

Marktpotential von supraleitenden Strombegrenzern

Schlussbericht

ausgearbeitet durch

Dr. M. Lakner, D. Braun
ABB Schweiz AG, Corporate Research
Segelhof
5405 Baden-Dättwil

Dr. G. Schnyder, P. Mauchle
Schnyder Ingenieure AG
Bösch 23
6331 Hünenberg

mitfinanziert durch

ABB Schweiz AG, Corporate Research;
Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft PSEL

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Weitere Informationen über das Programm „Elektrizität“ des Bundesamts für Energie stehen auf folgender Web-Seite zur Verfügung:

www.electricity-research.ch

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	1
Résumé.....	3
Summary.....	4
1. Ausgangslage und Ziele	6
1.1. Ausgangslage	6
1.2. Projektziele	7
2. Supraleitende Strombegrenzer - Entwicklungsstand.....	8
2.1. Generell.....	8
2.2. Dimensionierung	8
2.3. Materialaspekte	9
2.4. Strom – Spannungskennlinie von Bi2212	10
2.5. Designoptionen	11
2.6. Versuchsergebnisse.....	13
3. Vergleich der Strombegrenzer.....	15
4. Auswertung der Interviews mit Netzbetreiber und Industrie	17
4.1. Einleitung	17
4.2. Aufbau der Interviews.....	17
4.3. Auswertung der Interviews	20
4.4. Schlussfolgerungen aus den durchgeführten Interviews	29
5. Simulationen	31
5.1. Einleitung	31
5.2. Strombegrenzer-Modell	31
5.3. Simulationen Solvay.....	32
5.4. Simulationen Guinness	34
5.5. Simulationen ewz	35
5.6. Simulationen Lonza	38

5.7. Simulationen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Station B1 der Teranol AG in Visp..40

6.	Ergebnisse aus den Projektarbeiten	49
6.1.	Generell	49
6.2.	Reduktion der Kurzschlussimpedanz von Transformatoren	49
6.3.	MS-Schaltanlagen mit geringerer Kurzschlussfestigkeit.....	51
6.4.	Mittel- und Niederspannungskabel.....	52
6.5.	Hochspannungskabel.....	54
7.	Ausblick	55
8.	Literaturverzeichnis	56
9.	Anhänge	57

ZUSAMMENFASSUNG

Supraleitende Strombegrenzer (SSB) nutzen den Übergang des Supraleiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand. Die kleine Impedanz eines SSB im supraleitenden Normalbetrieb erlaubt es, an sich widersprüchliche Forderungen nach kleiner Netzimpedanz bei gleichzeitig kleinen Kurzschlussströmen zu realisieren. Mit dem Projekt wurde das Ziel verfolgt Anwendungsmöglichkeiten für SSB im Verteilnetz von Netzbetreibern und in Industrienetzen zu finden und das zugehörige Marktpotential abzuschätzen.

Bei den SSB wird zwischen resistivem und induktivem Konzept unterschieden. Beim resistiven Typ wird der Supraleiter direkt vom Strom des zu schützenden Netzwerks durchflossen, beim induktiven Typ ist der Supraleiter induktiv an diesen Kreis angekuppelt. Im Vergleich zu induktiven Strombegrenzern erlaubt das resistive Konzept eine wesentlich kompaktere und leichtere Bauform. Die Entwicklung bei ABB geht zur Zeit in Richtung des resistiven Typs. Dieses Modell besteht aus parallel und seriell geschalteten Modulen, die aus Bi2212-Kompositen aufgebaut sind und mit flüssigem Stickstoff auf die Temperatur von 77 °K gekühlt werden.

Strombegrenzer können auf verschiedene Arten realisiert werden. Der SSB ist eine davon. Die Vorteile der SSB gegenüber anderen Strombegrenzern sind, dass sie lediglich im Falle eines Kurzschlusses in den Betrieb des Netzes eingreifen, dass sie selbstgetriggert wirken und dass sie wiederverwertbar sind. Ein Nachteil des SSB ist der Aufwand für die Kühlung.

Im Rahmen des Projektes wurden mittels Simulationen die Einsatzmöglichkeiten von SSB in Verteilnetzen und Industrienetzen ermittelt. Bei den Simulationen wurden die drei Einsatzmöglichkeiten, SSB in der Kupplung zwischen zwei Netzen, SSB in der Einspeisung und SSB in den Abgängen von Unterwerken in realen Mittel- und Hochspannungsnetzen betrachtet.

Das Marktpotential von SSB wurde mittels Interviews bei Betreibern von elektrischen Netzen ermittelt. Diese Interviews fanden mit mehreren Verteilnetzbetreibern von grossen und mittleren Städten der Schweiz sowie mit zwei Industrienetzbetreibern statt. Die Interviews zeigten, dass ausser dem Einsatz von standardisierten Transformatoren die elektrischen Netze sehr verschieden aufgebaut sind und auch entsprechend unterschiedlich betrieben werden. Trotzdem können für die Einsatzmöglichkeiten von SSB gemeinsame Schlussfolgerungen aus den Interviews gezogen werden.

Wesentlich ist, dass die Betreiber von elektrischen Netzen prinzipiell offen für den Einsatz von SSB in ihren Netzen sind. Es gibt allerdings Einschränkungen, wie diese, dass eine ausgereifte Technik gefordert wird oder dass zur Zeit kein Bedarf besteht. Dem gegenüber konnten auch konkrete Einsatzmöglichkeiten herauskristallisiert werden. Die hauptsächliche Einsatzmöglichkeit liegt im Mittelspannungsnetz. Spezielle Anwendungen sind auch auf dem Hochspannungsnetz möglich. Im Niederspannungsnetz besteht jedoch kein Bedarf für SSB.

Die häufigste Einsatzmöglichkeit von SSB liegt in der Kupplung von MS-Netzen. Diese Kupplung in den Unterwerken oder im Verteilnetz ausserhalb der Unterwerke wird angestrebt um eine Leistungserhöhung im Netz oder um eine Verbesserung der Verfügbarkeit der elektrischen Versorgung der Verbraucher zu erreichen, ohne dass damit auch ein Anstieg des Kurzschlussstromes verbunden ist. Eine weitere Einsatzmöglichkeit von SSB ist die Platzierung in Serie mit beim sekundärseitigen Transformatorschalter im Unterwerk. Damit kann der Kurz-

schlussstrom im MS-Netz auch nach einem Ersatz durch einen leistungstärkeren Transformator auf dem alten Wert gehalten werden, so dass Leitungs- und Anlagenverstärkungen im MS-Netz nicht notwendig sind. Die Einsatzmöglichkeit von SSB in der Einspeisung einzelner Stationen, zur Beibehaltung des maximalen Kurzschlussstromes innerhalb der Station trotz steigender Kurzschlussleistung im Verteilnetz, beschränkt sich eher auf Anwendungen in der Industrie.

Im Zusammenhang mit dem Einsatz von SSB wurden die Auswirkungen, d.h. die möglichen Kostenreduktionen, auf die Transformatoren, die Mittelspannungsschaltanlagen sowie die Kabel im Verteilnetz untersucht. Relevante Einsparungen zeichnen sich dabei bei Hochspannungstransformatoren und Hochspannungskabeln ab. Einsparungen, wenn auch in geringerem Mass, sind bei Niederspannungskabel mit grossen Querschnitten möglich.

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Arbeiten zeigen, dass durch den Einsatz von SSB ein z.T. beachtliches Kosteneinsparpotential realisiert werden könnte, insbesondere bei Neuanlagen und Erweiterungen von bestehenden Anlagen.

RÉSUMÉ

Le limiteur de courant à base d'éléments supraconducteurs (SCFCL) utilise la transition supraconducteur (résistance nulle)-conducteur (résistance non nulle). Il combine les avantages d'une faible impédance du réseau en mode d'opération normal et un faible courant de court-circuit durant les fautes. Le but du projet était a) d'évaluer les applications du SCFCL pour les systèmes de transmission, distribution et les réseaux industriels, b) d'estimer les marchés respectifs.

Il existe deux concepts de SCFCL: résistif et inductif. Le SCFCL résistif est connecté directement en série avec les lignes devant être protégées. Le SCFCL inductif est lui couplé de manière inductive. Comparé avec le SCFCL inductif, le SCFCL résistif est plus compact et léger. ABB développe un SCFCL résistif basé sur des modules connectés en série et en parallèle. Ces modules sont composés principalement de Bi-2212, d'un shunt métallique et de renfort mécanique. Les modules sont refroidis à l'azote liquide (77K).

Comparé à d'autres alternatives, l'avantage du SCFCL est qu'il peut limiter n'importe quel type de courant prospectif, n'est pas sujet à un mauvais fonctionnement (fail-safe), est auto-enclanchant et auto-déclanchant. Son désavantage majeur est le besoin de refroidissement.

Les applications possibles d'un SCFCL ont été étudiées en simulant son impact sur différents réseaux. L'analyse des résultats a montré qu'il y a trois groupes d'applications: les alimentations, les sorties et les couplages de réseau.

Le marché potentiel a été déterminé en questionnant des opérateurs de réseau. Plusieurs opérateurs de réseau suisse (villes de taille moyenne-grande) ainsi que 2 opérateurs de réseau industriel ont été questionnés. Il est apparu qu'à part dans le cas de transformateurs standardisés, il existe une grande variété de topologies et de schémas d'opération des réseaux. Malgré ces différences, des conclusions communes peuvent être tirées en ce qui concerne les applications du SCFCL.

Les opérateurs sont en principe ouverts à l'idée d'un SCFCL. Toutefois il y a des restrictions comme la demande d'avoir à faire une technologie éprouvée. Dans certains réseaux il n'y a actuellement pas de besoin pour un SCFCL. Néanmoins quelques cas concrets d'application ont pu être identifiés, la plus part en MT, quelques uns en HT et aucun en BT.

L'application la plus fréquente est le couplage de réseau (afin d'augmenter la capacité / la disponibilité). Une autre est d'avoir un SCFCL en série avec un interrupteur du côté secondaire d'un transformateur de sous-station, dans le cas d'une élévation du rating, le SCFCL permet d'éviter de devoir changer l'équipement dans le réseau MV (upgrading). Les applications visant à limiter le courant de faute tout en augmentant la puissance de court-circuit sont limitées au monde industriel.

Le potentiel d'économie pour les câbles, transformateurs, interrupteurs dans un réseau de distribution a également été étudié. Les cas les plus intéressants sont les transformateurs et câbles HT ainsi que les câbles BT de gros diamètre.

Ce projet montre que l'utilisation de SCFCL permettrait d'importante économie, en particulier dans le cas de nouvelles installations ou d'extensions de sites industriels.

SUMMARY

Superconducting Fault Current Limiters (SCFCL) utilise the transition from zero to finite resistance to limit short circuit currents. The small impedance in normal operation while the SCFCL is in its superconducting state allows for combining a low grid impedance under normal operation with low short circuit currents during fault conditions. The goal of the project was a) to evaluate SCFCL applications in transmission, distribution, and industrial grids and b) to estimate the respective market potential.

There are essentially two concepts of SCFCL, namely, the “resistive” and the “inductive” concept. In the resistive SCFCL the superconductor is directly connected in series to the line to be protected. In the inductive concept the superconductor is magnetically coupled to the line. Compared to the inductive SCFCL the resistive concept allows for more compact and light-weight devices. ABB is presently developing a resistive SCFCL based on parallel and serial connected superconducting modules. These modules are composites of three essential elements, i.e. Bi-2212 superconductor, electric bypass and mechanical reinforcement. The modules are cooled with liquid nitrogen to 77 K.

Compared to most alternative current limiter technologies, the main advantages of an SCFCL are that it can limit any type of prospective fault current, operate fail-safe, be self-triggered and self-restoring. The main disadvantage is the necessary cooling effort.

The application possibilities of an SCFCL were investigated by simulating the impact on utility and industrial grids. The analysis has shown that basically all applications can be grouped into three categories: Incoming feeders, outgoing feeders and couplings.

The market potential of SCFCLs was assessed by interviewing grid operators. The interviews were conducted with several utilities from large and medium sized cities in Switzerland as well as with two operators of industrial grids. It turned out that – apart from the use of standardized transformers – there is a great variation both in the grid topology and in the operation schemes. Despite these differences, common conclusions with respect to the application possibilities can be drawn.

It is important that the grid operators are in principle open for the use of an SCFCL. However, there are restrictions like the requirement for a proven technology only, or that in some grids there is presently no need at all for a current limiter. Nevertheless, some concrete application possibilities could be crystallized out of the interviews. The majority of these application possibilities is in MV grids. In HV grids special applications are also feasible. However, there is no need for an SCFCL in the low voltage grid.

The most frequent application of SCFCL is the coupling of MV grids. The coupling – either in a substation or in the distribution grid outside the substation – is aimed for to increase the grid capacity or in order to achieve an increased availability without simultaneously increasing the fault currents. A further application is an SCFCL in series with the breaker on the secondary side of a substation transformer for cases where the transformer has to be replaced by a unit with higher rating. Thus the SCFCL would avoid the upgrading of further equipment in the MV grid. Applications in the incoming feeder of substations in order to maintain the fault current level despite increasing short circuit power is more limited to industrial environment.

In connection with the use of current limiters, possible cost reductions of transformers, MV switchgear, and cables in a distribution grid were investigated. Significant savings could be seen to emerge for HV transformers and HV cables. To a lesser extent savings could also be realised for LV cables with large cross section.

The work performed within the scope of the project shows that with the deployment of fault current limiters a considerable cost savings could be realised, especially in connection with new installations or the extension of existing plants.

1. AUSGANGSLAGE UND ZIELE

1.1. AUSGANGSLAGE

Supraleitende Strombegrenzer (SSB) nutzen den Übergang des Supraleiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand. Die kleine Impedanz eines SSB im supraleitenden Normalbetrieb erlaubt es, an sich widersprüchliche Forderungen nach kleiner Netzimpedanz bei gleichzeitig kleinen Kurzschlussströmen zu realisieren. Da der Wechsel vom nahezu widerstandslosen zum resistiven Zustand ohne Einwirkung eines äusseren Triggersignals allein durch den ansteigenden Kurzschlussstrom ausgelöst wird, versprechen SSB eine hohe Eigen-sicherheit.

Die technische Entwicklung von SSB ist inzwischen weit fortgeschritten, so dass eine Produkt-einführung innerhalb weniger Jahre technisch realisierbar erscheint: Der mit einer Nennlei-stung von 6.4 MVA weltweit bisher grösste SSB wurde im Frühjahr 2000 von ABB Schweiz demonstriert. Neben ABB soll noch die SSB-Entwicklung bei Siemens Deutschland erwähnt werden: Hier wurde Ende 2000 ein 1.2 MVA Prototyp getestet.

Die weltweiten Bestrebungen zur Liberalisierung der Energiemärkte haben zum Ziel, die Kos-ten von elektrischer Energie für den Verbraucher zu reduzieren. Die Liberalisierung hat somit zur Folge, dass aufgrund des entstehenden Kostendrucks auf die Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung, Ersatz- und Neuinvestitionen soweit wie möglich hinausgezö-gert werden. Grundsätzlich ergibt dieses Umfeld ungünstige Rahmenbedingungen zur Ein-führung einer neuen Technologie. Andererseits kann gerade die Einführung von SSB, wie im folgenden gezeigt werden wird, Neuinvestitionen hinauszögern, ohne Abstriche bei der von Verbrauchern nach wie vor geforderten hohen Versorgungsqualität machen zu müssen.

Das Einsatzpotential für SSB wurde in mehreren Studien untersucht [1] - [5]. Die Studien zei-gen, dass der ökonomische und energetische Wert eines SSB sehr stark von der jeweiligen Anwendung abhängig ist. Allerdings wurde bei einem Teil der Studien nicht die reale Begren-zungscharakteristik eines SSB berücksichtigt (Begrenzungsverlauf als Funktion der Zeit, Ver-fügbarkeit nach einem Kurzschluss, Fehlerhaltezeiten, etc.), sondern ein idealisiertes Verhal-ten angenommen.

1.2. PROJEKTZIELE

Der Inhalt des Projektes umfasste folgende Zielsetzungen:

- Erstellen einer praxisorientierten Übersicht über die Anwendungsmöglichkeiten von SSB sowie der Ergebnisse der bisherigen Studien
- Zusammenstellung der technischen Anforderungen an SSB für den Einsatz in Netzen der elektrischen Energieversorgung spezifisch für die jeweilige Anwendung (erforderliche Begrenzungscharakteristik, Fehlerdauern, „Recovery“-Zeiten, etc.)
- Aufzeigen der konventionellen Alternativen zur Anwendung von SSB
- Identifikation der vielversprechendsten Anwendungen für SSB (einschliesslich der Auswahl interessanter Fallbeispiele) nach den Auswahlkriterien:
 - a) Die aktuelle technische Realisierbarkeit entspricht dem Anforderungskatalog der Anwendung. Zur Abklärung dieses Kriteriums sind detaillierte dreiphasige Simulationen des Verhaltens eines SSB in konkreten Anwendungsbeispielen erforderlich.
 - b) Die jeweilige Anwendung lässt eine hohe Wertschätzung des SSB erwarten (auf Basis der bisherigen Studien).
- Abschätzung des Marktpotentials und –volumens für die zuvor ermittelten attraktivsten Anwendungen, vorzugsweise unter Beteiligung eines Netzbetreibers

2. SUPRALEITENDE STROMBEGRENZER - ENTWICKLUNGSSTAND

2.1. GENERELL

Ein idealer Strombegrenzer hat unter Normalbedingungen keinen Einfluss auf das Netz, begrenzt jedoch im Fehlerfall den Kurzschlussstrom auf Werte nahe I_n . Damit liessen sich die widersprüchlichen Anforderungen nach kleiner Netzimpedanz bei gleichzeitig kleinen Kurzschlussströmen realisieren.

Supraleitende Strombegrenzer (SSB) nutzen den Übergang des Supraleiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand, der ohne Einwirkung eines äusseren Triggersignals durch den ansteigenden Kurzschlussstrom ausgelöst wird. Man unterscheidet dabei zwischen resistivem und induktivem Konzept. Beim resistiven Typ wird der Supraleiter direkt vom Strom des zu schützenden Netzwerks durchflossen, beim induktiven Typ ist der Supraleiter induktiv an diesen Kreis angekoppelt. Basierend auf Tieftemperatursupraleitern wurden bereits mehrere supraleitende Strombegrenzer realisiert. Wegen der hohen Kühlkosten mit flüssigem Helium konnten auf dieser Basis jedoch keine kommerziellen Geräte entwickelt werden.

Im folgenden konzentrieren wir uns auf die Entwicklung von supraleitenden Strombegrenzern auf der Basis von Hochtemperatursupraleitern (HTS), da hier die Kühlung mit dem – im Vergleich zu Helium – preisgünstigen flüssigen Stickstoff erfolgen kann. Insbesondere wird auf die Entwicklung von Massivmaterial der Bi2212-Verbindung eingegangen, die am ABB Forschungszentrum in Baden-Dättwil verfolgt wird.

2.2. DIMENSIONIERUNG

Der Querschnitt des Supraleiters wird so gewählt, dass sich der Supraleiter im Normalbetrieb (bei I_n) gerade noch im supraleitenden Zustand befindet. Bei Wechselstrom-Anwendungen ergeben sich auch im supraleitenden Zustand AC-Verluste im Supraleiter, die sehr stark von der Leitergeometrie abhängen. Durch eine geeignete Leiterarchitektur (z.B. gegensinnig gewickelte Spulen oder antiparallele Mäanderstrukturen) können diese Verluste minimiert werden, so dass der Einfluss des Begrenzers auf das Netzwerk im Normalbetrieb vernachlässigbar ist.

Steigt der Strom im Fehlerfall an, erhöht sich der Materialwiderstand drastisch. Dadurch fällt fast die gesamte Netzspannung über den Strombegrenzer ab und der Kurzschlussstrom wird auf Werte kleiner I_{pf} begrenzt. Das detaillierte Begrenzungsverhalten hängt sehr stark sowohl vom verwendeten HTS-Material, als auch von der Länge des Supraleiters ab.

In praktischen Ausführungsformen führt die während der Begrenzungsphase im Supraleiter dissipierte Energie zu einer Erwärmung des Materials in den normalleitenden Bereich. Wegen des dabei ansteigenden Widerstands sinkt der Kurzschlussstrom weiter ab. Andererseits begrenzt der Temperaturanstieg die maximal mögliche Begrenzungsdauer. Um Kompatibilität

mit heute verfügbaren Abschalt- und Fehlererkennungseinrichtungen zu gewährleisten, ist eine Begrenzungsdauer im Bereich von 50 – 300 ms erforderlich.

2.3. MATERIALASPEKTE

Für den Einsatz in Strombegrenzern muss der Supraleiter mehreren Anforderungen genügen: (1) geringe AC-Verluste im Normalbetrieb, um die Kühlkosten zu minimieren, (2) eine hohe mechanische Belastbarkeit, um den thermomechanischen und magnetischen Belastungen während des Kurzschlusses standzuhalten, sowie (3) eine grosse thermische Stabilität, die das Ausbilden von lokalen Überhitzungsstellen („hot spots“) während eines Kurzschlusses verhindert.

Bisher ist es nicht gelungen aus den spröden, keramischen HTS-Materialien Leiter herzustellen, die für beliebige Magnetfeldrichtungen ausreichend geringe AC-Verluste haben. In der Regel werden Hochtemperatursupraleiter in Form von Filmen, Bändern, Platten oder Ringen hergestellt. Die AC-Verluste können dann minimiert werden, wenn man die Leiter so anordnet, dass das Magnetfeld parallel zur Platten- oder Filmebene steht und die Leiterdicke möglichst gering gehalten wird (z.B. parallele dünne Bänder, die antiparallel vom Strom durchflossen werden).

Während des Kurzschlusses führen Temperaturgradienten und magnetische Kräfte zu hohen thermo-mechanischen Spannungen im Supraleiter. Wegen der Sprödigkeit der HTS-Keramiken ist es in der Regel erforderlich, die Supraleiter mechanisch zu verstärken. Besonders günstig zur Vermeidung der Rissausbreitung erweist es sich, wenn die Ausdehnungskoeffizienten der verstärkenden Materialien so gewählt werden, dass die Supraleiterkeramik unter Druckspannungen gesetzt wird.

Inhomogenitäten des Supraleiter können (wegen der stark nichtlinearen Strom- Spannungscharakteristik) zur Ausbildung von sogenannten hot spots führen. Wegen der relativ geringen Wärmeleitfähigkeit und der hohen spezifischen Wärme der HTS-Materialien ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit dieser hot spots sehr gering. Dadurch wird die Neigung zu einem lokalen Durchbrennen noch erhöht. Üblicherweise wird deshalb ein Normalleiter parallel zum Supraleiter geschaltet („Bypass“), der im Fall eines hot spots den Strom lokal übernimmt und so ein Durchbrennen des Leiters verhindert.

Die meisten HTS-Komponenten für Strombegrenzeranwendungen sind daher Komposite, die neben dem Supraleiter noch aus einer mechanischen Verstärkung und einem elektrischen Bypass bestehen. Selbstverständlich wird dann die Begrenzungscharakteristik eines Strombegrenzers durch die Auslegung des Bypasses mitbestimmt.

Unter den HTS werden hauptsächlich drei Materialien für den Einsatz in energietechnischen Anwendungen in Betracht gezogen: Bi2223-Drähte, YBCO-Filme und Bi2212-Massivmaterial.

Bi2223-Drähte können nicht direkt für Strombegrenzerzwecke eingesetzt werden, da hier der Supraleiter in eine niederohmige Ag-Matrix eingebettet ist. Allerdings ist es der Fa. American Superconductor Corp. (in Zusammenarbeit mit EDF und ABB) kürzlich gelungen eine Leitervariante mit einer hoch-resistiven (legierten Ag-) Matrix herzustellen, die für Strombegrenzerzwecke einsetzbar ist. Bisher wurden jedoch keine Strombegrenzermodelle mit diesem Leiter hergestellt.

Die YBCO-Verbindung zeigt von den hier betrachteten Materialien die besten supraleitenden Eigenschaften. Allerdings ist die Herstellung von grossflächigen YBCO-Dünnschichten momentan

nur in einem sehr aufwendigen Prozess möglich. Dennoch ist es Siemens kürzlich gelungen durch parallel und seriell geschaltete YBCO-Filme auf Keramikträgerplatten ein dreiphasiges Modell mit einer Nennleistung von 1.2 MVA zu realisieren [6].

Die bisher grössten realisierten Strombegrenzermodelle (vgl. folgender Abschnitt) aus HTS-Materialien basieren auf Bi2212 Massivteilen, die in einem relativ kostengünstigen Prozess hergestellt werden können. Bei ABB wurde ein Prozess entwickelt (ein „Tape-cast“-Prozess gefolgt von einer Wärmebehandlung, bei der die supraleitende Keramik über eine partielle Schmelze hergestellt wird) mit dem supraleitenden Platten mit Ausdehnungen bis zu 40 cm × 50 cm produziert werden. Diese supraleitenden Platten werden dann zu Mäandern strukturiert und mit auflaminiertem glasfaserverstärktem Kunststoff mechanisch verstärkt. Als elektrischer Bypass wird Stahl eingesetzt, der neben der elektrischen Stabilisierung auch zur zusätzlichen mechanischen Verstärkung dient. Jeweils zwei solcher Platten werden dann zu einem Modul verklebt.

2.4. STROM – SPANNUNGSKENNLINIE VON BI2212

Das Begrenzungsverhalten eines supraleitenden Strombegrenzers wird durch die Strom – Spannungskennlinie (und ihre Temperaturabhängigkeit) bestimmt. Für Bi2212-Massivmaterial können verschiedene Bereiche unterschieden werden, die sich jeweils näherungsweise durch jeweils ein Potenzgesetz parametrisieren lassen.

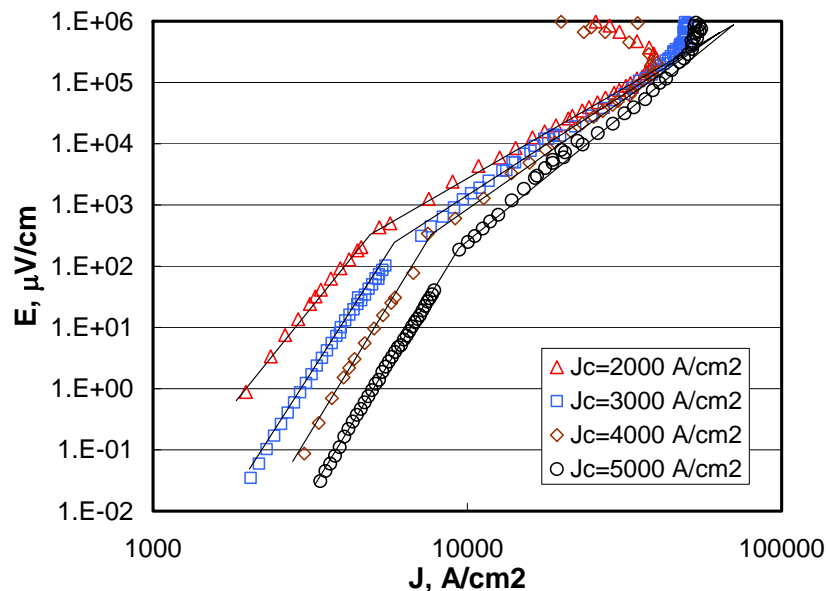


Abbildung 1: $E(j)$ -Charakteristik für vier Bi2212 Proben

Abbildung 1 zeigt die $E(j)$ -Charakteristik für vier verschiedene Bi2212-Proben. Der Übergang in den normalleitenden Bereich ist experimentell nicht zugänglich, da sich die Proben während der Messung zu stark erwärmen (dies führt zum „Abbiegen“ der Messdaten bei sehr hohen Stromdichten).

Die erreichbaren Materialparameter hängen etwas von den genauen Prozessbedingungen ab. Die kritische Stromdichte j_c für grossflächige Proben liegt im Bereich zwischen 2000 und 5000 A/cm².

2.5. DESIGNOPTIONEN

Über Anpassungen im Design kann sicher gestellt werden, dass ein Strombegrenzer den spezifischen Anforderungen des jeweiligen Anwendungsfalls genügt. Die wichtigsten Kenngrößen sind das Begrenzungsverhalten (das Verhältnis des begrenzten Kurzschlussstroms zum Nennstrom in Abhängigkeit von der Fehlerdauer), die maximale Begrenzungsdauer, die Zeit bis der Strombegrenzer nach einem Fehler wieder verfügbar ist, sowie im Normalbetrieb die Gesamtverluste und die Überlastbarkeit.

Das Begrenzungsverhalten wird im wesentlichen durch die kritische Stromdichte des Supraleiters, den normalleitenden Bypass sowie durch die Leiterlänge bestimmt. So können z.B. einfach durch eine Änderung der Leiterlänge drei völlig unterschiedliche Begrenzungscharakteristiken erreicht werden.

Für den Fall eines sehr langen Leiters ist der Supraleiter während des Kurzschlusses nur einem sehr kleinen elektrischen Feld ausgesetzt. Daher ist der Kurzschlussstrom nur geringfügig grösser als I_n und die dissipierte Leistungsdichte ($E \cdot j$) ist entsprechend gering, so dass sich der Supraleiter nur geringfügig erwärmt (Kurve 1 in Abbildung 2). Dieses Design führt damit zwar auf eine exzellente Begrenzung mit nahezu beliebig langen Begrenzungsdauern, ist jedoch wegen der benötigten Leitermenge prohibitiv teuer. Zusätzlich hätte man in diesem Fall verhältnismässig hohe AC-Verluste (proportional zur Leiterlänge).

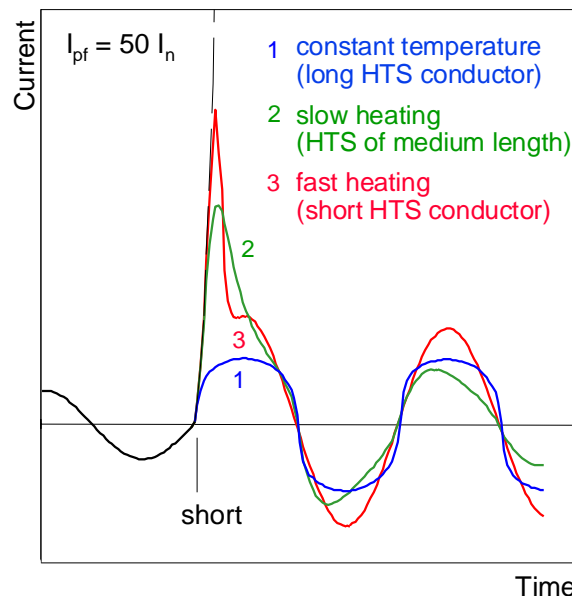


Abbildung 2: Einfluss der Leiterlänge auf das Begrenzungsverhalten

Das andere Extrem ist der Einsatz eines sehr kurzen Leiters mit entsprechend hoher elektrischer Feldstärke im Fehlerfall. In diesem Fall steigt der Strom zunächst sehr schnell an, lediglich begrenzt durch die Impedanz des Netzes (wegen der hier kurzen Leiterlänge ist der Gesamtwiderstand des Strombegrenzers im Bereich der Flussschlauchwanderung relativ gering).

Andererseits ist die dissipierte Leistung E_j jetzt sehr hoch, so dass sich der Leiter sehr schnell erwärmt und typischerweise innerhalb einiger 100 μ s den normalleitenden Bereich erreicht, in dem der Strom dann sehr effektiv begrenzt wird (Kurve 3 in Abbildung 2). Wegen der sehr hohen kritischen Stromdichte von YBCO sind Strombegrenzer, die auf diesem Material basieren, prädestiniert für diese Variante. In diesem Design wird lediglich eine vergleichsweise geringe Leitermenge benötigt. Andererseits hängt der erste Peak des Fehlerstroms stark von I_{pf} ab und der schnelle Übergang in den normalleitenden Bereich (bedingt eine sehr schnelle Stromänderung dI/dt) kann zu signifikanten Spannungsüberhöhungen führen. Ausserdem stellt die grosse dissipierte Leistungsdichte eine hohe thermische Belastung für das Material dar.

Kurve 2 in Abbildung 2 zeigt die Begrenzungscharakteristik für eine mittlere Leiterlänge zwischen den beiden Extremfällen 1 und 3. Hier ergibt sich eine moderate Erwärmung des Supraleiters. Demzufolge wird der Kurzschlussstrom in den ersten 10 ms auf Werte von $5-10 \times I_n$ begrenzt (der Supraleiter ist im Bereich der Flussschlauchwanderung). Der Übergang in den normalleitenden Bereich erfolgt jetzt nach einigen 10 ms. Wegen der eher geringen Stromdichte von Bi2212 (und der damit verbundenen grösseren Wärmekapazität des Leiters) ist dieses Material eher für Strombegrenzerdesigns mit einer moderaten Erwärmung geeignet.

Neben der Begrenzungscharakteristik ist die Wiederverfügbarkeit nach einem Fehler eine der wichtigsten Kenngrössen eines Strombegrenzers. Bei den für die Praxis interessanten Varianten 2 und 3 (Abbildung 2) ist der Supraleiter nach dem Kurzschluss im normalleitenden Bereich. Nach Abschaltung des Fehlerstroms dauert es in der Regel einige (wenige) Sekunden bis sich der Supraleiter wieder auf die Betriebstemperatur (z.B. die Temperatur von Flüssigstickstoff) abgekühlt hat.

Ein Strombegrenzer kann jedoch auch so ausgelegt werden, dass er unmittelbar nach dem Kurzschluss wieder verfügbar ist: Abgesehen von der (ökonomisch uninteressanten) Variante 1 kann das Bypasssystem und der Wärmeübergang ins Flüssigstickstoffbad so optimiert werden, dass sich die Strombegrenzermodule unter Nennstrom (oder falls ausreichend, unter einem bestimmten $I < I_n$) wieder in den supraleitenden Zustand abkühlen können („operational recovery“).

Abbildung 3 zeigt als Beispiel das Abkühlverhalten eines Bi2212 Strombegrenzermoduls nach einem Kurzschluss von 90 ms Dauer unter einem Strom der 50% des Nennstroms entspricht. Selbstverständlich sind während dieser Abkühlphase (≈ 5 s im gezeigten Beispiel) die Verluste des Gerätes drastisch erhöht. (Im Normalbetrieb sind die realisierbaren Gesamtverluste – einschliesslich des Kühlaufwands – im Bereich 0.01 - 0.1% der Nennleistung des Gerätes).

Die meisten Komponenten in Energienetzen erlauben eine gewisse Überlastbarkeit (wenn man erhöhte Verluste und u.U. eine beschleunigte Alterung in Kauf nimmt). Um eine möglichst optimale Strombegrenzung zu erreichen, sollte der Nennstrom jedoch nur unwesentlich grösser als der kritische Strom des Supraleiters sein. Dennoch kann durch einen entsprechend dimensionierten Bypass eine Überlastbarkeit erreicht werden. Die oben beschriebenen Bi2212-Module erlauben einen Überstrom von ca. 25%.

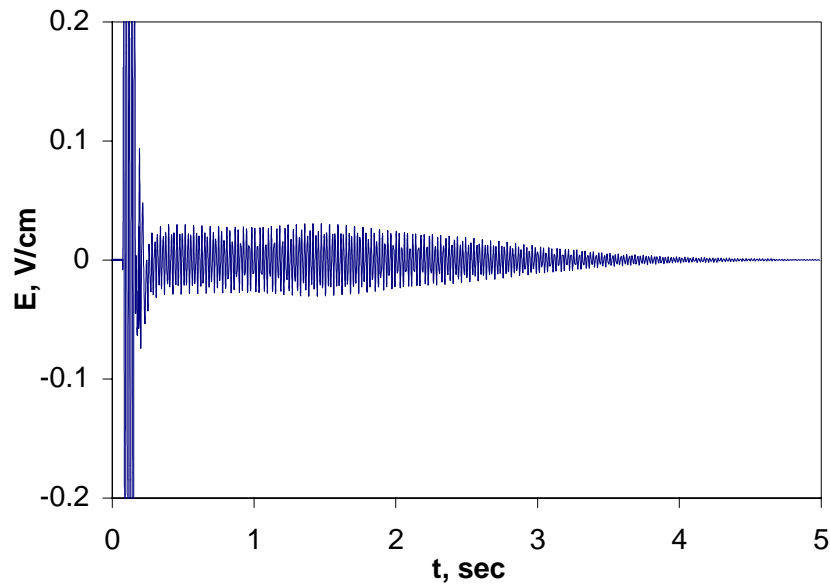


Abbildung 3: Spannungsabfall über ein Strombegrenzermodul während und nach einem Kurzschluss mit $I = 0.5 \times I_n$ nach der Begrenzung

2.6. VERSUCHSERGEBNISSE

Die technische Machbarkeit von supraleitenden Strombegrenzern auf der Basis von HTS-Materialien konnte bereits 1996 in einem einjährigen Dauertest eines 1.2 MVA Begrenzers von ABB nachgewiesen werden [7]. Dieser Strombegrenzer, in dem Ringe aus Bi2212-Kompositmaterialien verwendet wurden, war nach dem induktiven Typ ausgeführt.

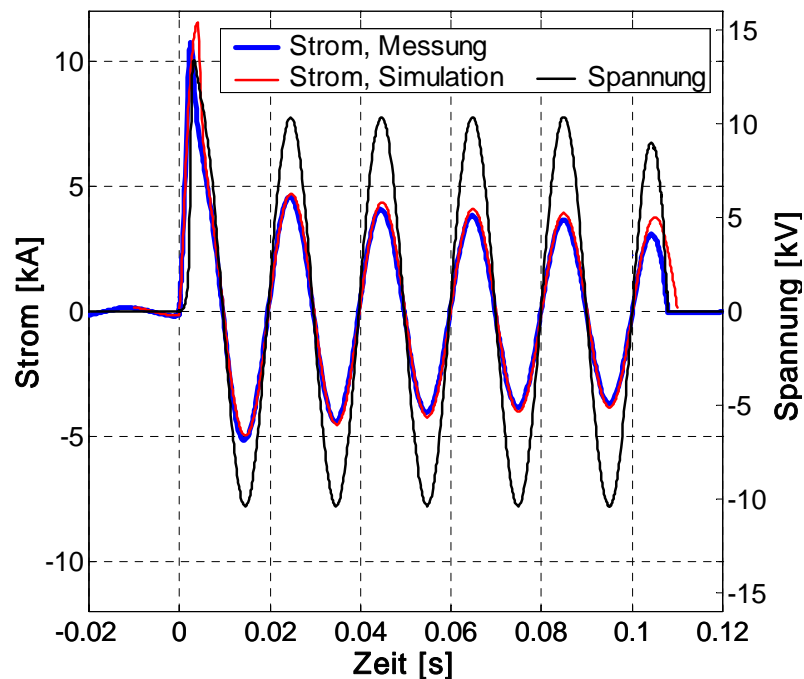


Abbildung 4: Kurzschlussstest eines einphasigen 6.4 MVA (8 kV/100 A) Funktionsmodells

Abbildung 4 zeigt die Testergebnisse eines neueren Strombegrenzersmodells vom resistiven Typ, der wesentlich kompakter ausgeführt werden kann. Das Modell bestand aus parallel und seriell geschalteten Modulen, die wie oben beschrieben aus Bi2212-Kompositen aufgebaut waren. Einer der vier für diesen Test verwendeten Stacks ist in Abbildung 5 gezeigt. Bei einer Nennspannung von 8 kV und einem Nennstrom von 800 A ist die Nennleistung des einphasigen Modells 6.4 MVA. Dieses resistive Strombegrenzersmodell ist mit einem Volumen $< 1 \text{ m}^3$ (HTS-Module inklusive Kryostat) wesentlich kompakter als der induktive Strombegrenzer (2 m^3 für 1.2 MVA).

In den Tests, bei denen die HTS-Module keine Degradation zeigten, wurde ein prospektiver Kurzschlussstrom von $20 \text{ kA}_{\text{rms}}$ auf einen ersten Peakwert von 10.6 kA begrenzt (entspricht $\approx 9.5 \times I_n$). Aufgrund der Erwärmung des Materials sinkt der Kurzschlussstrom während des Kurzschlusses weiter ab: $3.2 \text{ kA}_{\text{rms}}$ nach 20 ms ($4 \times I_n$), bzw. $2.5 \text{ kA}_{\text{rms}}$ nach 80 ms ($3.1 \times I_n$). Abbildung 4 zeigt auch, dass das theoretische Modell sehr gut mit dem beobachteten Begrenzungsverhalten übereinstimmt.



Abbildung 5: Seriell geschaltete Strombegrenzersmodule

3. VERGLEICH DER STROMBEGRENZER

Im folgenden wird ein kurzer Überblick über den Stand der Technik bei den Strombegrenzern gegeben. An dieser Stelle müssen auch die Alternativen zum Einsatz von Strombegrenzern erwähnt werden. Diese Alternativen sind in der Tabelle 1 zusammengestellt. Umgekehrt können durch den Einsatz von Strombegrenzern Massnahmen wie Nachrüstung bzw. Ersatz von bestehenden Anlagen, Änderung der Netztopologie, u.s.w. vermieden werden.

Der Stand der Technik bei den Strombegrenzern ist in Tabelle 2 zusammengefasst. Stand der Technik sind konventionelle Geräte wie Kurzschlussstrombegrenzungs-Drosselspulen, HH-Sicherungen und I_s -Begrenzer. Kalkner-Kupplungen werden heute aus Kostengründen kaum mehr eingesetzt.

Neue Ansätze zur Lösung des Kurzschlussproblems sind in Tabelle 3 aufgeführt. Das Interesse konzentriert sich dabei hauptsächlich auf supraleitende Strombegrenzer und Strombegrenzer, welche auf leistungselektronischen Komponenten basieren. Diese neuen Technologien werden auf der ganzen Welt erforscht und in absehbarer Zukunft kommerziell einsetzbar sein.

- Nachrüstung bzw. Ersatz von bestehenden Anlagen
- Änderung der Netztopologie (Auftrennung von Netzteilen, Auftrennung von Sammelschienen, Auftrennung von Ringen (Spaltschalter))
- Einführung von höheren Spannungsebenen
- Anwendung von „sequential tripping“
- FACTS-Geräte
- DC-Kupplungen
- Etc.

Tabelle 1: Alternativen zum Einsatz von Strombegrenzern

Art	Charakteristika					Spannungs-Ebene
	Methode	Auslösung	Stromunterbrechung	Wiederverwendbarkeit	Hybridprinzip	
Kurzschlussstrombegrenzungs-Drosselspule	passiv	-----	-----	-----	-----	MS, HS
Transformator mit erhöhter Kurzschlussspannung	passiv	-----	-----	-----	-----	MS, HS
HH-Sicherung	aktiv	selbst-getriggert	ja	nein	nein	MS
I_s -Begrenzer	aktiv	fremd-getriggert	ja	nein	ja	MS
Resonanz-Kupplung (Kalkner-Kupplung)	aktiv	selbst-getriggert	nein	ja	nein	MS, HS

Tabelle 2: Stand der Technik bei den Strombegrenzern

Art	Charakteristika					Spannungs- Ebene (Prototypen)
	Methode	Auslösung	Stromunter- brechung	Wiederver- wendbarkeit	Hybrid- Prinzip	
Supraleitender Strombegrenzer: Resistiver Typ	aktiv	selbst- getriggert	nein	ja	nein	MS
Supraleitender Strombegrenzer: Induktiver Typ	aktiv	selbst- getriggert	nein	ja	nein	MS
Supraleitender Strombegrenzer: Transduktoren-Prinzip	aktiv	selbst- getriggert	nein	ja	nein	MS
Strombegrenzender Halbleiter- Schalter	aktiv	fremd- getriggert	ja	ja	nein	MS
Halbleiter-Strombegrenzer mit strombegrenzender Impedanz	aktiv	fremd- getriggert	ja/nein	ja	nein	MS
Halbleiter-Strombegrenzer: Hybrid-Prinzip	aktiv	fremd- getriggert	ja/nein	ja	ja	MS
"Schneller" Schalter: Hybrid-Prinzip	aktiv	fremd- getriggert	ja	ja	ja	MS
Strombegrenzender Schalter (mit hoher Lichtbogen spannung)	aktiv	fremd- getriggert	ja	ja	nein	MS
HH-Sicherungen mit Schmelzaktivatoren	aktiv	selbst- getriggert	ja	nein	nein	MS
Resonanz-Kupplung mit Schalter (Vakuum, Halbleiter)	aktiv	fremd- getriggert	nein	ja	nein	MS

Tabelle 3: Neue Lösungsansätze für Strombegrenzer

4. AUSWERTUNG DER INTERVIEWS MIT NETZBETREIBER UND INDUSTRIE

4.1. EINLEITUNG

Mit den Interviews bezüglich der Einsatzmöglichkeit von supraleitenden Strombegrenzern (SSB) bei Verteilnetzbetreibern und bei Betreibern von Industrienetzen wurde bezweckt, die Betreiber von elektrischen Netzen auf das Netzelement SSB aufmerksam zu machen und gemeinsam mit ihnen mögliche Anwendungen in ihrem Netz zu finden. In den Interviews wurden daher jeweils das Prinzip und der aktuelle Entwicklungsstand präsentiert. Anschliessend wurden ausgehend vom jeweiligen Netz aktuelle oder zukünftige Probleme im Netz diskutiert, für deren Lösung ein SSB geeignet wäre.

Die Interviews wurden mit fünf städtischen Netzbetreibern, die teilweise auch ländliche Gebiete versorgen, und mit zwei Industriebetrieben, die gemeinsam ein Mittelspannungsnetz betreiben, durchgeführt.

Hochspannungsnetze wie z.B. das 220 kV-Netz wurden nicht explizit untersucht, weil Strombegrenzer mittelfristig kaum für dieses Spannungsniveau verfügbar sein werden. Der Grund ist jedoch nicht das Spannungsniveau an sich (das Isolationssystem eines Strombegrenzers wie wir ihn uns vorstellen ist analog zu Leistungstransformatoren eine Kombination aus Feststoff- und Flüssigisolation, wobei die Flüssigkeiten Öl bzw. flüssiger Stickstoff ähnliche dielektrische Eigenschaften haben), sondern eher die involvierten Nennleistungen in diesem Spannungsbereich. Eine Einführung dieser neuen Technologie in einem Bereich mit Durchgangsleistungen von 500 MVA und mehr pro Gerät (d.h. für eigentliche Übertragungsanwendungen) ist sicher nicht sinnvoll, bevor Erfahrungen mit kleineren Geräten im Mittelspannungsbereich vorliegen.

4.2. AUFBAU DER INTERVIEWS

4.2.1. Präsentationen zum SSB

Das Prinzip der Supraleitung wurde den Betreibern von elektrischen Netzen ausgehend von der Systemstudie „Anwendung der Hochtemperatursupraleitung (HTS) in elektrischen Netzen“ und den physikalischen Grundlagen der HTS erläutert. Anhand von realisierten Komponenten wurde der aktuelle Stand der Entwicklung des „resistiven“ SSB als Plattenmodul aufgezeigt sowie auf die für den Betrieb der SSB notwendige Kühlung eingegangen.

Um die Betreiber der elektrischen Netze auf eine Anwendungen in ihrem Netz zu sensibilisieren wurden die drei prinzipiell Möglichen Anwendungen der SSB in Verteilnetzen und deren Vorteile aufgezeigt.

Diese drei Anwendungsmöglichkeiten sind:

- a) SSB in der Kupplung zwischen zwei Netzen
- b) SSB in der Einspeisung
- c) SSB in den Abgängen von Unterwerken oder Transformatorstationen

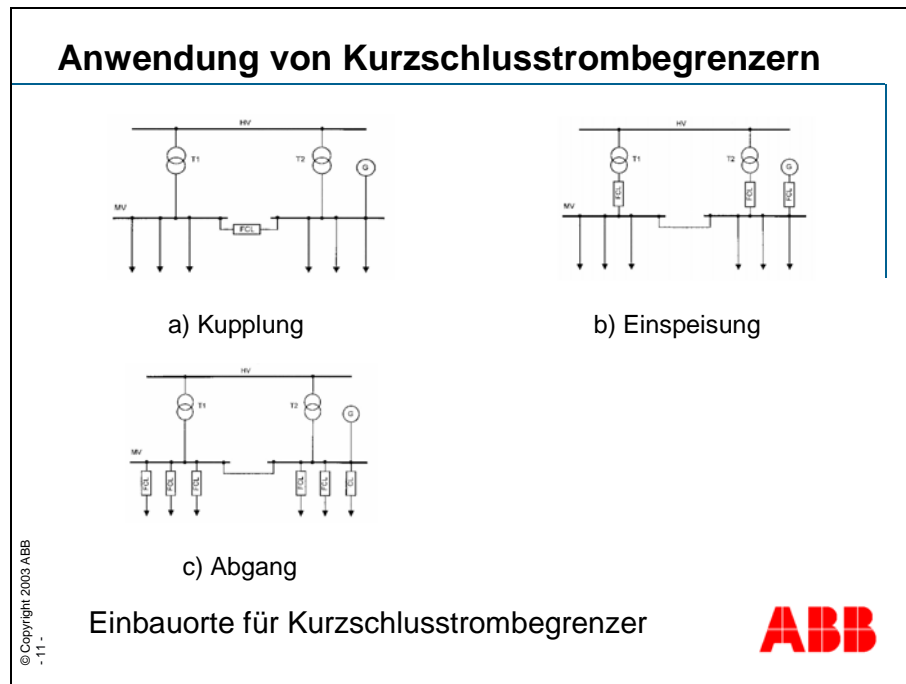


Abbildung 6: Mögliche Einbauorte für SSB

Anwendung von Kurzschlussstrombegrenzern

Vorteile der Anwendung von Kurzschlussstrombegrenzer

	Kupplung	Einspeisung	Abgang
Reduktion des Kurzschlussstromes im System	x	x	
Reduktion des Kurzschlussstromes in einem Abgang			x
Reduktion von Spannungseinbrüchen und Flickererscheinungen (kleinere gesamte Quellenimpedanz)	x	x	x
Reduktion von Harmonischen (kleinere gesamte Quellenimpedanz)	x	x	x
Höhere Verfügbarkeit des Systems (Parallelschaltung der einspeisenden Transformatoren und Generatoren)	x	x	
Höhere Belastung in einem Teilsystem möglich (höher als die eingespeiste Leistung in diesem Teilsystem)	x		
Gleichmässige Belastung der einspeisenden Transformatoren (Parallelschaltung)	x	x	

© Copyright 2003 ABB
- 12 -

Abbildung 7: Vorteile der einzelnen Anwendungen

4.2.2. Informationen zum Netz

Damit Einsatzmöglichkeiten von SSB in einem Netz erkannt werden, ist es erforderlich, dass allfällige Netzprobleme, die mit SSB gelöst werden können, bekannt sind. Deshalb wurde eine Fragenliste für die Betreiber von elektrischen Netzen erstellt und diesen jeweils vorgängig zum Interview zugestellt. Im Rahmen des Interviews wurde die Fragenliste gemeinsam mit den Betreibern durchgegangen, womit rasch eine Vorstellung über das Netz, dessen Betrieb und allfälligen Netzproblemen gewonnen werden konnte.

Die Fragenliste umfasste folgende Punkte:

- Spannungen der einzelnen Netzebenen.
- Aufbau und Betrieb der einzelnen Verteilnetzebenen.
- Anzahl der Unterwerke und Transformatorenstationen im Netz.
- Installierte Transformatorenleistung.
- Maximale Kurzschlussströme in den Unterwerken und den Transformatorenstationen sowie im Verteilnetz und die Belastungsgrenzen der einzelnen Elemente.
- Aufbau der Unterwerke und Transformatorenstationen.
- Freier Raum in Unterwerken und Transformatorenstationen für eine allfällige Platzierung der SSB.
- Schutzkonzept auf den einzelnen Spannungsebenen.
- Ausbau oder Umbaupläne im Verteilnetz.
- Allfällige Erfahrungen mit bereits eingesetzten Kurzschlussstrom begrenzenden Elementen.
- Grundsätzliches Interesse, die Einsatzmöglichkeiten von SSB im elektrischen Netz zu untersuchen und die Bereitschaft des Netzbetreibers, die dazu benötigten Unterlagen zur Verfügung zu stellen.
- Kunden des Netzbetreibers, die ein Bedürfnis haben, den Kurzschlussstrom in deren Netz zu reduzieren.

4.2.3. Einsatzmöglichkeiten von SSB

Nachdem die Fragenliste gemeinsam mit dem Betreiber des elektrischen Netzes durchgearbeitet und die Antworten diskutiert worden sind, kristallisierten sich in den meisten Fällen Einsatzmöglichkeiten für SSB heraus. Zur Beurteilung der erkannten Einsatzmöglichkeiten stellten die Netzbetreiber die benötigten Daten zur Verfügung. Eine Auswahl daraus wurde im Projekt weiterverwendet.

4.3. AUSWERTUNG DER INTERVIEWS

4.3.1. Besuchte Betreiber von elektrischen Netzen

Die folgenden Betreiber von elektrischen Netzen wurden interviewt:

- Energie Wasser Luzern (ewl)
- Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)
- Industrielle Werke Basel (IWB)
- Energie Wasser Bern (ewb)
- Regionalwerke Baden (RWB)
- Lonza AG und Teranol AG in Visp an einer gemeinsamen Sitzung

Im folgenden werden die Resultate der einzelnen Interviews und die daraus resultierenden Einsatzmöglichkeiten von SSB aufgezeigt.

4.3.2. Energie Wasser Luzern (ewl)

4.3.2.1. Verteilnetz der ewl

Die ewl wird ab dem 110 kV resp. 50 kV Netz der CKW versorgt. Das 50 kV Netz wird in Zukunft durch eine Erweiterung des 110 kV Netzes ersetzt werden. Die Transformation auf das 10 kV Mittelspannungsnetz erfolgt in drei Unterwerken mit 110/10 kV Transformatoren und in einem Unterwerk mit 50/10 kV Transformatoren. In den Unterwerk sind vorwiegend Transformatorleistungen von 2 x 40 MVA oder 2 x 25 MVA installiert.

Das 50 kV Unterwerk muss im Zusammenhang mit dem Umbau des 50 kV Netzes auf 110 kV in den nächsten Jahren ersetzt werden. Die Transformatorleistung wird im neuen Unterwerk 1 x 40 MVA oder 2 x 40 MVA betragen.

Im Normalbetrieb erfolgt keine Parallelschaltung von 25 MVA oder 40 MVA Transformatoren.

Im 10 kV Mittelspannungsnetz beträgt der maximale Kurzschlussstrom 33 kA, bei einer kurzzeitigen Parallelschaltung von zwei 40 MVA Transformatoren in einem Unterwerk. Werden zwei Unterwerke mit 40 MVA Transformatoren über das Mittelspannungsnetz parallel geschaltet, so beträgt der Kurzschlussstrom 28.5 kA. Die Mittelspannungskomponenten sind für einen Kurzschlussstrom von 31.5 kA ausgelegt, d.h. der Kurzschlussstrom darf nicht mehr weiter ansteigen. Der Schutz im Mittelspannungsnetz erfolgt mittels Primärrelais mit Überstrom-Zeit-Schutz in jedem Abgang.

Das Mittelspannungsnetz ist isoliert und wird strahlenförmig betrieben. Die Möglichkeit einer zukünftigen Vermaschung wird zur Zeit bei ewl abgeklärt. Zudem wird das Mittelspannungsnetz in ca. 20 – 25 Jahren auf die Nennspannung von 20 kV umgestellt.

Das Niederspannungsnetz wird ab ca. 250 Transformatorstationen mit installierten Leistungen von 400 kVA, 630 kVA und 1000 kVA versorgt. Das NS-Netz wird strahlenförmig ab einer Transformatorstation betrieben. Jedes Teilnetz kann ab zwei Transformatorstationen versorgt werden.

Der Schutz im NS-Netz erfolgt mittels Sicherungen in den Abgängen der Transformatorstationen und der Verteilkabinen.

Die ewl betreibt auch die Gleichrichteranlagen der Verkehrsbetriebe Luzern.

4.3.2.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

Im Verteilnetz der ewl bestehen folgende Einsatzmöglichkeiten für SSB:

- Erhöhung der Transformatorenleistung in Unterwerken und Erhöhung der Spannung im MS-Netz auf 20 kV

Eine Einsatzmöglichkeit für SSB ergibt sich im Zusammenhang mit der langfristig vorgesehenen Umstellung der Spannung im MS-Netz von 10 kV auf 20 kV. Ein diesbezügliches Szenario kann sein, dass vorgängig zur Spannungsumstellung die Unterwerkstransformatoren, sobald diese ersetzt werden müssen, mit neuen 40 MVA Transformatoren ausgerüstet werden, deren Sekundärseite zwischen 10 kV und 20 kV umschaltbar ist. Solange das Netz noch mit 10 kV betrieben wird, würde der gegenüber dem aktuellen Zustand erhöhte Kurzschlussstrom der Transformatoren mittels SSB in Serie zu den sekundärseitigen Transformatorschaltern begrenzt werden.

- Parallelschaltung von Teilnetzen

Zur Erhöhung der Verfügbarkeit des MS-Netzes kann auch eine dauernde Zusammenschaltung von Teilen des MS-Netzes, die ab unterschiedlichen Unterwerken versorgt werden, in Betracht gezogen werden. SSB können dabei in Serie zu den Netzkupplungen im Verteilnetz installiert werden, um den Kurzschlussstrom im Verteilnetz zu begrenzen.

Grundsätzlich besteht von Seite der ewl ein Interesse an der Anwendung von SSB. Für einen Einsatz in ihrem Verteilnetz müssen diese aber ausgereift sein und dürfen keinen Prototypencharakter aufweisen.

4.3.3. Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)

4.3.3.1. Verteilnetz der ewz

Das ewz betreibt Verteilnetze auf mehreren Spannungsebenen, nämlich ein 150 kV Hochspannungsnetz, zwei Mittelspannungsnetze mit 22 kV und 11 kV sowie ein 400 V Niederspannungsnetz.

Das 150 kV HS-Netz wird ab 4 Unterwerken mit 220/150 kV Transformatoren gespeist. Diese Transformatoren haben eine Leistung von typisch 140 MVA. Sechs der insgesamt acht Hochspannungstransformatoren können über das vermaschte 150 kV HS-Netz parallel geschaltet werden, was im Normalbetrieb auch der Fall ist. Zwei der vier Unterwerke werden zukünftig durch ein neues Unterwerk ersetzt werden. In diesem neuen Unterwerk werden zwei bis drei 280 MVA Transformatoren eingesetzt werden.

Für die Transformation der Spannung vom 150 kV auf 22 kV resp. 11 kV betreibt das ewz 15 Unterwerke. Die 11 kV Teilnetze werden jeweils ab einem Transformator mit 31.5 MVA Leistung gespeist. Die 22 kV Teilnetze werden jeweils ab einem Transformator mit 50 MVA Leistung gespeist. Die 11 kV und 22 kV Mittelspannungsnetze sind isoliert. Die MS-Netze werden so geschaltet, dass ein Erdschussstrom von nicht grösser als 200 A auftreten kann.

Die MS-Netze sind in 2er- oder 3er-Ringen aufgebaut, d.h. ein Ring hat 2 oder 3 Einspeisungen. Diese Ringe werden als geschlossene Ringe betrieben. Bei einem Kurzschluss werden die Ringe jeweils durch einen Spaltschalter in Strahlennetze aufgetrennt. Der fehlerbehaftete

Netzteil wird im Unterwerk oder teilweise in Schalt- resp. Transformatorenstationen weggeschaltet. Die Abschaltung erfolgt mittels Überstrom-Zeit-Schutz. Der Fehlerort wird mittels Überstromsignalisierung lokalisiert. Der Grund für die Ringschaltung der MS-Netze beim ewz liegt in der Verlustreduktion und den Vereinfachungen für den Betrieb bei Wartungsarbeiten.

Bezüglich Schutz geht beim ewz die Tendenz dahin, dass das Schutzkonzept möglichst einfach ist, dass nur noch in den Unterwerken Leistungsschalter eingesetzt werden und im Verteilnetz möglichst wenig Schutzgeräte erforderlich sind.

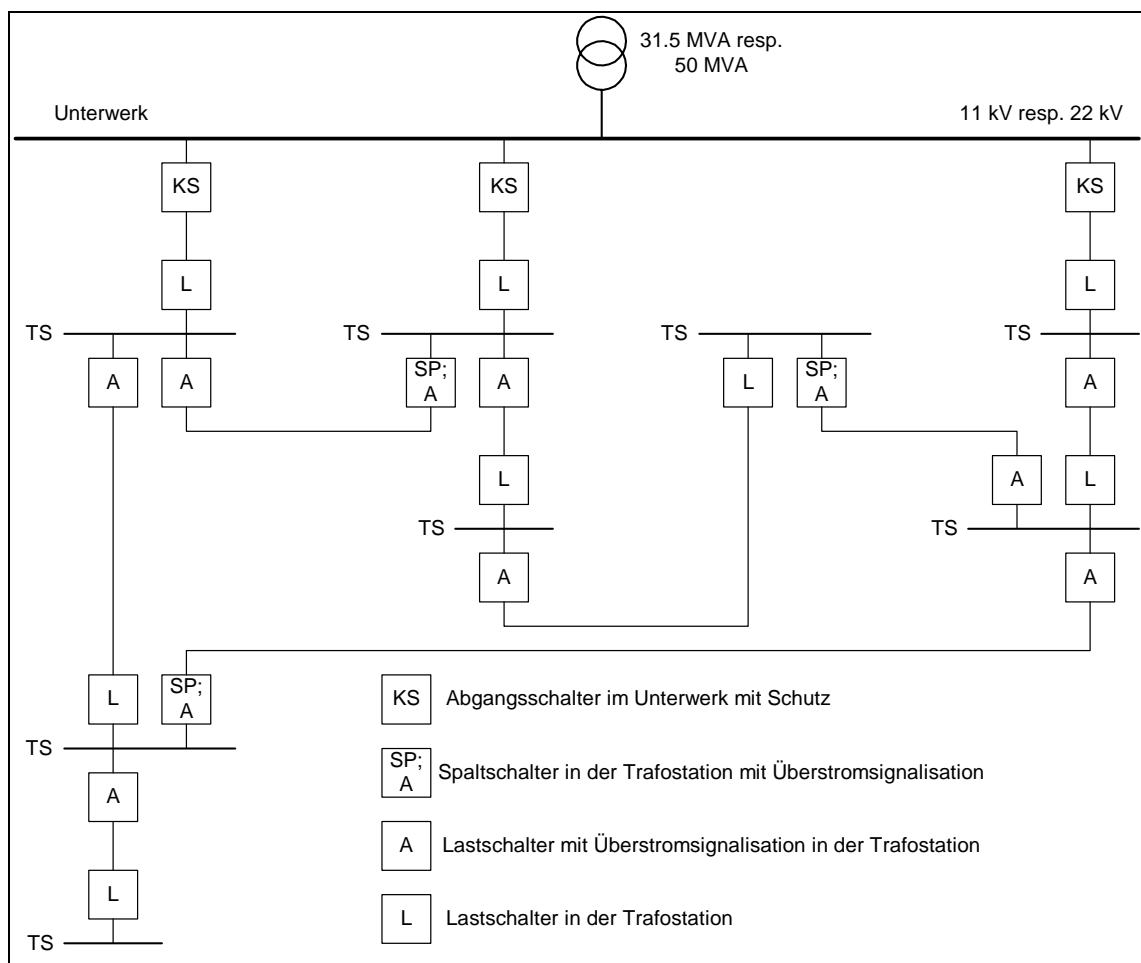


Abbildung 8: Prinzip des Mittelspannungs-3er Ringes

Die Niederspannungsnetze werden ab 650 Transformatorenstationen versorgt. Die Transformatorenstationen sind je mit 2 Trafos von 630 kVA bis 1000 kVA bestückt.

Die Transformatorprimärschalter in den Transformatorenstationen sind mit Sicherungen für die Momentanauflösung und mit thermischem Schutz für die Überlast ausgerüstet. Der Transformatorsekundärschalter enthält keinen Schutz. Die Abgänge der NS-Verteilungen sind mit Sicherungsleisten realisiert.

Das NS-Netz wird pro Transformator als geschlossener Ring und teilweise auch vermascht betrieben. Dabei erfolgt keine Verbindung zwischen zwei Transformatorstationen. NS-Netze

werden oft auch ab zwei Transformatoren einer Transformatorstation gespeist, daher beträgt der maximale Kurzschlussstrom 50 kA.

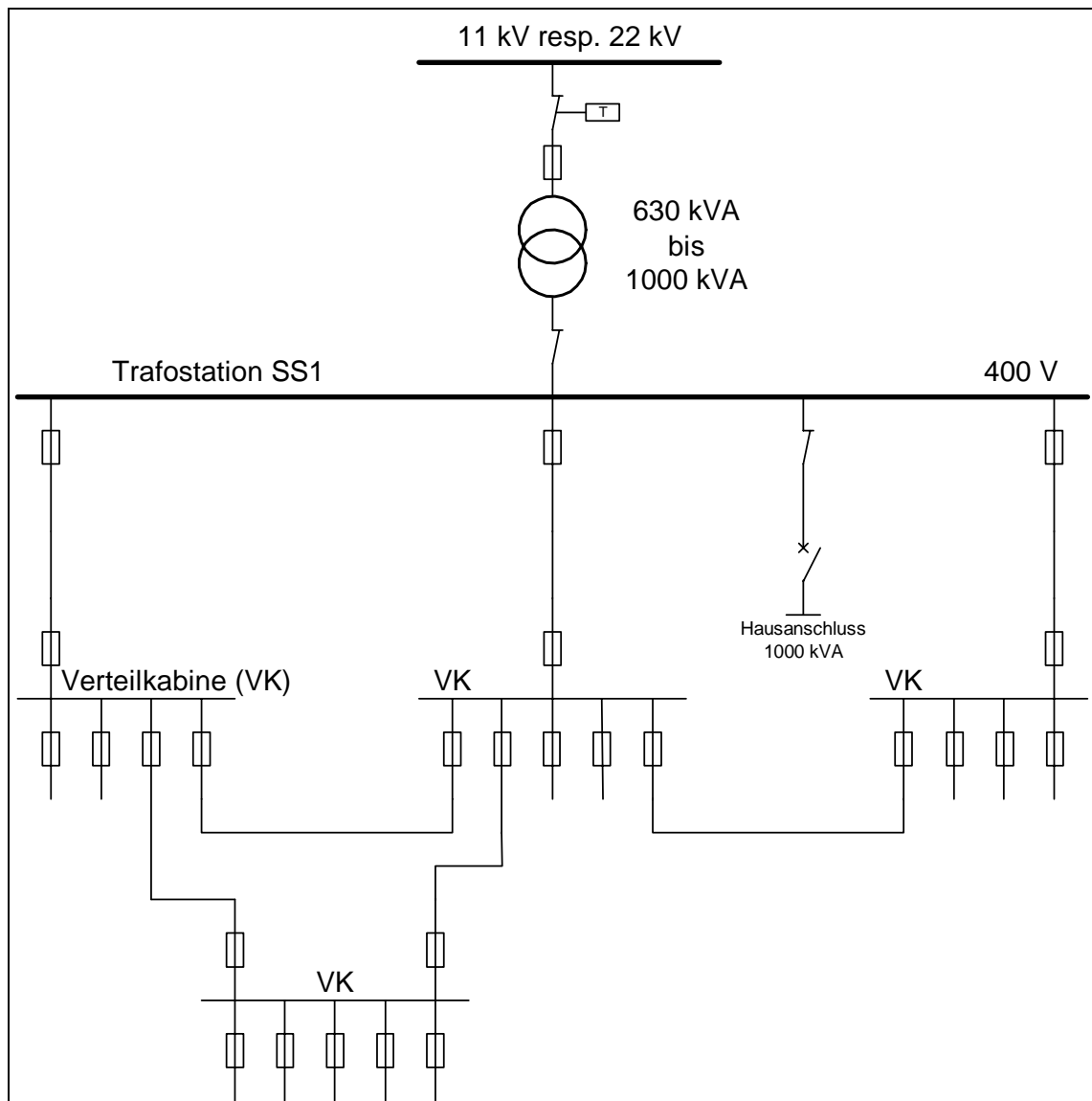


Abbildung 9: Prinzip des Niederspannungsringes ab einem Trafo einer TS

Das ewz betreibt auch die Gleichrichteranlagen der Verkehrsbetriebe Zürich.

4.3.3.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

Im Verteilnetz des ewz bestehen folgende Einsatzmöglichkeiten für SSB:

- Kurzschlussstrombegrenzung auf dem HS-Netz.

Das ewz ist an einer Begrenzung des Kurzschlussstromes auf der 150 kV HS-Ebene interessiert, so dass nicht nur sechs, sondern alle acht 220/150 kV Transformatoren über das Hochspannungsnetz parallel geschaltet werden können. Die SSB sollen dabei in ausgewählten Netzkuppelstellen eingesetzt werden.

- Einspeisung ab der KVA Aubrugg ins HS-Netz

Der Anteil des Kurzschlussstromes ab den Generatoren der KVA Aubrugg kann mittels SSB begrenzt werden.

Ein Einsatz des SSB im MS-Netz ist aus der Sicht des ewz nicht erforderlich, da der Kurzschlussstrom nicht begrenzt werden muss. Zudem ist im Kurzschlussfall mit den Spaltschaltern eine ausreichend schnelle Auftrennung der vermaschten MS-Ringe gegeben.

Das ewz ist an einer zusätzlichen Funktionalität der SSB zur Lastflussregelung auf der HS-Ebene interessiert.

4.3.4. Industrielle Werke Basel (IWB)

4.3.4.1. Verteilnetz der IWB

Die IWB betreiben 7 Unterwerke. Das Städtetz wird ab 150/11 kV Transformatoren und das Industrienetz ab 150/50 kV Transformatoren versorgt.

Die 150/50 kV Transformatoren des Industrienetzes werden dauernd parallel geschaltet. Im Industrienetz besteht kein Bedarf, die Kurzschlussströme zu begrenzen.

Das 11 kV Mittelspannungsnetz wird aufgeteilt in die sogenannten Bezirksnetze und die Stichnetze. Die Bezirksnetze werden in geschlossenen Ringen betrieben. In den Ringen des Bezirksnetzes befinden sich die Bezirksstationen ab denen die Stichnetze gespeist werden. Die Bezirksnetze sind für einen Betrieb mit jeweils zwei parallel geschalteten 150/11 kV Transformatoren ausgelegt; die Stichnetze nicht. Ursprünglich wurden die Bezirksstationen zur Begrenzung der Kurzschlussströme in den Stichnetzen mit strombegrenzenden Drosseln betrieben. Auf Grund der NISV mussten diese Drosseln ausser Betrieb genommen werden, mit der Folge, dass die Transformatoren auf der MS-Ebene nicht mehr parallel geschaltet werden dürfen.

Im MS Ringnetz, d.h. zwischen den Unterwerken und den Bezirksstationen wird Distanzschutz eingesetzt, in den Stichen ab den Bezirksstationen Überstrom-Zeit-Schutz.

Die Niederspannungsnetze werden ab ca. 600 Transformatorenstationen versorgt. Die Transformatorenstationen sind mit zwei Transformatoren mit Leistungen bis zu 1'000 kVA ausgerüstet. Die Transformatoren werden normalerweise nicht parallel geschaltet. Die 400 V Seite der Transformatorenstationen ist auf den Betrieb mit einem 1'000 kVA Transformator ausgelegt. Der Schutz auf der NS-Ebene erfolgt mit Sicherungen.

Die IWB betreiben auch die Gleichrichteranlagen der Verkehrsbetriebe Basel.

4.3.4.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

Die IWB ist an der Einsatzmöglichkeit von SSB zur Sammelschienenkupplung auf der 11 kV Seite der Unterwerke interessiert. Dadurch könnten die Bezirksnetze wieder ab zwei Transformatoren gespeist und vermascht betrieben werden. Die SSB würden mit der Kurzschlussstrombegrenzung in den Bezirksnetzen auch die Funktion der ausser Betrieb genommenen Drosseln der Bezirksstationen übernehmen.

4.3.5. Energie Wasser Bern (ewb)

4.3.5.1. Verteilnetz der ewb

Die ewb betreiben fünf Unterwerke mit 132/10 kV Transformatoren. In den Unterwerken stehen Transformatoren mit Leistungen von 25 MVA und 40 MVA im Einsatz. Eine Parallelschaltung der Transformatoren erfolgt nur im Notfall. Zukünftig werden die 25 MVA Transformatoren durch 40 MVA Transformatoren ersetzt werden.

Das Mittelspannungsnetz ist als vermaschtes Ringnetz aufgebaut, es wird jedoch als Strahlennetz betrieben. Der Schutz auf der MS Ebene ist mittels Überstrom-Zeit-Relais realisiert. Parallel betriebene Leitungen sind mit Distanzschutz und thermischem Schutz ausgerüstet. Ein vermaschter Betrieb ist nicht erforderlich, da die Störungsanfälligkeit im Verteilnetz zur Zeit sehr gering ist.

Die Niederspannungsnetze werden ab 600 Transformatorenstationen versorgt. Üblicher weise wird pro Transformatorenstation eine Leistung von 700 kVA installiert. Diese setzt sich zusammen aus Transformatoren mit den Leistungen 150 kVA, 400 kVA und 630 kVA. Im Maximum werden zwei Transformatoren mit einer Leistung von 630 kVA parallel betrieben. Die Primärseite der Transformatoren ist mit HH-Sicherungen, die Sekundärseite mit NH-Sicherungen ausgerüstet.

Die Niederspannungsnetze sind als Ringnetze aufgebaut, die offen betrieben werden. In die Quartiere wird mit Stichen ab dem Ringnetz gefahren.

Die ewb betreiben auch die Gleichrichteranlagen der Verkehrsbetriebe der Stadt Bern.

4.3.5.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

Zur Zeit besteht bei ewb keine Einsatzmöglichkeit für SSB. Prinzipiell sind auf der MS Ebene folgende Möglichkeiten vorhanden:

- Beim zukünftigen Ersatz von 25 MVA Transformatoren durch 40 MVA Transformatoren.
- Bei einer allfälligen Ringbildung im MS-Netz
- Bei einer allfälligen Parallelschaltung von Unterwerken

4.3.6. Regionalwerke Baden (RWB)

4.3.6.1. Verteilnetz der RWB

Die RWB betreiben zwei Unterwerke mit 110/16 kV Transformatoren. In jedem Unterwerk sind zwei 40 MVA Transformatoren installiert, wobei jeweils einer in das 16 kV MS-Netz der RWB und einer in das 16 kV Verteilnetz der AEW Energie AG einspeist. Die beiden Transformatoren eines Unterwerks können nicht parallel geschaltet werden.

Das Mittelspannungsnetz der RWB wurde in den letzten Jahren von der Nennspannung 8 kV auf die aktuelle Nennspannung von 16 kV umgestellt. Das MS-Netz ist vermascht aufgebaut, wird jedoch in offenen Ringen betrieben. Die RWB betreiben ihr MS-Netz in offenen Ringen, da sie mit vermaschten Netzen bisher keine guten Erfahrungen gemacht haben. Die beiden MS-Netze Baden und Dättwil werden je ab einem Unterwerk und einem Transformator gespeist. Bezüglich der Verbesserung der Verfügbarkeit der Netze sind die RWB an einer Kupp-

lung des MS-Netzes Baden mit dem MS-Netz Dättwil interessiert. Der Kurzschlussstrom muss bei einer Netzkupplung allerdings begrenzt werden. Der Schutz im MS-Netz erfolgt mittels Überstrom-Zeit-Staffelung.

Die Niederspannungsnetze werden ab 90 Transformatorenstationen versorgt. Die in den Transformatorenstationen installierte Leistung beträgt mindestens 630 kVA bis maximal 2 x 1'250 kVA. Die Grobverteilung in den NS-Netzen erfolgt über offene Ringe, die Feinverteilung über Stichleitungen. Eine Kupplung von NS-Netzen erfolgt nur im Notfall. Der Schutz wird im NS-Netz mit Sicherungen realisiert.

4.3.6.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

Da die beiden MS-Netze Baden und Dättwil je ab lediglich einem Transformator im entsprechenden Unterwerk gespeist werden, ist die RWB an einer Kupplung der beiden MS-Netze mit gleichzeitiger Einspeisung ab den beiden Unterwerken interessiert, d.h. die beiden Transformatoren würden über das MS-Netz parallel geschaltet. Um die Kurzschlussströme im Fehlerfall ausreichend begrenzen zu können, wären dabei SSB an den Netzkuppelstellen ausserhalb der Unterwerke notwendig.

4.3.7. Lonza AG und Teranol AG in Visp

4.3.7.1. Industrienetz der Lonza AG und Teranol AG

Die Lonza AG betreibt zur Versorgung ihrer Produktion in Visp und Lalden und zur Versorgung der Produktion von Teranol AG in Lalden zwei 6 kV MS-Netze eines in Visp und eines in Lalden

Das 6 kV Netz in Visp besteht aus zwei geschlossen betriebenen Ringen, die je ab einem Transformator gespeist werden. Im Normalfall werden diese beiden Ringe nicht parallel geschaltet.

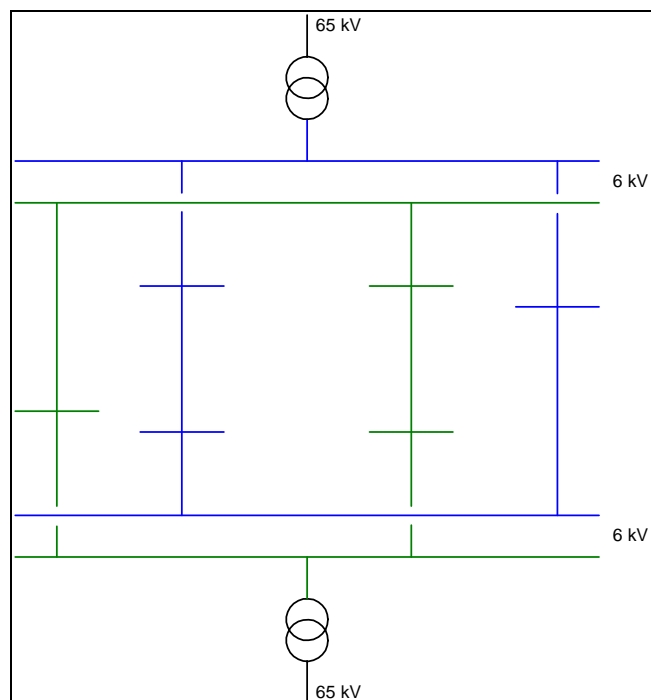


Abbildung 10: Prinzip des 6 kV Netzes Visp

Das 6 kV Netz in Lalden wird ab drei 25 MVA Transformatoren gespeist. Das Netz ist als Ring aufgebaut und wird als offener Ring betrieben, d.h. im Normalbetrieb erfolgt keine Parallelschaltung der Einspeisungen. Die beiden Stationen B1 und B2 der Teranol AG werden ab zwei Stationen dieses Netzes versorgt.

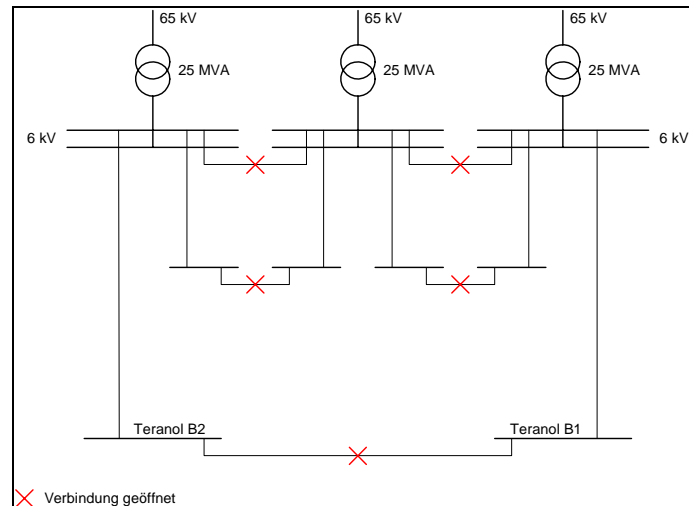


Abbildung 11: Prinzip des 6 kV Netzes Lalden

4.3.7.2. Einsatzmöglichkeiten für SSB

SSB könnten in beiden Netzen zur Netzkupplung eingesetzt werden. Das Netz Lalden kann als geschlossener Ring betrieben werden, wenn die drei Transformatoren über SSB parallel geschaltet werden. Im Netz Visp können die beiden Ringe parallel geschaltet werden, wenn die Sammelschienen über SSB gekuppelt werden. Dank dem Einsatz des SSB in den Kuppel-elementen steigt die Kurzschlussleistung nur gering an.

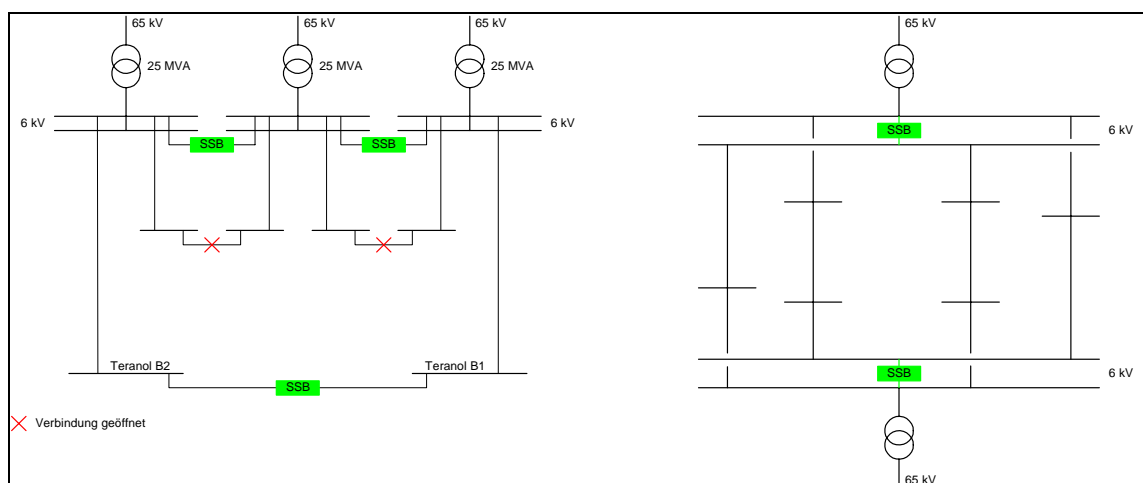


Abbildung 12: 6 kV Netze Lalden und Visp mit SSB in den Kuppel-elementen

In den 6 kV Netzen Lalden und Visp besteht zur Zeit keine Anforderung, die Leistung zu erhöhen. Eine Parallelschaltung der Transformatoren oder der Netze muss somit mit der Erhöhung der Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung begründet werden können. Versorgungsausfälle im MS-Netz der Lonza AG sind äusserst selten. Erfolgt ein Ausfall jedoch bei voller Produktion, so entstehen hohe Kosten. Bei der Lonza AG betragen diese Produktions-

ausfallkosten ca. Fr. 500'000.- pro Ereignis, bei Teranol AG betragen diese Produktionsausfallkosten ca. Fr. 100'000.- pro Stunde.

Eine dauernde Parallelschaltung der Transformatoren oder der Netze wird aus Gründen eines einfacheren Netzbetriebes nicht gefordert. Für Umschaltungen werden die Transformatoren resp. die Netze jeweils kurzzeitig parallel geschaltet.

Die Teranol AG wird in den nächsten Jahren die MS-Schaltanlage B1, welche in das MS-Netz Lalden eingebunden ist, erneuern müssen, da diese Schaltanlage für einen Kurzschlussstrom von 31.5 kA dimensioniert ist, der maximal mögliche Kurzschlussstrom aber auf 33 kA angestiegen ist. Durch die Reduktion des Kurzschlussstromes mittels SSB in den Einspeisungen zur MS-Schaltanlage B1 könnte die Investition zur Erneuerung hinausgezögert werden.

An die Verfügbarkeit von SSB in der Einspeisung werden von Teranol AG sehr hohe Anforderungen gestellt, denn es darf kein Produktionsausfall auf Grund einer Störung des SSB erfolgen. Die MS-Schaltanlage kann ab zwei unterschiedlichen Einspeisungen versorgt werden. Somit besteht eine Redundanz der Einspeisung über SSB, sofern beide Einspeisungen mit einem SSB ausgerüstet werden.

Bei einem Einsatz von SSB bei Lonza AG oder Teranol AG besteht der Vorteil, dass im Werk der Lonza AG vorhandener flüssiger Stickstoff zur Kühlung genutzt werden kann, d.h. auf Kühlaggregate für die SSB kann verzichtet werden.

Der Einsatz von SSB in den Einspeisungen MS-Schaltanlage B1 der Teranol AG zur Hinauszögerung von Investitionen, wird vom Betreiber als realistische Möglichkeit betrachtet. Der Einsatz von SSB zur dauernden Reduktion des Kurzschlussstromes, um eine Neuanlage für einen geringeren Kurzschlussstrom auslegen zu können, wird vom Betreiber als riskant betrachtet, da für die SSB keine Erfahrungen über das Langzeitverhalten bestehen. Bei einer MS-Schaltanlage muss von einer Lebensdauer von ca. 40 Jahren ausgegangen werden.

4.4. SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DEN DURCHGEFÜHRTEN INTERVIEWS

Die durchgeführten Interviews mit Betreibern von elektrischen Netzen lassen folgende Schlussfolgerungen zu den Netzen zu:

- Es besteht keine einheitliche Netzstruktur bei den einzelnen Betreibern von elektrischen Netzen, d.h. jedes Netz muss bezüglich der Einsatzmöglichkeit von SSB separat betrachtet werden.
- In den Unterwerken, die die HS-Ebene mit der MS-Ebene verbinden werden als Standard 25 MVA oder 40 MVA Transformatoren eingesetzt, wobei die Tendenz zu den grösseren Transformatorleistungen geht. Vereinzelt werden auch andere Transformatorleistungen realisiert.
- Die Unterwerkstransformatoren mit Leistungen von 25 MVA resp. 40 MVA werden meistens nur kurzzeitig parallel geschaltet.
- Die MS-Netze sind meist vermascht aufgebaut, werden aber lediglich strahlenförmig betrieben.
- Die MS-Netze werden hauptsächlich mit Überstrom-Zeit-Relais geschützt.
- MS-Netze, die vermascht oder in geschlossenen Ringen betrieben werden, weisen spezielle Schutzeinrichtungen, wie Spaltschalter oder Distanzschutz auf.
- Einzelne Betreiber von elektrischen Netzen würden gerne jeweils zwei MS-Netze miteinander koppeln, um die Leistung und die Verfügbarkeit dieser Netze zu erhöhen. Diese Kupplung wird aber häufig auf Grund des zu hohen Kurzschlussstromes nicht realisiert.
- In den Transformatorenstationen werden ausschliesslich Transformatoren mit Standardleistungen eingesetzt. Die installierten Leistungen in den Transformatorenstationen variieren je nach dem Leistungsbedarf der ab dem NS-Netz versorgten Verbraucher von minimal 400 kVA bis maximal 2 x 1'250 kVA.
- Die NS-Netze sind meistens vermascht aufgebaut, werden aber häufig strahlenförmig betrieben
- Die NS-Netze der Verteilnetzbetreiber werden mit NH-Sicherungen geschützt.
- Im Auftrag der Betreiber von Städtischen Netzen liegt häufig auch der Betrieb der Gleichrichteranlagen für die städtischen Verkehrsbetriebe zur Anspeisung der Fahrleitungen für Tram und Trolleybus.

Bei den Interviews kristallisierten sich folgende Schlussfolgerungen im Zusammenhang mit den Einsatzmöglichkeiten von SSB heraus:

- Die Betreiber von elektrischen Netzen sind prinzipiell offen für den Einsatz von SSB in ihren Netzen. Es gibt allerdings Einschränkungen, wie diese, dass eine ausgereifte Technik gefordert wird oder dass zur Zeit kein Bedarf besteht. Dem gegenüber stehen auch konkrete Einsatzmöglichkeiten.
- Die hauptsächliche Einsatzmöglichkeit liegt im Mittelspannungsnetz.
- Auf der Hochspannungsebene bestehen Einsatzmöglichkeiten zur vollständigen Vermaschung, resp. Parallelschaltung sämtlicher installierter Transformatoren oder zur

Kurzschlussstrombegrenzung bei der Aufschaltung von leistungsstarken Generatoren, wie z.B. von einer Kehrlichtverbrennungsanlage.

- Im Niederspannungsnetz besteht kein Bedarf für SSB.
- Die häufigste Einsatzmöglichkeit von SSB liegt in der Kupplung von MS-Netzen. Dabei kann diese Kupplung in den Unterwerken durch die Parallelschaltung von zwei Transformatoren erfolgen oder ausserhalb der Unterwerke an ausgewählten Stellen zur Kupplung zweier Netze. Mit der Kupplung von MS-Netzen wird eine Leistungserhöhung im Netz und eine Verbesserung der Verfügbarkeit angestrebt, ohne dass damit auch ein Anstieg des Kurzschlussstromes verbunden ist.
- Eine weitere Einsatzmöglichkeit von SSB ist die Platzierung in Serie zu den sekundärseitigen Transformatorschaltern in den Unterwerken. Mit dieser Anwendung wird erreicht, dass die Kurzschlussströme im MS-Netz auch nach einem Ersatz durch einen leistungsstärkeren Transformator nicht ansteigen. Somit werden keine Leitungs- und Anlagenverstärkungen notwendig.
- Die Einsatzmöglichkeit von SSB in der Einspeisung einzelner Stationen beschränkt sich eher auf die Anwendungen in der Industrie, wenn z.B. infolge eines Anstiegs der Kurzschlussleistung in einem Industrienetz noch nicht alle Stationen auf den höheren Kurzschlussstrom umgebaut werden sollen. Der Einsatz eines SSB in der Einspeisung einer Station verlangt eine Hohe Verfügbarkeit des SSB, welche wohl nur erfüllt werden kann, wenn die Station von zwei Seiten über je einen SSB versorgt wird.

5. SIMULATIONEN

5.1. EINLEITUNG

Anhand einiger typischen Anwendungsbeispiele aus dem Bereich der öffentlichen Stromversorgung und der Industrie soll hier aufgezeigt werden, welche Kurzschlussstrombegrenzung mit heute realisierbaren supraleitenden Strombegrenzern konkret erreicht werden kann.

5.2. STROMBEGRENZER-MODELL

Um das Verhalten eines supraleitenden Strombegrenzers in einem spezifischen Anwendungsfall schnell vorhersagen zu können, wurde ein einfaches Modell entwickelt, das neben dem Supraleiter und dem elektrischen Bypass noch die mechanischen Verstärkungen sowie den Wärmetransfer ins Flüssigstickstoffbad umfasst.

Der elektrische Bypass (parallel zum Supraleiter) wird durch einen temperaturabhängigen spezifischen Widerstand $\rho_n(T)$ beschrieben.

Die Strom – Spannungskennlinie von Bi2212 (Abbildung 13) wird in den drei Bereichen jeweils durch ein Potenzgesetz approximiert: (1) $E^{(1)}(j,T) = c^{(1)}(T) j^{\alpha(T,E_0)}$ im supraleitenden Bereich; (2) $E^{(2)}(j,T) = c^{(2)}(T) j^\beta$ im Bereich der Flussschlauchwanderung; (3) $E^{(3)}(j,T) = c^{(3)}(T) j$ im normalleitenden Bereich. Die Parameter $c^{(1)}(T)$, $\alpha(T)$ und $c^{(2)}(T)$ wurden aus einem Fit an die experimentellen Daten bestimmt. Die Parameter E_0 und β beruhen ebenfalls auf experimentellen Daten, sind jedoch temperaturunabhängig. Im Bereich $T < T_c$ liegen für $c^{(3)}(T)$ keine experimentellen Daten vor, daher wurde $c^{(3)}(T) = \rho(T_c) T/T_c$ angenommen.

Für die thermische Modellierung wurde ein längs der Leiterlänge homogenes Komposit angenommen. Die im Material dissipierte Energie wird daher nur senkrecht zum Leiter ins Stickstoffbad übertragen und die Wärmediffusion kann mit einer eindimensionalen Diffusionsgleichung beschrieben werden.

Verschiedene mögliche Anwendungen von supraleitenden Strombegrenzern in Netzen der elektrischen Energieversorgung wurden rechnerisch untersucht. Dabei wurde für den Strombegrenzer ein gegenüber dem oben erwähnten Modell vereinfachtes Modell mit $E_0 \rightarrow 0$ verwendet. Dieses Modell weist alle für das Begrenzungsverhalten des Strombegrenzers relevanten Eigenschaften auf. Im folgenden werden die Resultate von verschiedenen Untersuchungen zum Einsatz eines supraleitenden Strombegrenzers in Netzen der elektrischen Energieversorgung vorgestellt.

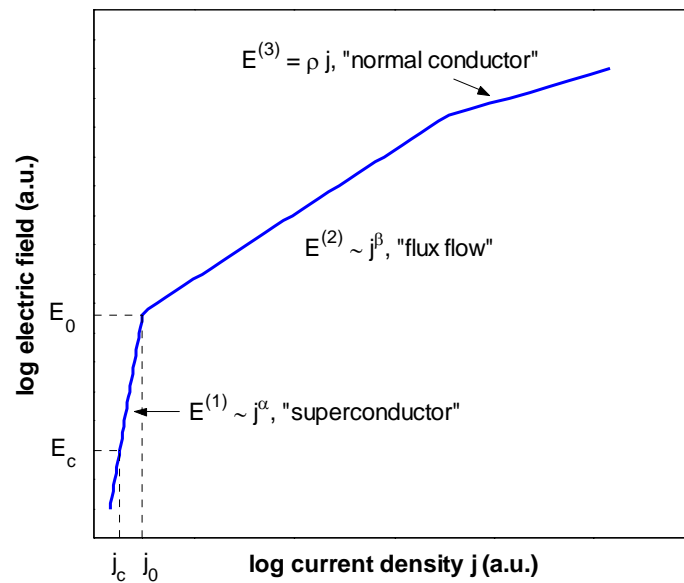


Abbildung 13: Vereinfachte E(j)-Charakteristik für Bi2212

5.3. SIMULATIONEN SOLVAY

5.3.1. Einleitung

Beim Solvay-Netz handelt es sich um ein 6 kV-Industriernetz mit zwei Sammelschienenabschnitten (Abbildung 14). Untersucht wurde der Einfluss des Einbaus eines Strombegrenzers in die Sammelschienenkupplung.

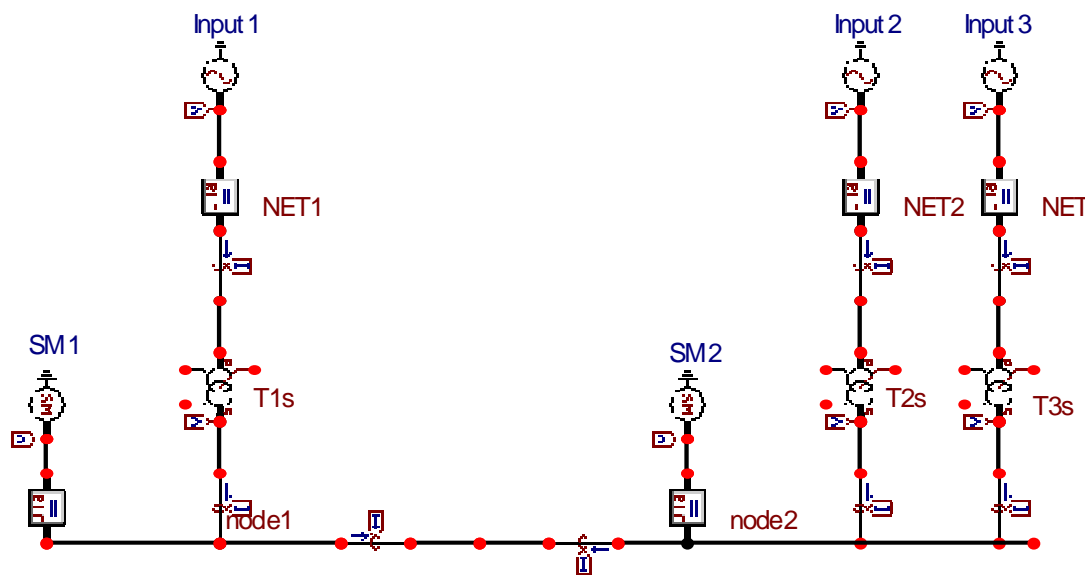


Abbildung 14: 6 kV-Industriernetz (Solvay)

5.3.2. Durchgeführte Untersuchungen

Die durchgeführten Simulationen ergaben folgende Resultate:

5.3.2.1. Strombegrenzer 1

Un	3464 V
In	1200 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 4: Daten des Strombegrenzers 1

	Gesamtkurzschlussstrom	Beitrag von Teilnetz 1	Beitrag von Teilnetz 2
Ohne Strombegrenzer	54.650 kA	20.494 kA	34.120 kA
Mit Strombegrenzer, Kurzschluss in Teilnetz 1	21.014 kA	20.490 kA	3.035 kA
Mit Strombegrenzer, Kurzschluss in Teilnetz 2	34.809 kA	3.007 kA	34.150 kA

Tabelle 5: Simulationsergebnisse ohne und mit Strombegrenzer 1

5.3.2.2. Strombegrenzer 2

Un	3464 V
In	2500 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 6: Daten des Strombegrenzers 2

	Gesamtkurzschlussstrom	Beitrag von Teilnetz 1	Beitrag von Teilnetz 2
Ohne Strombegrenzer	54.650 kA	20.494 kA	34.120 kA
Mit Strombegrenzer, Kurzschluss in Teilnetz 1	22.620 kA	22.620 kA	6.220 kA
Mit Strombegrenzer, Kurzschluss in Teilnetz 2	36.630 kA	6.006 kA	34.152 kA

Tabelle 7: Simulationsergebnisse ohne und mit Strombegrenzer 2

5.3.3. Schlussfolgerungen

Durch den Einsatz eines Strombegrenzers in der Sammelschienenkupplung wird der Gesamt-kurzschlussstrom von über 50 kA auf unter 40 kA reduziert. Damit kann auch bei Verwendung von herkömmlichen Schaltanlagen mit den beiden Sammelschienen gekuppelt gefahren und die sich daraus ergebenden Vorteile genutzt werden.

5.4. SIMULATIONEN GUINNESS

5.4.1. Einleitung

Beim Guinness-Netz handelt es sich um ein 10 kV-Industrienetz mit Eigenerzeugung, welches direkt mit dem 10 kV-Netz der öffentlichen Stromversorgung (ESB, Irland) verbunden ist (Abbildung 15). Untersucht wurde der Einfluss des Einbaus eines Strombegrenzers in der Verbindung zwischen dem Industrienetz und dem Netz von ESB.

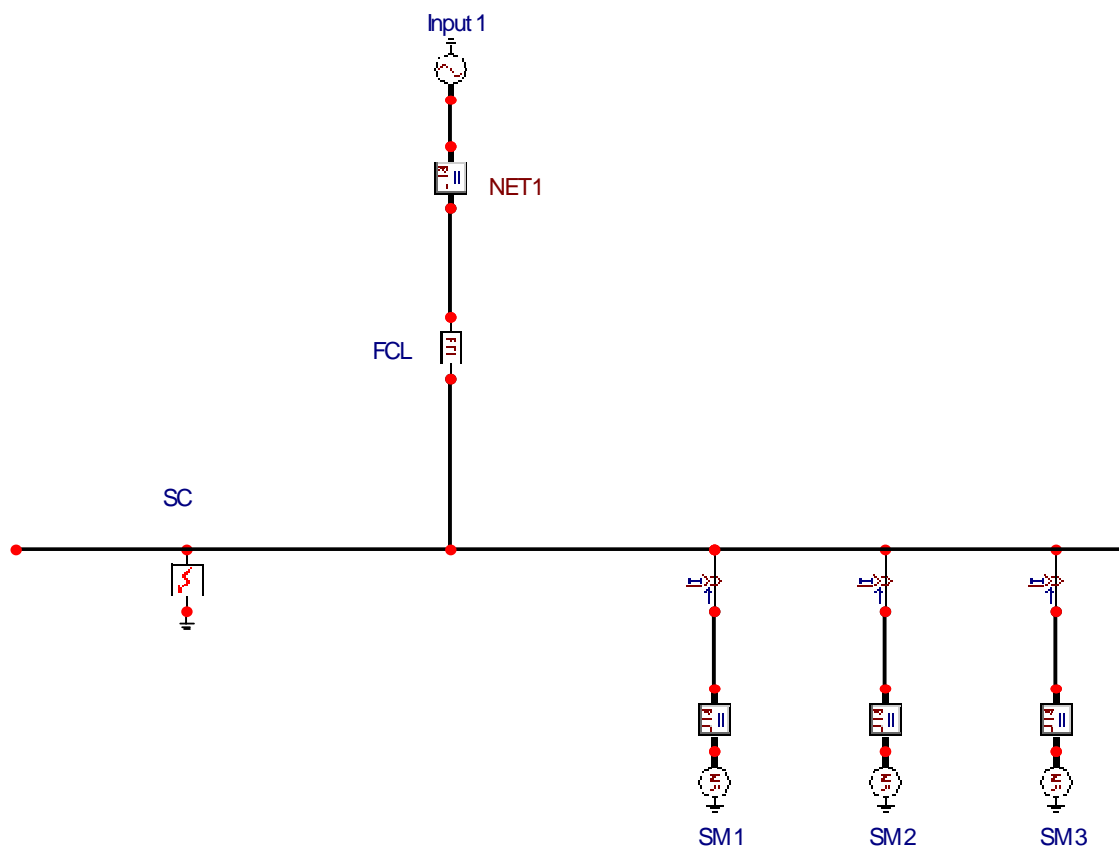


Abbildung 15: 10 kV-Industrienetz (Guinness)

5.4.2. Durchgeführte Untersuchungen

Die durchgeführten Simulationen ergaben folgende Resultate:

5.4.2.1. Strombegrenzer

Un	5770 V
In	400 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 8: Daten des Strombegrenzers

	Kurzschlussstrom im Guinness-Netz
Ohne Strombegrenzer	22.283 kA
Mit Strombegrenzer	2.352 kA

Tabelle 9: Simulationsergebnisse ohne und mit Strombegrenzer

5.4.3. Schlussfolgerungen

Durch den Einsatz eines Strombegrenzers in der Verbindung zwischen dem Netz von ESB und dem 10 kV-Netz von Guinness wird der Kurzschlussstrom in diesem Netz von 22.3 kA auf unter 2.5 kA reduziert. Der Einsatz eines Strombegrenzers ermöglicht die Verwendung einer preisgünstigen Schaltanlage im Industrienetz. Gleichzeitig ergibt sich durch die Verbindung mit dem Netz von ESB eine Redundanz für den Fall, dass die Eigenerzeugung nicht verfügbar ist.

5.5. SIMULATIONEN EWZ

5.5.1. Einleitung

Untersucht wurde der Einsatz eines Strombegrenzers im 150 kV-Netz des ewz (Abbildung 16). Zur Zeit können mit Rücksicht auf die Kurzschlussfestigkeit der 150 kV-Schaltanlagen nicht alle von 220 kV-Netz in das 150 kV-Netz einspeisenden Unterwerke parallel geschaltet werden. Ermittelt wurde zunächst der optimale Einbauort für einen Strombegrenzer. Dieser befindet sich am Unterwerk Auwiesen.

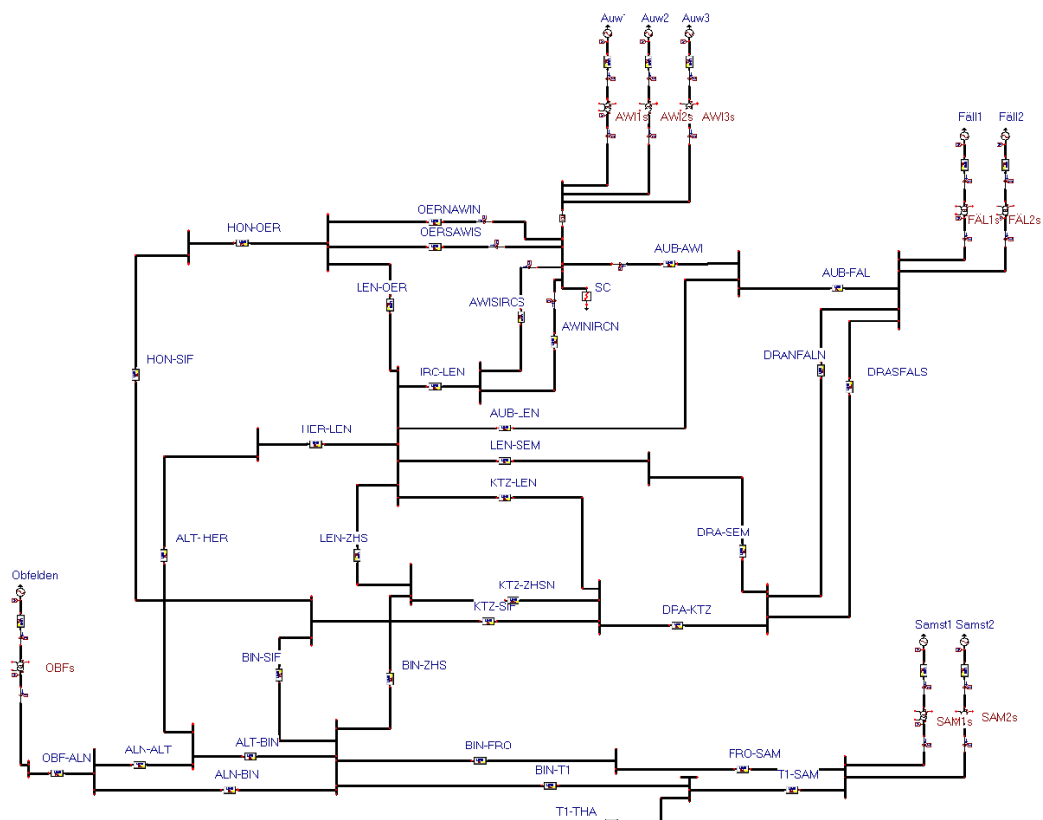


Abbildung 16: 150 kV-Netz von EWZ

5.5.2. Durchgeführte Untersuchungen

Die durchgeführten Simulationen ergaben folgende Resultate:

5.5.2.1. Strombegrenzer

Un	86603 V
In	2000 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 10: Daten des Strombegrenzers

Kurzschlussströme im 150 kV-Netz von ewz ohne und mit einem Strombegrenzer im Unterwerk Auwiesen:

UW	Name	Kurzschlussstrom ohne Strombegrenzer	Kurzschlussstrom mit Strombegrenzer
AWI	Auwiesen	45.289 kA	25.752 kA
AUB	Aubrugg	44.943 kA	25.714 kA
LEN	Letten Neu	44.041 kA	26.594 kA
OER	Oerlikon	42.435 kA	25.259 kA
KTZ	Katz	42.315 kA	26.335 kA
ZHS	Zeughaus	41.915 kA	26.145 kA
BIN	Binz	41.880 kA	26.637 kA
IRC	Irchel	41.429 kA	24.836 kA
SIF	Shilfeld	40.921 kA	25.879 kA
DRA	Drahtzug	40.629 kA	25.915 kA
ALT	Altstetten Alt	40.154 kA	25.868 kA
ALN	Altstetten Neu	40.067 kA	25.904 kA
SEM	Sempersteig	39.984 kA	25.333 kA
FAL	Fällanden	39.824 kA	26.756 kA
HER	Herdern	39.377 kA	25.192 kA
HON	Hönggerberg	37.872 kA	23.806 kA
FRO	Frohalp	33.024 kA	23.854 kA
SAM	Samstagern	26.543 kA	26.482 kA
THA	Thalwil	22.957 kA	22.844 kA
OBF	Obfelden	21.794 kA	21.735 kA

Tabelle 11: Simulationsresultate ohne und mit Strombegrenzer

5.5.3. Schlussfolgerungen

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass durch den Einsatz eines Strombegrenzers im Unterwerk Auwiesen die Kurzschlussströme im 150 kV-Netz des ewz von über 40 kA auf unter 31.5 kA reduziert werden können. Damit könnten erstens alle in das 150 kV-Netz einspeisenden Unterwerke parallel geschaltet und zweitens billigere 150 kV-Schaltanlagen verwendet werden.

5.6. SIMULATIONEN LONZA

5.6.1. Einleitung

Beim Lonza-Netz handelt es sich um ein 6 kV-Industrienetz mit drei Einspeisungen (UW Lalden, UW Rhone und Station D08) und den entsprechenden Sammelschienenabschnitten (Abbildung 17). Untersucht wurde der Einfluss des Einbaus von je einem Strombegrenzer in den Sammelschienenkupplungen zwischen den Abschnitten UW Lalden und UW Rhone bzw. UW Rhone und Station D08.

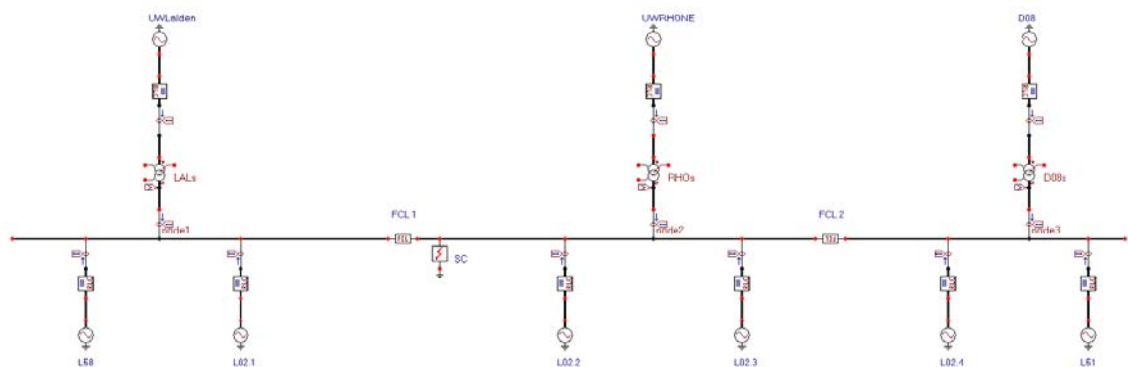


Abbildung 17: 6 kV-Industrienetz (Lonza)

5.6.2. Durchgeführte Untersuchungen

Die durchgeführten Simulationen ergaben folgende Resultate:

5.6.2.1. Strombegrenzer 1

Un	3464 V
In	1200 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 12: Daten des Strombegrenzers

	Gesamtkurzschlussstrom
Ohne Strombegrenzer	75.146 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz Lalden	24.550 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz Rhone	26.197 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz D08	26.555 kA

Tabelle 13: Simulationsresultate ohne und mit Strombegrenzer

5.6.2.2. Strombegrenzer 2

Un	3464 V
In	2500 A
jc	4500 A/cm ²
E _{max}	0.3

Tabelle 14: Daten des Strombegrenzers

	Gesamtkurzschlussstrom
Ohne Strombegrenzer	75.146 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz Lalden	25.612 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz Rohne	29.808 kA
Mit Strombegrenzern, Kurzschluss im Teilnetz D08	27.638 kA

Tabelle 15: Simulationsergebnisse ohne und mit Strombegrenzer

5.6.3. Schlussfolgerungen

Durch den Einsatz von je einem Strombegrenzer in den Sammelschienenkupplungen zwischen den Abschnitten UW Lalden und UW Rohne bzw. UW Rohne und Station D08 kann der Gesamtkurzschlussstrom von rund 75 kA auf unter 31.5 kA reduziert werden. Damit können auch bei Verwendung von herkömmlichen Schaltanlagen die drei Sammelschienenabschnitte gekuppelt und die sich daraus ergebenden Vorteile genutzt werden.

5.7. SIMULATIONEN UND WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG ZUR STATION B1 DER TERANOL AG IN VISP

5.7.1. Einleitung

Ab dem 6 kV Industrienetz „Lalden“ der Lonza AG in Visp, werden die Stationen B1 und B2 der Teranol AG gespeist. Ab diesen beiden Mittelspannungsstationen werden die chemischen Produktionsanlagen der Teranol AG versorgt.

In den letzten Jahren ist die Kurzschlussleistung auf dem 6 kV MS-Netz stark angestiegen. Der Grund für diese Erhöhung liegt zum einen in der Leistungserhöhung der 65/6 kV Transformatoren und zum anderen in der Zunahme der motorischen Verbraucher, die im Kurzschlussfall einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf den Kurzschlussstrom haben. Die Station B2 wurde 1998 erneuert und die MS-Schaltanlage für einen Kurzschlussstrom von 40 kA ausgelegt. Die MS-Schaltanlage der Station B1 wurde vor ca. 15 Jahren erstellt und muss wegen dem ansteigenden Kurzschlussstrom in den nächsten Jahren, d.h. bevor die Anlage die übliche Lebensdauer erreicht hat, ersetzt werden. Mit dem Einsatz von supraleitenden Strombegrenzern (SSB) kann der Kurzschlussstrom in der MS-Schaltanlage der Station B1 begrenzt werden, so dass ein Ersatz der Anlage erst nach Erreichen der üblichen Lebensdauer erfolgen muss.

Im folgenden wird der kurzschlussstrombegrenzende Einfluss von SSB in den Einspeisungen zur Station B1 aufgezeigt. Durch den Einsatz von SSB kann die Investition für eine neue MS-Schaltanlage der Station B1 um 10 Jahre hinausgeschoben werden. Die damit verbundene Kosteneinsparung, welche den Rahmen für die maximalen Kosten der SSB bildet, wird ermittelt.

5.7.2. Technische Betrachtung

5.7.2.1. 6 kV MS-Netz „Lalden“

Das 6 kV MS-Netz „Lalden“ wird ab drei 25 MVA Transformatoren gespeist. Das Netz ist als Ring aufgebaut und wird als offener Ring betrieben, d.h. im Normalbetrieb erfolgt keine Parallelschaltung der Einspeisungen. Die beiden Stationen B1 und B2 der Teranol AG werden ab zwei Stationen dieses Netzes versorgt. Bei Störungen in der Versorgung ist es jedoch möglich, dass die Station B1 ab der Station B2 versorgt wird oder umgekehrt. Zudem können auch kurzzeitig zwei 25 MVA Transformatoren über die Stationen B1 und B2 parallel geschaltet werden, wenn dies für ein unterbrechungsfreies Umschalten der Stationen notwendig ist.

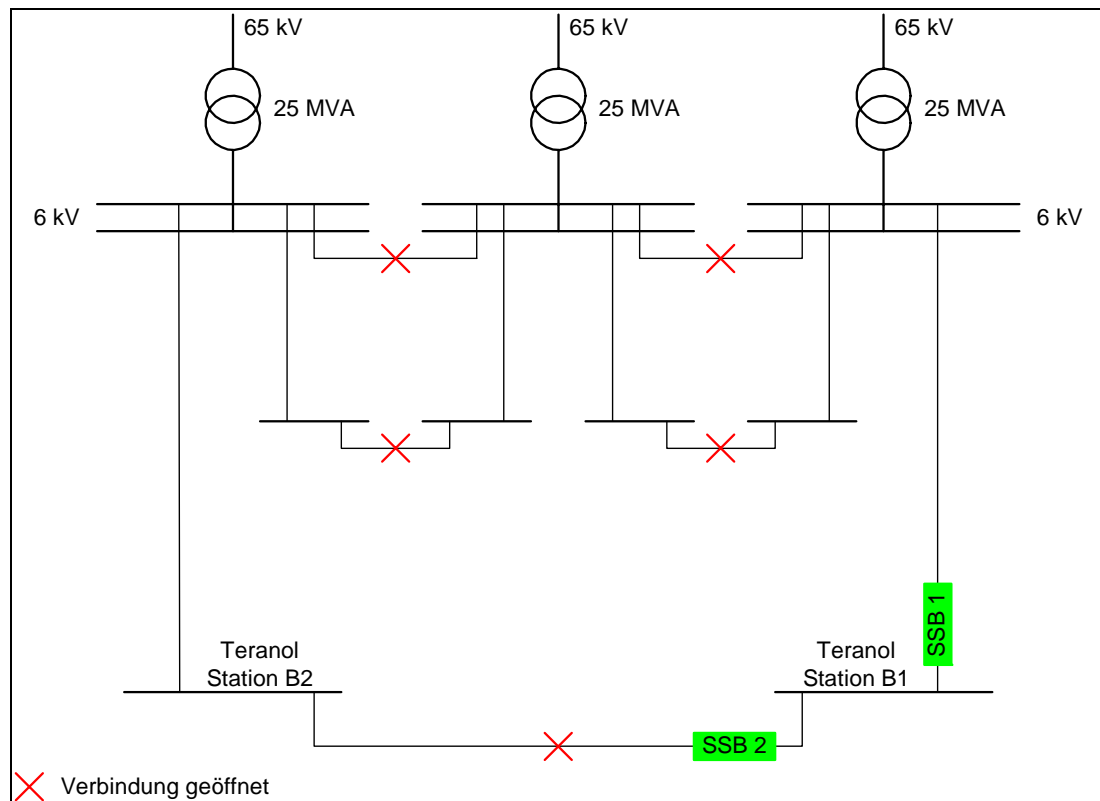


Abbildung 18: Prinzip des 6 kV Netzes „Lalden“ im Normalschaltzustand mit SSB in den Einspeisungen zur Station B1

5.7.2.2. Kurzschlussstromberechnungen

Übersicht

Bei der Berechnung mit dem Programm ATPDraw werden die folgenden vier Schaltzustände betrachtet:

- B1 und B2 je ab einer Station der Lonza.
- B2 wird ab B1 versorgt.
- B1 wird ab B2 versorgt.
- Zwei Stationen der Lonza werden über B1 und B2 verbunden (Schaltzustand nur kurzzeitig).

Die Berechnungen werden mit zwei unterschiedlich grossen SSB durchgeführt:

Daten SSB (Variante A):	
vn:	in:
3464 V	1200 A
emax:	ic:
0.3	4500 A/cm ²

Daten SSB (Variante B):	
vn:	in:
3464 V	2500 A
emax:	ic:
0.3	4500 A/cm ²

Tabelle 16: Daten der SSB Variante A und SSB Variante B

B1 und B2 je ab einer Station der Lonza

Im Normalzustand wird die MS-Schaltanlage Teranol B1 ab Lonza L2 Sammelschienenenteil D08 und die MS-Schaltanlage Teranol B2 ab Lonza L2 Sammelschienenenteil UW Lalden gespeist. Die MS-Schaltanlagen B1 und B2 sind nicht verbunden.

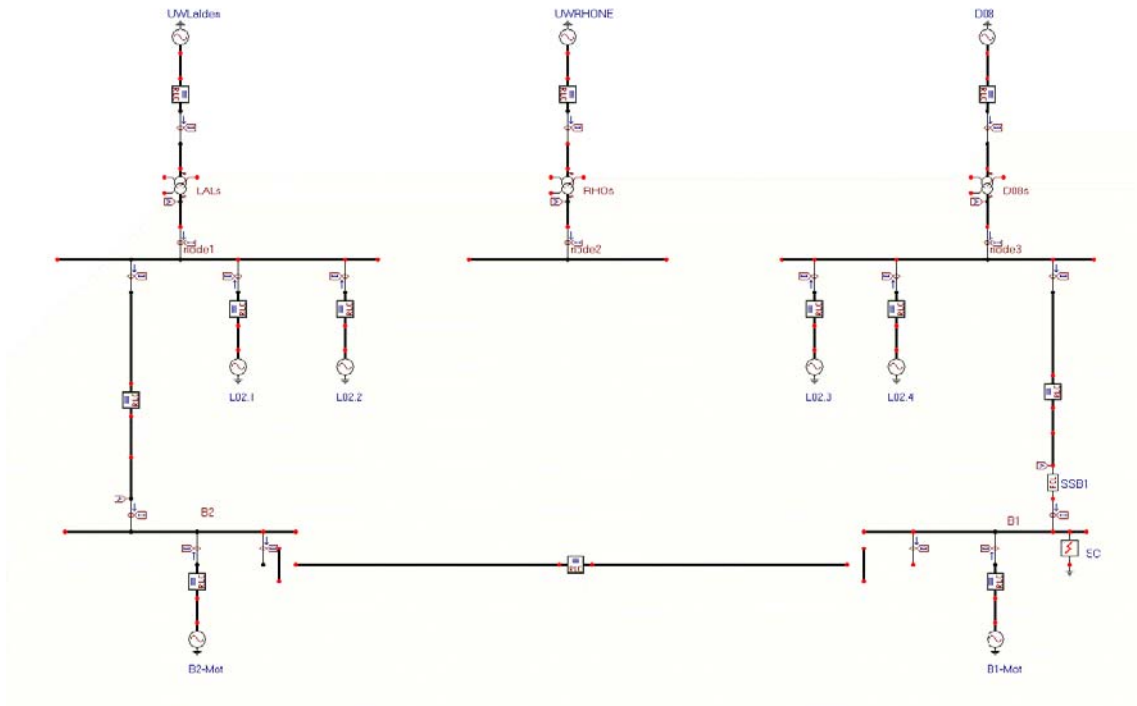


Abbildung 19: Übersicht über den Schaltzustand mit Kurzschlussort Station B1

Die Resultatzusammenstellung der Berechnung ist aus folgender Tabelle ersichtlich:

Messpunkt in der MS-Schaltanlage Teranol B1	Station B1		Schalter B1-L2 (SSB 1)		Schalter B1-B2 (SSB 2)		Anteil Motoren B1		Temp. SSB nach 300 ms	
	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	SSB 1 °K	SSB 2 °K
Kurzschlussort: Stat. B1										
ohne SSB	65.9	25.7	57.2	22.4	-	-	8.8	3.4		
mit SSB (Var.A) 1200 A	24.6	4.9	19.9	3.0	-	-	8.8	3.4	140	-
mit SSB (Var.B) 2500 A	39.3	7.8	35.1	6.0	-	-	8.8	3.4	136	-

Tabelle 17: Resultatzusammenstellung bei „B1 und B2 je ab einer Station der Lonza“

Bei einem Kurzschluss in der MS-Schaltanlage der Station B1 begrenzt der SSB 1 den Kurzschlussstrom auf der Sammelschiene und im Einspeiseschalter ab der Station L2 sehr stark.

Der Kurzschlussstromanteil der Motoren von B1 wird nicht reduziert, er ist aber nicht mehr in der selben Phasenlage wie der Kurzschlussstromanteil ab der Einspeisung, d.h. die Amplituden der beiden Kurzschlussstromanteile werden nicht addiert.

B2 wird ab B1 versorgt

Ist die Versorgung der Station B2 nicht direkt ab der Station L2 der Lonza möglich, so wird die MS-Schaltanlage Teranol B1 ab Lonza L2 Sammelschienenteil D08 und die MS-Schaltanlage Teranol B2 ab Teranol B1 gespeist.

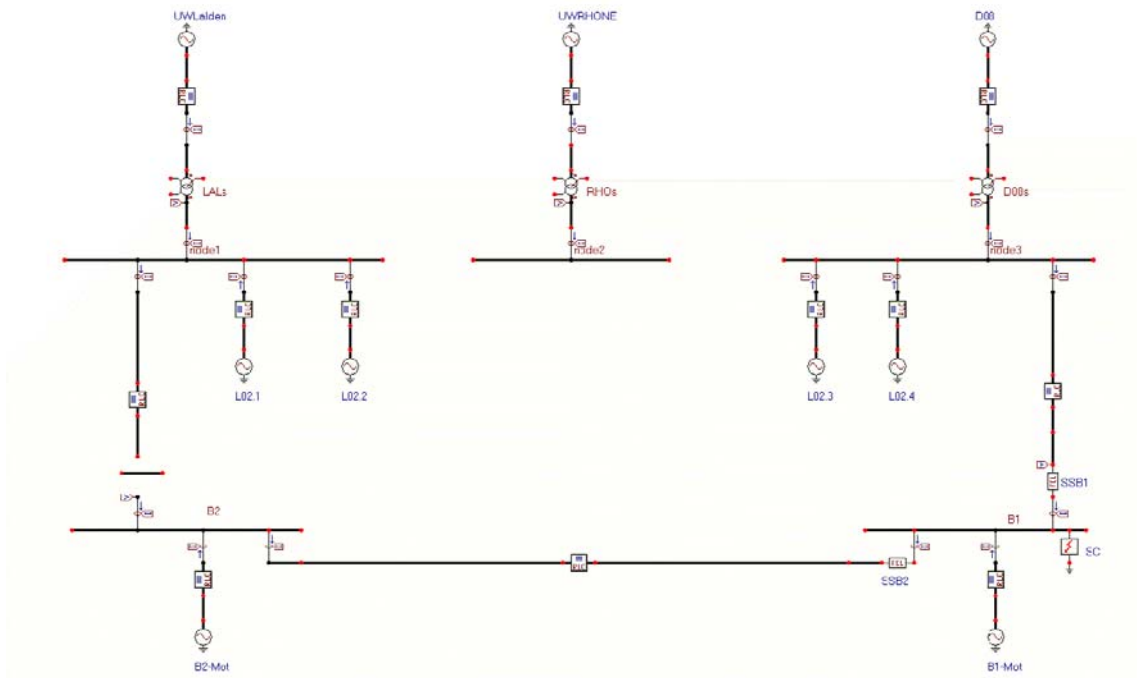


Abbildung 20: Übersicht über den Schaltzustand mit Kurzschlussort Station B1

Die Resultatzusammenstellung der Berechnung ist aus folgender Tabelle ersichtlich:

Messpunkt in der MS-Schaltanlage Teranol B1	Station B1		Schalter B1-L2 (SSB 1)		Schalter B1-B2 (SSB 2)		Anteil Motoren B1		Temp. SSB nach 300 ms	
	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k'' rms} [kA]	SSB 1 °K	SSB 2 °K
Kurzschlussort: Stat. B1										
ohne SSB	72.0	28.1	57.2	22.3	6.1	2.3	8.8	3.4		
mit SSB (Var.A) 1200 A	29.2	6.9	20.0	3.0	6.0	2.3	8.8	3.4	140	77.3
mit SSB (Var.B) 2500 A	48.6	9.5	35.4	6.0	6.1	2.3	8.8	3.4	136	77.0
Kurzschlussort: Stat. B2										
ohne SSB	61.5	24.4	53.3	21.2	61.5	24.4	8.2	3.2		
mit SSB (Var.A) 1200 A	17.8	2.9	15.0	2.6	17.8	2.9	3.6	0.4	81	137
mit SSB (Var.B) 2500 A	33.3	5.9	27.8	5.2	33.3	5.9	5.5	0.8	82	133

Tabelle 18: Resultatzusammenstellung bei „B2 wird ab B1 versorgt“

Kurzschlussort: Station B1

Der SSB 1 reduziert den Kurzschlussstrom ab der Station L2 stark und wird auch entsprechend erwärmt. Der SSB 2 reduziert den Kurzschlussstromanteil der Motoren der Station B2 sehr gering oder nicht und erwärmt sich daher auch kaum.

Kurzschlussort: Station B2

Die SSB 1 und SSB 2 reduzieren den Kurzschlussstrom ab der Station L2 stark. Dabei verliert der SSB 2 die supraleitende Eigenschaft und erwärmt sich auch entsprechend. Der SSB 1 bleibt nahezu supraleitend und erwärmt sich auch nur gering.

Die Reduktion des Kurzschlussstromes ab den Motoren der Station B1 rührt daher, da sich über dem SSB 2 ca. 80 % der Nennspannung aufbaut und die Motoren somit keinen Kurzschluss sehen.

B1 wird ab B2 versorgt

Ist die Versorgung der Station B1 nicht direkt ab der Station L2 der Lonza möglich, so wird die MS-Schaltanlage Teranol B2 ab Lonza L2 Sammelschienenteil UW Lalden und die MS-Schaltanlage Teranol B1 ab Teranol B2 gespeist.

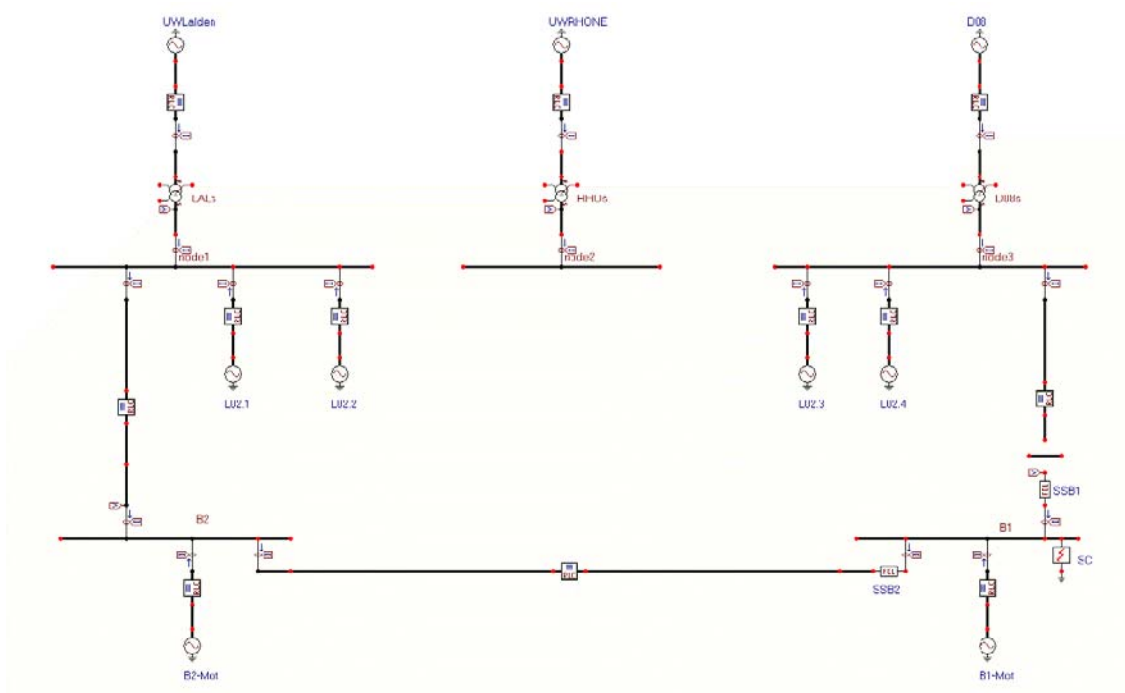


Abbildung 21: Übersicht über den Schaltzustand mit Kurzschlussort Station B1

Die Resultatzusammenstellung der Berechnung ist aus folgender Tabelle ersichtlich:

Messpunkt in der MS-Schaltanlage Teranol B1	Station B1		Schalter B1-L2 (SSB 1)		Schalter B1-B2 (SSB 2)		Anteil Motoren B1		Temp. SSB nach 300 ms	
	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	SSB 1 °K	SSB 2 °K
Kurzschlussort: Stat. B1										
ohne SSB	69.7	27.5	-	-	60.8	24.1	8.8	3.4	-	139
mit SSB (Var.A) 1200 A	24.4	4.9	-	-	20.0	3.0	8.8	3.4	-	136
mit SSB (Var.B) 2500 A	43.1	7.7	-	-	35.7	6.0	8.8	3.4	-	136
Kurzschlussort: Stat. B2										
ohne SSB	8.7	3.3	-	-	8.7	3.3	8.7	3.3	-	79
mit SSB (Var.A) 1200 A	8.4	3.3	-	-	8.4	3.3	8.4	3.3	-	77
mit SSB (Var.B) 2500 A	8.7	3.3	-	-	8.7	3.3	8.7	3.3	-	77

Tabelle 19: Resultatzusammenstellung bei „B1 wird ab B2 versorgt“

Kurzschlussort: Station B1

Bei einem Kurzschluss in der MS-Schaltanlage der Station B1 begrenzt der SSB 2 den Kurzschlussstrom auf der Sammelschiene und im Einspeiseschalter ab der Station B2 sehr stark.

Der Kurzschlussstromanteil der Motoren von B1 wird nicht reduziert, er ist aber nicht mehr in der selben Phasenlage wie der Kurzschlussstromanteil ab der Einspeisung, d.h. die Amplituden der beiden Kurzschlussstromanteile werden nicht addiert.

Kurzschlussort: Station B2

Der Kurzschlussstrom der Motoren von B1 wird nicht reduziert.

Zwei Stationen der Lonza werden über B1 und B2 verbunden

Dieser Schaltzustand besteht nur kurzzeitig, während Umschaltungen. Dabei wird die MS-Schaltanlage Teranol B1 ab Lonza L2 Sammelschienenenteil D08 und die MS-Schaltanlage Teranol B2 ab Lonza L2 Sammelschienenenteil UW Lalden gespeist. Die MS-Schaltanlagen B1 und B2 sind miteinander verbunden, d.h. es erfolgt eine Netzkopplung.

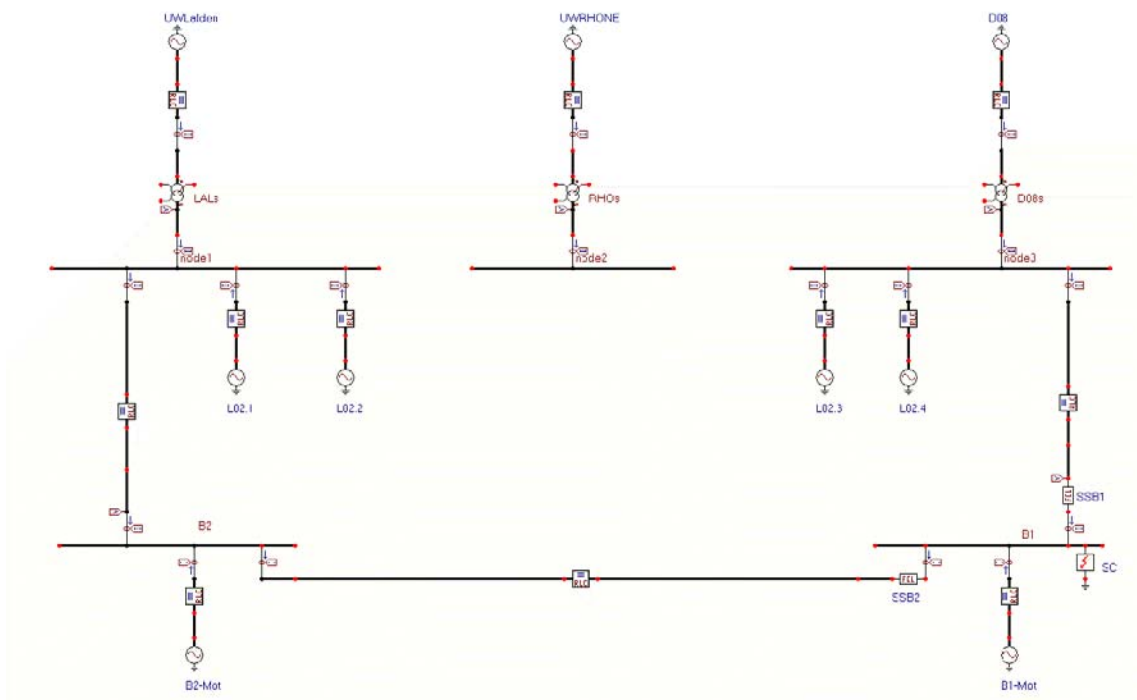


Abbildung 22: Übersicht über den Schaltzustand mit Kurzschlussort Station B1

Die Resultatzusammenstellung der Berechnung ist aus folgender Tabelle ersichtlich:

Messpunkt in der MS-Schaltanlage Teranol B1	Station B1		Schalter B1-L2 (SSB 1)		Schalter B1-B2 (SSB 2)		Anteil Motoren B1		Temp. SSB nach 300 ms	
	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	I _{peak} [kA]	I _{k''} rms [kA]	SSB 1 °K	SSB 2 °K
Kurzschlussort: Stat. B1										
ohne SSB	126.8	50.0	57.1	22.3	60.9	24.3	8.8	3.4		
mit SSB (Var.A) 1200 A	44.5	7.4	20.1	3.0	20.2	3.0	8.8	3.4	140	139
mit SSB (Var.B) 2500 A	78.5	13.5	35.3	6.0	35.9	6.0	8.8	3.4	136	136.0
Kurzschlussort: Stat. B2										
ohne SSB	61.5	24.4	53.3	21.2	61.5	24.4	8.2	3.2		
mit SSB (Var.A) 1200 A	18.0	2.9	15.3	2.6	18.0	2.9	3.6	0.4	83	137
mit SSB (Var.B) 2500 A	33.1	6.0	27.7	5.2	33.1	6.0	5.5	0.8	82	133

Tabelle 20: Resultatzusammenstellung bei „Zwei Stationen der Lonza werden über B1 und B2 verbunden“

Kurzschlussort: Station B1

Die beiden Kurzschlussströme aus der Station L2 und aus der Station B2 werden durch die SSB stark reduziert. Beide SSB erwärmen sich entsprechend. Da die beiden Kurzschlussströme in Folge der SSB ohmsch sind, addieren sie sich in der MS-Schaltanlage der Station B1. Lediglich der induktive Kurzschlussstromanteil der Motoren der Station B1 wird nicht mit seiner gesamten Amplitude zum Kurzschlussstrom der Station B1 dazu addiert.

Kurzschlussort: Station B2

Diese Konstellation entspricht für die Kurzschlussströme der MS-Schaltanlage der Station B1 dem Schaltzustand „B2 wird ab B1 versorgt“.

5.7.2.3. Schlussfolgerungen

Die Kurzschlussstromberechnung mit SSB zeigt, dass die Kurzschlussströme in allen möglichen Schaltzuständen mittels den SSB stark reduziert werden. Die Kurzschlussströme werden auch bei einer weiteren Zunahme der motorischen Verbraucher keine kritischen Werte für die MS-Schaltanlage der Station B1 mehr erreichen. Die bestehende MS-Schaltanlage der Station B1 muss somit nicht vor Ablauf ihrer Lebensdauer von ca. 30 Jahren ersetzt werden.

Die Verfügbarkeit von SSB in der Einspeisung muss sehr hoch sein, d.h. es darf kein Produktionsausfall auf Grund einer Störung eines SSB erfolgen. Da die Station B1 mit zwei voneinander unabhängigen Einspeisungen, die für eine Strombegrenzung je mit einem SSB ausgerüstet werden müssen, versorgt werden kann, besteht eine hohe Verfügbarkeit auch mit dem Zusatzgerät SSB. An die SSB muss dabei die Anforderung gestellt werden, dass diese auch unabhängig voneinander funktionieren müssen, d.h. es muss für jeden SSB ein eigenes Kühlsysteme realisiert werden.

5.7.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

5.7.3.1. Grundsätze

Die 6 kV MS-Schaltanlage der Station B1 besteht aus einem Einfachsammschienenensystem, 16 Schaltfeldern und 2 Messfeldern. Bei einem Ersatz der bestehenden MS-Schaltanlage wird Material mit einer Kurzschlussfestigkeit von 40 kA eingesetzt. Die Kosten für eine neue MS-Schaltanlage der Station B1 inkl. Schutz, Leittechnik, Montage und Inbetriebnahme betragen ca. 1.5 Mio. Fr.

In der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird davon ausgegangen, dass mit dem Einsatz der beiden SSB die Investition von 1.5 Mio. Fr. für die MS-Schaltanlage der Station B1 um 10 Jahre hinausgezögert werden kann. In diesen 10 Jahren können die zusätzlichen Kosten für die Verzinsung und Amortisation der Investition für eine neue MS-Schaltanlage vermieden werden. Die Kosten für die beiden SSB dürfen diese Einsparungen nicht überschreiten.

5.7.3.2. Berechnung der vermiedenen Kosten

Für die Berechnung der vermiedenen Kosten werden folgende Annahme getroffen:

- Die Lebensdauer der neuen MS-Schaltanlage und somit die Amortisationsdauer beträgt 30 Jahre. Die Amortisation erfolgt linear.
- Der mittlere kalkulatorische Zins beträgt 5 %.
- Die bestehende MS-Schaltanlage kann nach der Demontage nicht verkauft werden, d.h. es erfolgt keine indirekte Reduktion der Investitionskosten.
- Die bestehende MS-Schaltanlage ist noch nicht vollständig amortisiert, da die Lebensdauer noch nicht abgelaufen ist, d.h. es bestehen auch nach der frühzeitigen Demontage noch Kosten für die Verzinsung und Amortisation der Investition der bestehenden Anlage. Auch wenn zum Zeitpunkt der frühzeitigen Demontage eine Sonderamortisation vorgenommen würde, wirkt sich diese nicht reduzierend auf die Investition der neuen MS-Schaltanlage aus.
- Die Kosten für den Betrieb und Unterhalt sind bei der bestehenden und der neuen MS-Schaltanlage gleich gross.

Unter diesen Annahmen setzen sich die durch den Einsatz von SSB vermiedenen Kosten aus der Amortisation und den Kapitalzinsen der ersten 10 Betriebsjahre einer neuen MS-Schaltanlage zusammen. Diese Kosten berechnen sich wie folgt:

$$\text{Jährliche Amortisation} = \frac{\text{Investition}}{\text{Lebensdauer}} = \frac{1.5 \text{ Mio.Fr.}}{30 \text{ Jahre}} = 50'000 \text{ Fr./Jahr}$$

$$\text{Mittlerer Jahreszins} = \text{Zinssatz} * \frac{\text{Kapital bei der Anschaffung} + \text{Kapital nach 10 Jahren}}{2}$$

$$\text{Mittlerer Jahreszins} = 5\% / \text{Jahr} * \frac{1.5 \text{ Mio.Fr.} + 1 \text{ Mio.Fr.}}{2} = 62'500 \text{ Fr./Jahr}$$

Bei einer Verzögerung der Investition für eine neue MS-Schaltanlage um 10 Jahre werden somit für diese Zeit **pro Jahr im Durchschnitt Kosten von Fr. 112'500.- vermieden.**

5.7.3.3. Kostenrahmen für SSB

Die jährlichen Kosten für die beiden SSB enthalten die folgenden Positionen:

- Jährliche Amortisation der Investition, wobei mit einer Lebensdauer von 10 Jahren zu rechnen ist, da danach die SSB nicht mehr benötigt werden.
- Mittlerer Jahreszins.
- Betriebs- und Unterhaltskosten, wobei der Aufwand für die Kühlung bestimmend ist.

Die gemäss diesen Positionen ermittelten Kosten für die beiden SSB der Station B1 dürfen die durch die Verzögerung der Investition vermiedenen jährlichen Kosten von Fr. 112'500.- nicht überschreiten.

Der Supraleiter wird momentan im Labormassstab am Forschungszentrum Dättwil hergestellt. Es ist zum gegenwärtigen Projektzeitpunkt sehr schwierig, den Einfluss von neuen Produktionstechnologien abzuschätzen, die in einer grossvolumigen Produktion für einige Prozessschritte eingeführt werden müssen. Dies soll im Rahmen einer etwaigen Prototyp-Entwicklung in Zusammenarbeit mit den involvierten ABB-Geschäftsbereichen 2004 durchgeführt werden. Eine vorläufige Abschätzung ergibt für die beiden SSB im vorliegenden Fall jährliche Kosten zwischen Fr. 50'000 und Fr. 100'000. Davon entfallen ca. 50% auf die Betriebs- und Unterhaltskosten (Kühlung). Aus diesem Grund erscheint der Einsatz von SSB in diesem Fall durchaus interessant, insbesondere wenn sich ein Preis am unteren Ende der Preisspanne realisieren lässt.

6. ERGEBNISSE AUS DEN PROJEKTARBEITEN

6.1. GENERELL

Das Interesse im Projekt liegt vor allem auf den durch die Strombegrenzung verursachten Auswirkungen von SSB auf die Komponenten im elektrischen Netz. Daher wurden zusätzlich zu den Interviews bei Netzbetreibern und der Industrie sowie den Simulationen mehrere Sitzungen des Projektteams durchgeführt. An diesen Sitzungen wurden unterschiedliche Ideen für den Einsatz von SSB aufgegriffen und gemeinsam diskutiert, um ein allfälliges Marktpotential von SSB zu erkennen. Diese Ideen für den Einsatz von SSB und der mögliche Nutzen der entsprechenden Anwendung wird im folgenden aufgezeigt.

6.2. REDUKTION DER KURZSCHLUSSIMPEDANZ VON TRANSFORMATOREN

6.2.1. Idee eines allfälligen Marktpotentials von SSB

Durch den Einsatz von SSB kann die Kurzschlussimpedanz von Transformatoren reduziert werden. Diese Reduktion der Kurzschlussimpedanz, verbunden mit einer Reduktion des Streufeldes, kann allenfalls eine Reduktion der Transformatorabmessung und des Transformatorpreises zur Folge haben kann.

Zudem kann eine Reduktion der Kurzschlussleistung im Mittelspannungsnetz, d.h. auf der Primärseite von Verteiltransformatoren, eine Reduktion der Kurzschlussleistung auf der Niederspannungsseite bewirken.

6.2.2. Beurteilung des möglichen Marktpotentials

6.2.2.1. Auswirkungen auf den Transformator

Die Reduktion der Kurzschlussimpedanz und des primärseitigen Kurzschlussstromes bei Transformatoren zeigt folgende mögliche Kostenreduktionen:

- Verteiltransformatoren: keine Kostenreduktion.
- Industrietransformatoren: Kostenreduktion von 5 % - 10 % möglich.
- HS/MS-Autotransformatoren: Kostenreduktion von 15 % - 20 %, wenn $I_k'' < 3 I_{Nenn}$ beträgt.
- Unterwerkstransformatoren: Kostenreduktion von 1.5 % pro Faktor 2 des Kurzschlussstromes.

Bei Mittelspannungstransformatoren besteht kein Einsparpotential, da diese bereits optimiert sind. Eine mögliche Einsparung infolge des Einsatzes von SSB liegt bei Hochspannungstransformatoren. Die Kosten von Hochspannungstransformatoren liegen bei ungefähr

Fr. 10'000.- pro MVA. Durch eine Reduktion der Kurzschlussströme ist eine Kostenreduktion bis 20 % zu erwarten. Bei Schaltanlagen und Transformatoren ist der erste Peak des strombegrenzenden Supraleiters relevant, weil diese Komponenten auf die Kräfte während des ersten Peak ausgelegt werden müssen. Die Reduktion der Kurzschlussimpedanzen von Transformatoren auf der Höchst- und der Hochspannungsebene hat zur Folge, dass diese Netze starrer werden, d.h. dies bewirkt:

- weniger Regelaufwand für den Stufensteller,
- weniger Blindleistungsbedarf,
- bessere Auslastung der Netze.

Ein Einsparpotential bei den Transformatoren auf der Höchstspannungsebene liegt auch in der Erhöhung der Verfügbarkeit der Komponenten, denn eine Nichtverfügbarkeit dieser Komponenten ist meistens mit hohen Pönalen belastet.

6.2.2.2. Auswirkungen auf die Niederspannungsseite von Verteiltransformatoren

Zudem wirkt sich eine Reduktion des primärseitigen Kurzschlussstromes bei Verteiltransformatoren mit einer Nennleistung von 1000 kVA, 630 kVA und 400 kVA nicht resp. nur sehr gering auf die Sekundärseite aus, wie aus Tabelle 21 und Abbildung 23 ersichtlich ist.

Sekundärseitige Kurzschlussströme bei unterschiedlichen Kurzschlussleistungen auf der Primärseite						
Transformatoren 16/0.4 kV	Primärseitige Kurzschlussströme in kA					
	40 kA	31.5 kA	25 kA	16 kA	10 kA	5 kA
1000 kVA; uk = 5.83 %	24.35	24.25	24.12	23.77	23.21	21.85
630 kVA; uk = 5.24 %	17.15	17.10	17.04	16.86	16.58	15.87
400 kVA; uk = 5.12 %	11.19	11.17	11.14	11.07	10.95	10.63

Tabelle 21: Sekundärseitige Kurzschlussströme

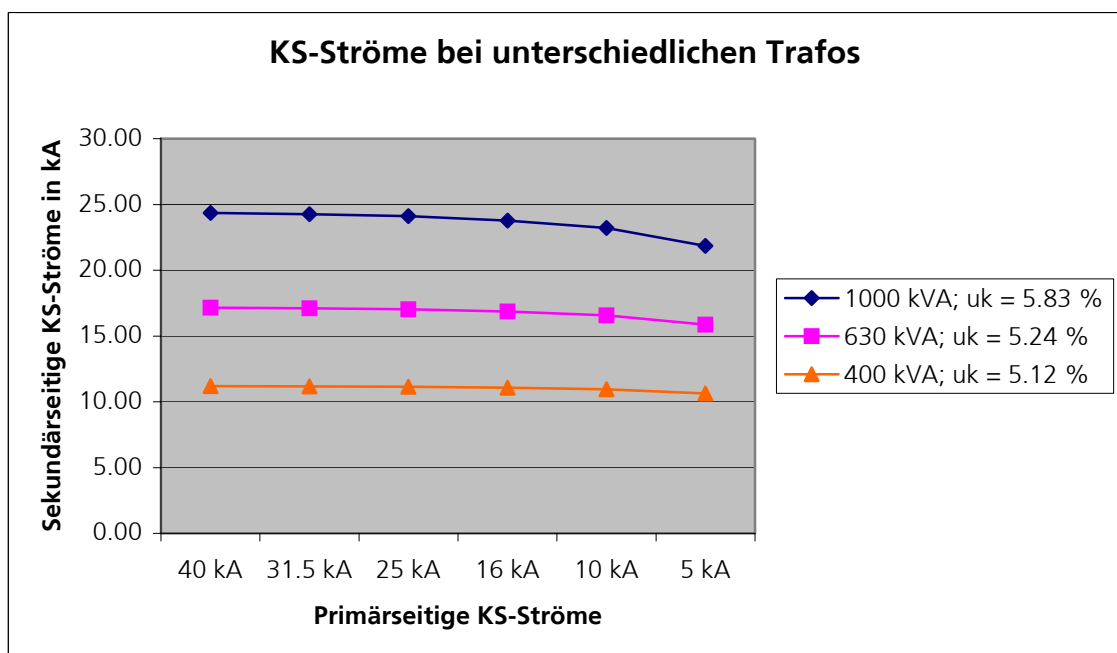


Abbildung 23: Kurzschlussströme bei unterschiedlichen Transformatoren

Die Abklärungen bezüglich der Reduktion der Kurzschlussimpedanz von Transformatoren zeigen, dass der Einsatz von SSB bei den Unterwerks- und Verteiltransformatoren keine relevanten Kostenreduktionen bewirken.

6.3. MS-SCHALTANLAGEN MIT GERINGERER KURZSCHLUSSESTIGKEIT

6.3.1. Idee eines allfälligen Marktpotentials von SSB

Mit dem Einsatz von SSB in den Transformatorsekundärschaltern kann der Kurzschlussstrom der Mittelspannungs-Schaltanlagen in Unterwerken und in Transformatorenstationen reduziert werden. Dabei stellt sich die Frage, ob damit die Kurzschlussfestigkeit von MS-Schaltanlagen auf 25 kA oder 16 kA reduziert werden kann oder ob allenfalls sogar eine neue Reihe für Schaltanlagen bis 24 kV mit tieferen Kurzschlussleistungen realisiert werden soll.

6.3.2. Beurteilung des möglichen Marktpotentials

Zur Beurteilung des möglichen Marktpotentials wurden die Auswirkungen auf die Preise für eine Beispiel MS-Schaltanlage vom Typ „ewz“ bei unterschiedlichen maximalen Kurzschlussströmen untersucht. Die Beispiel Transformatorenstation Typ „ewz“ ist aus der Abbildung 24 ersichtlich.

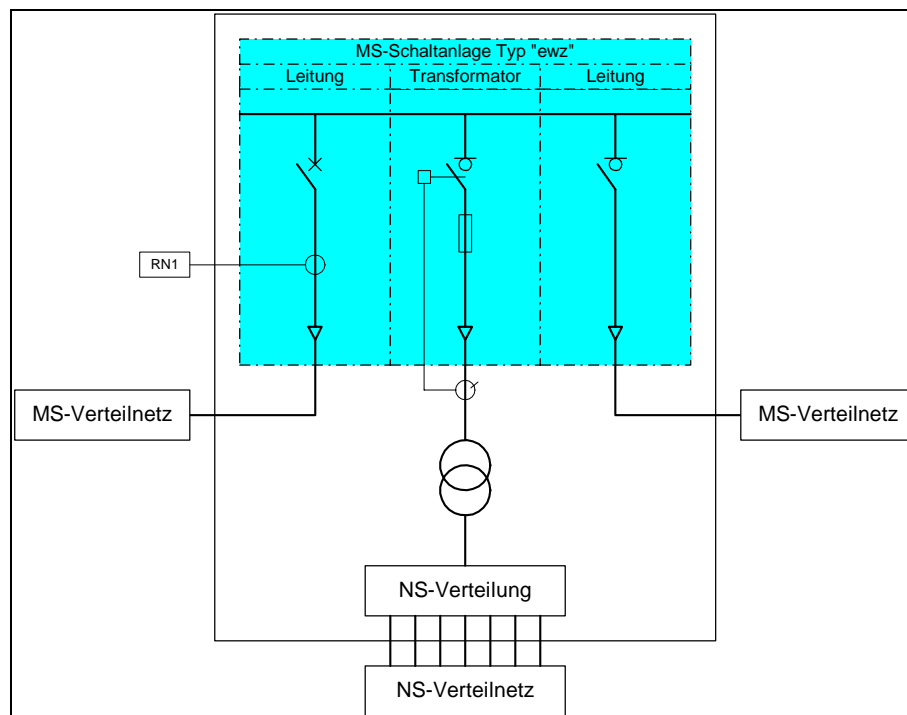


Abbildung 24: Schema der Transformatorenstation Typ „ewz“

Für die MS-Schaltanlage Typ „ewz“ gelten für unterschiedliche maximale Kurzschlussströme die folgenden Preise:

- | | | |
|----------------|-------|---------------|
| - 24 kV, 25 kA | Preis | Fr. 36'500.-- |
| - 24 kV, 16 kA | Preis | Fr. 35'000.-- |
| - 24 kV, 12 kA | Preis | Fr. 35'000.-- |

Die MS-Schaltanlagen sind mindestens für einen Kurzschlussstrom von 16 kA ausgelegt, daher ergeben sich bei kleineren maximalen Kurzschlussströmen keine Preisreduktionen mehr. Für kleinere Kurzschlussströme müssten Anlagen entwickelt werden. Preise dazu sind keine vorhanden.

Eine Reduktion der maximalen Kurzschlussströme unter 25 kA beinhaltet bezüglich der Preisreduktion somit kein Marktpotential für SSB. Eine Anwendung von SSB zur Kurzschlussstrombegrenzung für MS-Schaltanlagen ist somit nur von Interesse, wenn die unbegrenzten Kurzschlussströme sehr hoch sind, z.B. 40 kA, wie dies bei MS-Schaltanlagen in der Industrie vorkommt.

6.4. MITTEL- UND NIEDERSPANNUNGSKABEL

6.4.1. Idee eines allfälligen Marktpotentials von SSB

Der Einsatz von SSB hat auch eine Auswirkung auf den Einsatz von Kabeln. Bei der Dimensionierung der Kabel ist der erste Peak des durch SSB begrenzten Kurzschlussstromes nicht relevant, denn die Kabel müssen vor allem auf die thermische Belastung ausgelegt werden. In der Mittel- und Niederspannungsebene ist bei stark belasteten Netzen zur Hauptsache der Dauernennstrom die dimensionierende Grösse, der Kurzschlussstrom hat nur einen geringen Einfluss auf die Dimensionierung von Mittel- und Niederspannungskabel. Bei schwach belasteten Kabeln hingegen bestimmt der Kurzschlussstrom zusätzlich zum Betriebsstrom den Querschnitt von Mittel- und Niederspannungskabel. Daher kann eine Reduktion der Kurzschlussströme bei schwach belasteten Kabeln eine geringere Abmessung der Kabel und damit eine Kosteneinsparung bewirken.

6.4.2. Beurteilung des möglichen Marktpotentials

Eine Kostenzusammenstellung von Mittel- und Niederspannungskabel mit unterschiedlichen Querschnitten und Arten der Verlegung ist aus Tabelle 22, Abbildung 25, Tabelle 23 sowie Abbildung 26 ersichtlich.

Querschnitt	Kabel nicht verlegt	Verlegung im Kulturland	Verlegung in Strasse
mm ²	Fr./m	Fr./m	Fr./m
95	54.00	125	221
150	64.80	136	232
240	86.40	158	254

Tabelle 22: Preise von Mittelspannungskabel: „nicht verlegt“ und „verlegt“

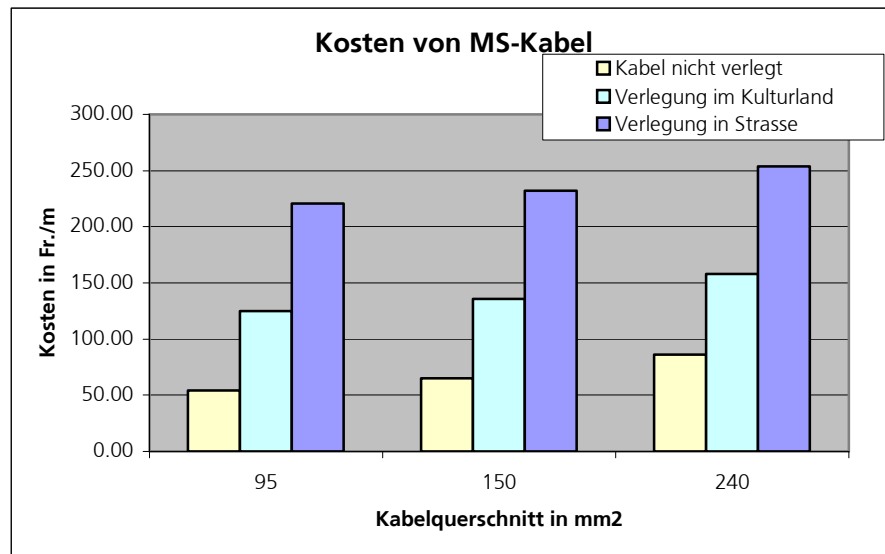


Abbildung 25: Preise von Mittelspannungskabel: „nicht verlegt“ und „verlegt“

Querschnitt mm²	Kabel nicht verlegt Fr./m	Verlegung im Kulturland Fr./m	Verlegung in Strasse Fr./m
25	19	89	185
50	32	103	199
95	58	128	224
120	76	146	242
150	89	159	255
240	197	267	363

Tabelle 23: Preise von Niederspannungskabel: „nicht verlegt“ und „verlegt“

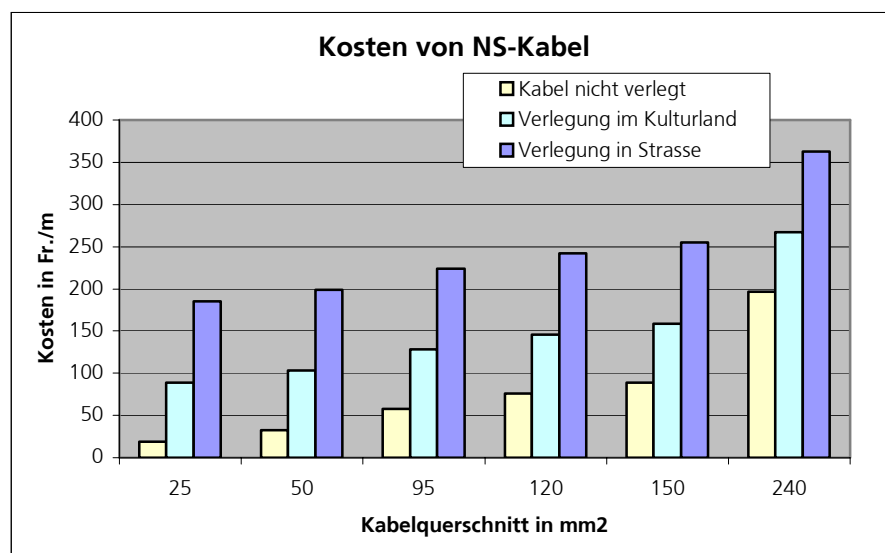


Abbildung 26: Preise von Niederspannungskabel: „nicht verlegt“ und „verlegt“

Der Kostenvergleich zeigt, dass für die Verkabelungskosten nebst dem Kabelpreis auch die Art der Verlegung bestimmend ist. Aus den Darstellungen geht auch hervor, dass bei den

Niederspannungskabeln ein relevanten Preisunterschied zwischen den Querschnitten 150 mm² und 240 mm² besteht.

Die Preiszusammenstellung zeigt, dass die Kurzschlussreduktion durchaus auch für den Einsatz von Kabel interessant sein kann.

6.5. HOCHSPANNUNGSKABEL

Im Gegensatz zu den Mittel- und Niederspannungskabel werden in der Höchst- und Hochspannungsebene die Kabel immer auf den Kurzschlussstrom dimensioniert. Somit besteht bei Hochspannungskabel ein Sparpotential beim Einsatz von supraleitenden Strombegrenzern. Da bei Kabeln der erste Peak für die Dimensionierung nicht relevant ist, ist eine Begrenzung des stationären Kurzschlussstromes mit SSB auf den dreifachen Nennstrom möglich.

7. AUSBLICK

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Arbeiten zeigen, dass durch den Einsatz von SSB ein z.T. beachtliches Kosteneinsparpotential realisiert werden könnte, insbesondere bei Neuanlagen und Erweiterungen von bestehenden Anlagen.

Die technischen Eigenschaften von heute realisierbaren Strombegrenzern erfüllen die Anforderungen von Anwendungen in Netzkupplungen. Für die Anwendung in Einspeisungen und Abgängen müssten noch sowohl die Begrenzungscharakteristik als auch die Verfügbarkeit nach einem Kurzschluss verbessert werden.

Die im Projekt durchgeführten Arbeiten in Verbindung mit der Verifikation, dass bereits Strombegrenzer, die auf der heute in ABB verfügbaren Technologie basieren, eine sinnvolle und ökonomische Anwendung finden können, schaffen die Grundlagen für das weitergehende Interesse von ABB an dieser Technologie. Zur Zeit wird innerhalb von ABB die Möglichkeit der Installation eines SSB-Prototypen in einem Mittelspannungsnetz in der Schweiz evaluiert.

8. LITERATURVERZEICHNIS

- [1]** „Anwendung der Hochtemperatursupraleitung in elektrischen Netzen“, PSEL, ABB, BFE, RDP-CREE, 2000
- [2]** „Supraleitende Strombegrenzer als neuartige Betriebsmittel in Elektroenergiesystemen“, M. Noe (Dissertation U. Hannover), 1998
- [3]** Raytheon-Studie 2000, USA (ABB intern)
- [4]** Systemstudie supraleitende strombegrenzende Transformatoren, USETI 1998, (ABB intern)
- [5]** „Supraleitender Strombegrenzer, Anwendungen“, Koepl Power Experts, 2000 (ABB intern)
- [6]** S. Fischer, D. Sämann, Elektrizitätswirtschaft, Jg.99 (2000) Heft 25
- [7]** M. Chen, W. Paul, M. Lakner, L. Donzel, M. Hoidis, P. Unternährer, R. Weder, M. Mendik, 6.4 MVA Resistive Fault Current Limiter based on Bi-2212 Superconductor Physica C 372-376, 1657 (2002)

9. ANHÄNGE

- Anhang 1: Literaturrecherche: Strombegrenzer mit Halbleitertechnologie
- Anhang 2: Literaturrecherche: Strombegrenzer - Supraleitertechnologie
- Anhang 3: Literaturrecherche: Strombegrenzer – diverse Typen

Literaturrecherche: Strombegrenzer mit Halbleitertechnologie

Anhang 1

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Allgemeine Informationen zu FCL basierend auf Halbleitern				
Simulation study of a novel current limiting device: a vertical 6H-SiC etched AccuJFET	Das Paper beschreibt ein neuartiges Bauteil (6H- SiC AccuJFET). Die strombegrenzenden Eigenschaften werden untersucht und mit Simulationen bestätigt.	<i>Tournier, D.; Planson, D.; Godigon, P.; Locatelli, M.L.; Chante, J.P.; Sarrus, F.;</i>	Semiconductor Conference, 2000. CAS 2000 Proceedings. International , Volume: 1 , 10-14 Oct. 2000; Page(s): 201 -204 vol.1	00890218.pdf
Power quality improvement using a solid-state fault current limiter	Die Qualitätssteigerung der Energie durch Verwendung eines schnellen Halbleiterstrombegrenzers ist Hauptgegenstand dieses Papers. Ein einphasiges Modell wird mittels Matlab/ Simulink genauer getestet. Die Simulation zeigt, dass der Spitzenstrom von bis zu 10kA bei ca. 40A begrenzt wird. Im Weiteren werden Phasenwinkelsprünge in Fehlersituationen untersucht.	<i>Ahmed, M.M.R.; Putrus, G.A.; Ran, L.;</i>	Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES , Volume: 2 , 6-10 Oct. 2002; Page(s): 1059 - 1064 vol.2	01177624.pdf
Power quality improvement by use of a solid state current limiting device	Ein Elektrostahlwerk wird auf seine Energiequalität überprüft. Der Einsatz von Halbleiterbauteilen zur Anlagenoptimierung und diverse Anwendungsmöglichkeiten werden aufgezeigt und simuliert.	<i>Wikstrom, A.; Bennich, P.; Ekstrom, A.; Hyvonen, P.;</i>	Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , Volume: 3 , 1-4 Oct. 2000; Page(s): 921 - 925 vol.3	00896852.pdf
On using the solid state breaker in distribution systems	Drei verschiedene Anwendungsmöglichkeiten von Halbleiter- Schaltern werden aufgezeigt und mit PSCAD/ EMTDC simuliert: Verteilschienenunterbrecher, Übergangsschalter, Strombegrenzer	<i>Palav, L.; Gole, A.M.;</i>	Electrical and Computer Engineering, 1998. IEEE Canadian Conference on , Volume: 2 , 24-28 May 1998; Page(s): 693 - 696 vol.2	00685591.pdf
Halbleiterschalter zur Strombegrenzung				
3.8kV – 500 A – 3kA GTO based- current limiter	Die Firma Westinghouse installierte 1995 einen dreiphasigen 13.8kV GTO- basierten Strombegrenzer in New Jersey. In diesem Paper wird kurz die Technologie erklärt. max. Spannung, Strom: 3kA, 13.8kV, Begrenzungszeit: 5ms		ABB	

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Schnelle leistungselektronische Schalter für Premium Power	Der Einsatz von Halbleiterschaltern sowie Strombegrenzern wird allgemein aufgezeigt, ohne auf bestimmte Projekte einzugehen. Die technischen Eigenschaften verschiedener Halbleiterschalter werden gegenübergestellt. Erwähnt wird der ESI- Switch von Siemens auf Thyristorbasis.		ABB	
Halbleiterschalter für die Energietechnik	Dieses Dokument beschreibt die um 1975 aktuellen Halbleitertechnologien.		ABB	
Megawatt Solid- State Electronics	Es wird die Halbleiterentwicklung untersucht. Insbesondere wird der Wide- Band- Gap Technologie eine gute Zukunft vorausgesagt.		ABB, http://www.darpa.mil/MTO/HPSS/1998MgWts.html	
Static Power circuit breakers	Dies ist eine interne technische Notiz zur Entwicklung von Halbleiterschaltern.		ABB, Dr. Eidinger, 13. Juli 1971	
a solid state dc circuit breaker based on the GTO	Die Autoren bauten eine Schaltung mit GTOs auf und testeten diese mit relativ niedrigen Spannungen und Strömen. max. Spannung, Strom: 10A, 1000V Begrenzungszeit: 300us		http://accelconf.web.cern.ch/accelconf/p87/PDF/PAC1987_1492.PDF	PAC1987_1492.pdf
Fast acting solid-state circuit breaker using state-of-the-art power-electronic devices	Das Paper beschreibt Entwicklungen und Entdeckungen auf dem Gebiet der modernen Hochleistungshalbleiter. Es werden Experimente und Simulationen kommentiert. max. Spannung, Strom: 5kA, 50kV		http://ihs.ee.tu-berlin.de/lars.klingbeil/veroeff/ISH2001.pdf	ISH2001.pdf
Development of a Solid State Circuit Breaker Model	Allan Watson beschreibt in seinem Bericht einen zurzeit nicht kommerziell herstellbaren Halbleiterschalter mit Strombegrenzung. max. Spannung, Strom: 1kA, 11kV		http://www.eee.strath.ac.uk/r.w.stewart/fyp/eee/watson_allen.pdf	watson_allen.pdf
A two-stage DC thyristor circuit breaker	Diese Entwicklung vermindert die extrem hohen Spitzenspannungen beim Schalten. Das Konzept des zweistufigen Stromunterbrechers wird erläutert. Ein Prototyp wird getestet und dessen optimale Designkriterien bestimmt. Prototyp: 1kV / 4kA	McEwan, P.M.; Tennakoon, S.B.;	Power Electronics, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 4 , July 1997; Page(s): 597 -607	00602554.pdf
Reduction effect of semiconductor type fault current limiter on interrupting duty of a circuit breaker	Mit Hilfe von Berechnungen versuchen die Autoren den Einfluss eines Fehlers in 1- 8km Entfernung von der belasteten Seite im Bezug auf einen Halbleiter-Strombegrenzer zu untersuchen. Resistive und Induktive Strombegrenzer werden miteinander verglichen.	Calixte, E.; Yokomizu, Y.; Shimizu, H.; Matsumura, T.; Fujita, H.;	Power Conversion Conference, 2002. PCC Osaka 2002. Proceedings of the , Volume: 3 , 2-5 April 2002; Page(s): 1423 - 1428 vol.3	00998182.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Harmonic analysis and improvement of a new solid-state fault current limiter	Das Dokument zeigt eine Untersuchung der harmonischen Schwingungen die bei einem neu entwickelten Halbleiter-Strombegrenzer auftreten können. Das Ganze wird mit MATLAB/ SIMULINK ausgeführt. Als Model dient ein typisches verteiltes Energienetzwerk.	Ahmed, M.M.R.; Putrus, G.A.; Ran, L.; Xiao, L.;	Rural Electric Power Conference, 2001 , 29 April-1 May 2001; Page(s): D5/1 -D5/8	00949528.pdf
Halbleiterschalter zur Strombegrenzung mit begrenzender Impedanz				
New Switching and Current Limiting Technologies Application and system Requirements	Der Bericht informiert über Systemanforderungen, Vorteile, verschiedene Strombegrenzer (HTSL, Is, ESI-Switch) und gibt einen Überblick zum Stand der Technik.		ABB, http://www.cigre.org	
Solid- State Current Limiter (SSCL) for Power Distribution System	Die Forschungsgruppe entwickelte einen SSCL und teste diesen. Der Ansatz kann als Hybrid bezeichnet werden. Allerdings gibt es keinen mechanischen Schalter. max. Spannung, Strom: 400A, 2kV, Begrenzungszeit: 40us		ABB, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 8, No. 4, October 1993	
400V Class High- Speed Current Limiting Circuit Breaker for Electric Power System	Das Paper beschreibt die Ergebnisse der Entwicklung und des Tests einer 400V Strombegrenzanlage. max. Spannung, Strom: 2000A, 400V, Begrenzungszeit: 40us		ABB, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 9, No.3, July 1994	
Kurzschlussstrombegrenzung in Drehstromsystemen mit Stromrichtern in Brückenschaltung	Das Paper beschreibt mögliche Schaltungs- und Einsatzvarianten der Kurzschlussstrombegrenzungseinrichtung.		ABB, Elektrie 34 (1980) H.10	
Der Einsatz von Halbleitern in Hoch und Mittelspannungsschalter	Der Bericht beinhaltet eine Abschätzung über Chancen und Möglichkeiten der Halbleitertechnologie in Hoch- und Mittelspannungsnetzen.		ABB, Forschungsbericht PP- 04-86	
Development and Operational Advantages of a Solid State Circuit Breaker with Current Limiting	Das von der Powell Power Electronic Company erstellte Paper zeigt einen Strombegrenzer bestehend aus 26 Modulen à 10kV. Im Weiteren wird über die zukünftige Netztopologie und die Anwendungsmöglichkeiten von Strombegrenzern auf Halbleitertechnologiebasis informiert.		http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/switchgear/Presentations/SSCB_IEEE.pdf	SSCB_IEEE.pdf
Accelerated Development of a solid state current limiter	Das Electric Power Research Institute (EPRI) lancierte ein Projekt zum Thema SSCL. Das Ziel ist es einen 138kV SSCL zu entwickeln. Das Paper gibt eine Übersicht über die Ziele, Projektphasen und den Status des Projektes.		http://www.epri.com/Corporate/products_services/project_opps/pwrdel/1009089.pdf	1009089.pdf
field trail of solid state current limiter	Dieses Projekt ist eine Weiterführung des SSCL- Projektes von dem Electric Power Research Institute (EPRI). Ziel ist es einen 138kV SSCL zu entwickeln und einem Feldtest zu unterziehen. Es wird eine Projektübersicht sowie Status des Projektes gegeben.		http://www.epri.com/Corporate/products_services/project_opps/pwrdel/1007642.pdf	1007642.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
next generation advanced power electronics and energy storage for transmission & distribution networks	Ein weiteres Projekt des Electric Power Research Institute (EPRI) ist ein Feldversuch mit verschiedenen Komponenten basierend auf ETOs (Emitter Turn off Thyristor) im Zusammenspiel mit Superkapazitäten (Transmission Ultracapacitor TUCAP).		http://www.epri.com/corporate/products_services/project_opps/pwrdel/1008998.pdf	1008998.pdf
Power Quality Improvement by Use of a Solid State Current Limiting Device	Dieses Paper zeigt den Nutzen von Solid State Current Limiting Devices. Es sind verschiedene Fehler-Simulationen durchgeführt und dokumentiert worden.		http://laphroaig.ekc.kth.se/~andersw/ichqp.pdf	ichqp.pdf
A Solid State Current Limiter	Der Bericht sowie die Präsentationsfolien enthalten ein Design für einen Strombegrenzer, Anwendungsbeispiele und Simulationsergebnisse.		http://www.epa.gov/highgwp1/sf6/proceedings/paperspdf/damsky.pdf	damsky.pdf
A Solid Stae Current Limiter	Der Bericht sowie die Präsentationsfolien enthalten ein Design für einen Strombegrenzer, Anwendungsbeispiele und Simulationsergebnisse.		http://www.epa.gov/highgwp1/sf6/proceedings/slidespdf/damsky.pdf	damsky_Folien.pdf
The bridge-type fault current controller - a new FACTS controller	Ein Brückenschaltungstyp- Strombegrenzer mit einer Thyristorbrücke, Induktivität und DC- Vorspannung wird vorgestellt. Theoretische Betrachtungen sowie ein einphasiges Experiment sind aufgeführt. Daten: 13.7kV / Spitzenstrom maximum: 3.12kA	<i>Boenig, H.J.; Mielke, C.H.; Burley, B.L.; Chen, H.; Waynert, J.A.; Willis, J.O.;</i>	Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , Volume: 1 , 21-25 July 2002; Page(s): 455 - 460 vol.1	01043276.pdf
A novel fault current limiter with series compensation	Ein Strombegrenzer mit Seriekompensation wird beschrieben. Er besteht aus einer Drosselspule, Kompensationskapazität parallel zu einer bypass- Drossel, welche GTO gesteuert ist. Es wurden Berechnungen und Simulationen durchgeführt.	<i>Xingyuan Li; Min Zheng; Hongchao Liu;</i>	Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on , Volume: 3 , 13-17 Oct. 2002; Page(s): 1467 - 1471 vol.3	01067774.pdf
Hybridprinzip basierend auf Halbleitern				
Design of elementary switches for high power with minimal moving mass	Walter Halaus beschreibt in seinem Paper einen sehr schnellen „Elementaren Schalter“. Des weiteren sind Geschwindigkeiten und Energieverbrauch berechnet.		ABB, Walter Halaus, ETH Zürich	
Development of the High Speed Switch (HSS) and Its Application	Das Entwicklungsteam testete erfolgreich einen Hochgeschwindigkeitsschalter (HSS) sowie einen Hybriden HSS. Das Paper zeigt den Aufbau, Testaufbau und Resultate dieser Arbeit. max. Spannung, Strom: 1200A, 200V, Schaltzeit: 1ms		ABB, IEEE 1998	

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Solid State Distribution Current Limiter and Circuit Breaker: Application Requirements and Control Strategies	Die Autoren zeigen das Potential von Stromunterbrechern in Halbleitertechnik auf. Zudem werden verschiedene GTOs miteinander verglichen. Ein weiterer Teil ist das Design von Stromunterbrechern nach dem Hybrid- Prinzip.		ABB, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, July 1993	
A DC Hybrid Circuit Breaker with Ultra Fast Contact Opening and Integrated Gate-Commutated Thyristors (IGCT)	Meyer und Rufer zeigen einen Hybriden Ansatz mit IGCTs und einem mechanischen Hochgeschwindigkeitsschalter auf.		http://leiwwww.epfl.ch/publications/meyer_rufer_pcim_00.pdf	meyer_rufer_pcim_00.p
Ein hybrides Schaltsystem für Mittelspannung zur Strombegrenzenden Kurzschlussunterbrechung	In dieser Dissertation zeigt Steuerer den Hybrid- Ansatz auf. Vorerst aber gibt er einen Überblick über die möglichen Strombegrenzungsarten und somit einen guten Einblick in die Thematik. Anschliessend befasst er sich mit der Topologie eines Hybridsystemes und er beschreibt die Dimensionierung elektromechanischer Kontaktsysteme sowie Wechselwirkungen mit dem Netz.		http://e-collection.ethbib.ethz.ch/ecol-pool/diss/fulltext/eth14059.pdf	eth14059.pdf
A new topology of fault-current limiter and its parameters optimization	Der Autor beschreibt ein neues Prinzip eines Strombegrenzers : Dieses beinhaltet eigentlich alle typischen Teile eines Hybriden- Ansatzes: eine Kurzschlussimpedanz, einen Varistor(spannungsabhängiger Widerstand), einen mechanischen Schalter und diverse Halbleiterschalt Elemente. Eine Simulation mit 220V / 200A ist durchgeführt worden.	Zhengyu Lu; Daozhao Jiang; Zhaolin Wu;	Power Electronics Specialist, PESC. 2003 IEEE 34th Annual Conferece on , Volume: 1 , June 15-19, 2003; Page(s): 462-465	01218335.pdf
A novel hybrid current-limiting circuit breaker for medium voltage: principle and test results	Steurer (siehe Dissertation!) baut auf seinem Hybriden Ansatz weiter auf. Nun erklärt er das Prinzip im Detail und es wurde ein Prototyp getestet. Als weiterer Punkt wird die Kostenfrage angeschnitten, so kann man dem Paper entnehmen, dass ein Hybrider FCL teurer als ein konventioneller Lasttrenner aber im Bereich von einem Is-Begrenzer und sogar günstiger als ein FCL mit	Steurer, M.; Frohlich, K.; Halaus, W.; Kaltenegger, K.;	Power Delivery, IEEE Transactions on , Volume: 18 Issue: 2 , April 2003; Page(s): 460 -467	01193865.pdf

Literaturrecherche: Strombegrenzer- Supraleitertechnologie

Anhang 2

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Allgemeines				
Fault Current Limiters (FCL)	Auf diesen Seiten wird ein Einblick in die FCL- Thematik gegeben. Es werden die Problemstellung, die FCL- Anwendungen sowie die Konzepte erklärt. Im Weiteren werden Projekte in Japan, (TEPCO) der Schweiz (ABB) und Deutschland erwähnt.		ABB, http://www.wtec.org/lo-yola/scpa/04_03.htm	
Fault Current Limiters - A Second Look	In diesem Dokument werden alle Aspekte der supraleitenden FCL- Technik bis 1995 aufgezeigt. Es werden 13 Projekte kurz beschrieben.		ABB, R.F. Giese, 16.3.1995	
Fault current limiter based on high temperature superconductors – different concepts, test results, simulations	Das Paper gibt einen Überblick zu den Materialaspekten, theoretischen Modellen, Designmöglichkeiten, Anwendungen und Simulationsszenarien.		ABB, Physica C354 (2001) 27-33	
superconducting fault current limiter applications, technical and economical benefits, simulations and test results	In diesem Dokument werden die Aspekte von den Materialien, Prototypen, Designmöglichkeiten, Anwendungen und Fallstudien aufgegriffen.		ABB, Cigré, 13-201	
Superconducting – technology moves on	Das Paper gibt einen allgemeinen Einblick. Speziell werden verschiedene Design- Entwicklungen vorgestellt, die Vorteile beleuchtet, und ein Ausblick in die Zukunft gegeben.		ABB, http://pepei.pennnet.com/Articles/Article_Display.cfm?Section=Archives&Subsection=Display&ARTICLE_ID=103868&KEYWORD=superconductivity	
Superconducting Fault Current Limiters – Getting a Grip to short Circuit Currents	Die Autoren beschreiben die verschiedenen Typen von FCLs, zeigen Charakteristiken, Vor- und Nachteile sowie Anwendungsmöglichkeiten der jeweiligen Systeme auf.		ABB, S.Fischer, D. Povh, H. Schmitt, Siemens AG, Erlangen Deutschland	
Schaltverhalten supraleitender Strombegrenzer	Die Dissertation beinhaltet hauptsächlich Experimente und Messungen zum Schaltverhalten. Das zweite Kapitel stellt die Prinzipien der verschiedenen Strombegrenzer dar. Ein 100kVA Funktionsmodell von Siemens wird kurz besprochen. Nennspannung, -strom: 750V, 130A		ABB, B. Heismann, Uni Erlangen- Nürnberg	
Diplomarbeit Strombegrenzer aus YBa2Cu3O7-d-Bandleitern	Dies ist die Ausschreibung einer Diplomarbeit welche zur Zeit noch nicht vergeben ist.		http://www1.physik.tu-muenchen.de/lehrstuehle/E10/dateien/lehre/Diplom/Diplomarbeit_Bandleiter.PDF	Diplomarbeit_Bandleiter.PDF

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Entwicklung supraleitender Strombegrenzer	Dieses Dokument zeigt einen Projektbeschrieb zur Zusammenarbeit von Korea und Deutschland, um supraleitende FCLs zu entwickeln.		http://www.internationale-kooperation.de/index.php?load=http%3A//www.internationale-kooperation.de/proje.php%3Fhcou_id%3D119	
An Analysis of Superconducting Fault Current Limiter for Stabilization of Synchronous Generators in Multi-Machine System	Die Effekte eines supraleitenden Strombegrenzers zur Stabilisierung von Synchronengeneratoren, Schwingungsunterdrückung bei Turbinenwellen und Limitierung des Fehlerstromes in Netzen mit mehreren Maschinen werden untersucht. Mit EMTP /ATP wird ein Modellnetz erstellt und dieses dient als Basis für die Simulationen.		http://www.iee.or.jp/ho	2003_02b_01.pdf
Technical and Economical Benefits of Superconducting Fault Current Limiters in Power Systems	Das Paper zeigt die technischen und wirtschaftlichen Vorteile und die optimalen Standorte von SFCLs in Netzwerken auf. Es werden 11 verschiedene Anwendungsmöglichkeiten gezeigt. (> siehe Anwendungen)		http://hikwww4.fzk.de/itp/energietechnik/NOE-ASC98-LWF-01.pdf	NOE-ASC98-LWF-01.pdf
APPLICATIONS OF HTS FAULT CURRENT LIMITERS IN THE DANISH UTILITY NETWORK	Das dänische Energienetz wurde auf Einsatzmöglichkeit und Optimierung mit Hilfe von SFCLs untersucht. Es wird versucht mögliche Anwendungen zu finden und auch die Kostenfrage sowie Status der Informationen zu klären.		http://www.defu.dk/indhold/elt/superled/1_56.pdf	1_56.pdf
II International Seminar on HIGH VOLTAGE FAULT CURRENT LIMITERS - APPLICATIONS AND OPPORTUNITIES IN BRAZIL	Dies ist das Programm zu einem Seminar (Dez. 03) in Rio de Janeiro. Thema ist das Energienetz von Brasilien in Zusammenhang mit FCLs.		http://www.cognitor.com.br/c_limitEnglish.htm	c_limitEnglish.htm
Enhancing bulk high temperature superconductors and their application as fault current limiters	Ziel dieses Projekts war es, einen supraleitenden Strombegrenzer als Prototyp zu realisieren. Ein wichtiger Teil galt der Definition der Prozesstechnologie für die Fabrizierung der supraleitenden Materialien. Im Paper sind die Resultate aufgezeigt.		http://www.msm.cam.ac.uk/dmg/reports/K47160/K47160.pdf	K47160.pdf
Application studies of superconducting fault current limiters in electric power systems	Dies ist eine Theoretische Erforschung um die Energieversorgung mit Hilfe von SFCL zu verbessern. Mittels EMTP wurden Simulationen durchgeführt um die transienten Vorgänge zu analysieren.	<i>Lin Ye; LiangZhen Lin; Juengst, K.-P.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 1 , March 2002; Page(s): 900 -903	01018545.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
A new type of superconducting fault current limiter (SFCL)	Die neue Idee basiert auf der Erwärmung des Supraleiters und damit auch dessen Kühlmittel Helium. Dieses ist in einer Kammer eingeschlossen. Ist der Fehlerstrom zu hoch, verdampft Helium und im Innern der Kammer steigt der Druck. Ein Kolben wird dadurch bewegt und dieser polt 2 Spulen, welche normalerweise in gleicher Richtung gepolt und die in der Netzlinie sind, um. Dadurch entsteht eine Induktivität, welche den Fehlerstrom begrenzt.	<i>Jiang Yu; Xianzhong Duan;</i>	Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES , Volume: 3 , 6-10 Oct. 2002; Page(s): 2322 - 2325 vol.3	01177827.pdf
Application of single DC reactor type fault current limiter as a power source	In dieser Studie wird ein FCL mit Hilfe von GTOs und einer supraleitenden Spule erforscht. Die supraleitende Spule ist über eine GTO- Brücke geschaltet und dient im Fehlerfall als Energielieferant. Das Verhalten dieser Anordnung wurde simuliert und bewertet.	<i>Yokoyama, K.; Sato, T.; Nomura, T.; Fukui, S.; Yamaguchi, M.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 11 Issue: 1 , March 2001; Page(s): 2106 -2109	00920272.pdf
Test results and analysis of current limiting characteristics in conduction cooled Bi2223 fault current limiter	Ziel der Untersuchung ist das Verhalten von Bi2223 experimentell zu bestimmen. Dazu wurde in einem grossen Temperatur- und Strombereich die E-J Charakteristiken erfasst.	<i>Sasaki, K.; Nishizawa, C.; Onishi, T.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2048 -2051	01212019.pdf
Physical and numerical models of superconducting fault current limiters	Die Autoren zeigen mit Hilfe von Modellen und Simulationen die Zusammenhänge von verschiedenen Parametern der SFCL auf. Einen grossen Einfluss haben die Geometrie des Eisenkerns und die Form der supraleitenden Spule.	<i>Kozak, S.; Janowski, T.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2068 -2071	01212024.pdf
Restoration and testing of an HTS fault current controller	Das Paper stellt die Restaurierung und die Optimierung eines 1999 gebauten 1200A / 12.5kV Hochtemperatur Strombegrenzers vor. Die Probleme beim Prototyp sind aufgezeigt und Optimierungsvorschläge vorhanden.	<i>Waynert, J.A.; Boenig, H.J.; Mielke, C.H.; Willis, J.O.; Burley, B.L.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 1984 -1987	01212002.pdf
resistiver Typ				
Resistive HTSL- Strombegrenzer	Die Autoren beschreiben verschiedene Konzepte von resistiven HTSL- Strombegrenzern. Im Weiteren zeigen sie die Resultate eines Testes auf. Als letzter Punkt sind Einsatzgebiete von resistiven HTSL Strombegrenzer erwähnt. Nennspannung, -strom: 7.2kV,100A		ABB (Paper und Folien)	
Current Limiting Device	Patentschrift eines resistiven Strombegrenzers mit HTSC- Technik.		ABB, EP 0 761 030 B1, Europäisches Patentamt	

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
A nitrogen Gas Cooled, hybrid, high Temperatur Supersconducting Fault Current Limiter	Ein Hybrid SCFCL- Konzept dient als Ausgangslage für die Simulation des FCL. Ein mechanischer Schalter wird parallel zu einem Supraleiter, welcher als Begrenzungselement dient, geschaltet. Nennspannung, -strom: 20kV, 4kA		ABB, M. Steurer, H. Brechna, K. Fröhlich, ETH Zürich	
High temperature superconducting current limiting series reactor	In Grossbritannien wurde dieses Projekt lanciert. Es stand ein 400V/ 15A FCL auf dem Prüfstand. Nennspannung, -strom: 400V, 15A; Spitzenwert Strom: 500A; Abschaltzeit: 10- 50ms		ABB, http://www.cigre.org	
high temperature superconductors as current limiters – an alterna-tive to contacts and arcs in circuit breakers?	Das Paper versucht mit Hilfe von Simulationen der gestellten Frage auf den Grund zu gehen. Es werden Lösungsansätze aufgezeigt sowie mögliche Entwicklungsrichtungen angegeben.		ABB, Lindmayer M, TU Braunschweig, Deutschland	
Test Report on 1.6 MVA Resistive SCFCL	Gut dokumentierte Testserie auf einer 1.6 MVA Anlage. Nennspannung, -strom: 2-8kV, 4-13.2kA -> siehe Paper mit Exceltabelle der genauen Resultate		ABB	
Testing Of The World's Largest Bi2223 High Temperature Super-conducting Coil	Das Dokument beschreibt den Test dieses Bi-2223 FCL. Hauptmerkmale dieser Studie sind die Energieeffizienz und der Temperaturverlauf des Systems. Nennspannung, -strom: 15kV, 2.3kA		ABB, IEEE, Vol. 10, No. 1, März 2000	
System Requirements and Test of Superconducting Fault Current Limiters	Als erstes wird das Funktionsprinzip eines SFCLs beschrieben. Anschliessend wird auf die Charakteristik eines SFCL im Bezug auf Geschwindigkeit eingegangen. Als letzter Punkt wird die Thematik aus Sicht der Verteilernetze untersucht. Nennspannung, -strom: 500V / 50A; Spitzenstrom: 238A		ABB, www.cigre.org	
SIMULATION OF SUPERCONDUCTING RESISTIVE FAULT CURRENT LIMITER WITH A MAGNETIC FIELD BOOSTING USING SHUNT COIL	Das Paper untersucht einen resistiven Strombegrenzer in einer Variante mit zusätzlicher paralleler Spule und ohne. Die Effekte auf die Länge des Supraleiters, Quench-Geschwindigkeit, transiente Überspannungen, Temperaturverläufe werden simuliert.		http://eepe.swan.ac.uk/upec/programme/abstracts/a291.pdf	
Qualification of MCP BSCCO 2212 bulk material for use in resistive current limiters	BSCCO 2212 Material um Supraleiter herzustellen ist Objekt der Untersuchungen. Es wird auf seine strombegrenzenden Eigenschaften untersucht und es werden die Parameter zur Spulenherstellung bestimmt.		http://www.physik.fh-mannheim.de/homepage/els/eucas2001-Nexans.pdf	eucas2001-Nexans.pdf
Measurements and tests of HTS bulk material in resistive fault current limiters	Die Materialien BSCCO 2212 und YBCO 123 werden auf ihre Eigenschaften als strombegrenzende Materialien untersucht. Dabei sind E-J- Kurven, Wechselstromverluste und das Quenchverhalten die Hauptpunkte der Betrachtung.		http://www.physik.fh-mannheim.de/homepage/els/EUCAS01-FZK.pdf	EUCAS01-FZK.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Manufacturing and Testing of MCP 2212 Bifilar Coils for a 10 MVA Fault Current Limiter	Im deutschen Projekt CURL (10kV/ 10MVA) kommen BSCCO 2212 supraleitende Spulen zum Einsatz. Die Autoren unterziehen diese Spulen einem Test im Bezug auf Strombegrenzung, Temperaturverhalten, kritische Stromdichte. Ziel ist es, eine passende Shunt- Spule zu entwickeln und zu charakterisieren.		http://www.physik.fh-mannheim.de/homepage/els/ASC02El.pdf	ASC02El.pdf
Praxisgerechte Entwicklung eines resistiven 15 MVA HTSLStrombegrenzers auf Massivmaterialbasis	In diesem Paper wird das Projekt CURL vorgestellt. Der Einsatz ist für die 10kV Spannungsebene bestimmt. Das Dokument berichtet über die Material- und Komponentenentwicklung, sowie Auslegungsarbeiten.		http://hikwww4.fzk.de/itp/energietechnik/etg01_curl10.pdf	etg01_curl10.pdf
Testing bulk HTS modules for resistive superconducting fault current limiters	Mit den supraleitenden Materialien BSCCO2212 und YBCO werden Experimente durchgeführt. Dies bei verschiedenen Betriebstemperaturen, Kurzschlusszeiten und Kurzschlussströmen. Die Messungen zeigten, dass eine Spule parallel zum Supraleiter geschaltet werden muss, um Hot-Spots während des Quenches zu vermeiden.		http://www.physik.fh-mannheim.de/homepage/els/ASC02Noe.pdf	ASC02Noe.pdf
Computer Modelling of Superconducting Film Type Fault Current Limiters	Eine numerische Berechnung eines resistiven Supraleiters mit YBCO- Dickfilm auf YCL- Basis wird durchgeführt. Untersucht werden E-J- Charakteristik, thermische Aktivitäten, R-T- Daten. Dies wird mit verschiedenen Materialparametern simuliert und miteinander verglichen.		http://www.msm.cam.ac.uk/suconweb/eng/storoy/lwf10.pdf	lwf10.pdf
EMTDC Modeling Method of Resistive type Superconducting Fault Current Limiter	Die Autoren entwickeln und simulieren ein möglichst genaues Modell eines resistiven supraleitenden Strombegrenzers. Dazu verwenden sie PSCAD/ EMTDC. Ziel ist es ein Modell zu entwickeln, welches sich in ein bestehendes Netz einfügen lässt und so das Verhalten des gesamten Netzes mit SFCLs simulieren lässt.		http://eic.changwon.ac.kr/bk21/part3/professor/prof2/7512/2002_11.pdf	2002_11.pdf
Single-phase resistive superconductor electrical current limiter	Das Dokument stellt Analyse, Design, Konstruktion und Test eines niederspannungs einphasig resistiv supraleitenden Strombegrenzers vor. Es werden zwei verschiedene Bauformen experimentell untersucht. (380V/ 80kAV -> Begrenzung von 1.2kA auf 400A bzw. 170A)	<i>Homrich, R.P.; Filho, E.R.; Pinatti, D.G.; Baldan, C.A.; Shigue, C.Y.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 1 , March 2002; Page(s): 1386 -1389	01018661.pdf
Proposal of flux flow resistance type fault current limiter using Bi2223 high T_c superconducting bulk	In diesem Paper wird ein Typ mit Fluss- Widerstand als Strombegrenzer vorgeschlagen. Dabei wird der Strom nur durch den Fluss- Widerstand begrenzt . So ist der FCL sehr schnell wieder einsatzbereit. Die Autoren kommen zum Schluss, dass mit einer realistischen Menge Bi2223 die Funktionalität und auch die schnelle Erholzeit erreicht werden können	<i>Shimizu, H.; Yokomizu, Y.; Matsumura, T.; Murayama, N.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 1 , March 2002; Page(s): 876 -879	01018540.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Application of resistor based superconducting fault current limiter to enhancement of power system transient stability	Mit Hilfe von supraleitenden Strombegrenzern (FCL) in Kombination mit supraleitenden Energiespeichern (SMES) soll die Stabilität im Bezug auf transiente Vorgänge verbessert werden. Das Paper untersucht diese Anwendungen. Durch die Verwendung des FCLs wird die nötige Kapazität des SMES um ein Energiesystem zu stabilisieren stark reduziert.	<i>Tsuda, M.; Mitani, Y.; Tsuji, K.; Kakihana, K.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 11 Issue: 1 , March 2001; Page(s): 2122 -2125	00920276.pdf
A study on DC S/N transition type superconducting fault current limiting interrupter	Ein dreiphasiger, supraleitender Strombegrenzer wurde zuerst numerisch simuliert, anschliessend an einem kleinen Modell getestet und zum Schluss eine Anlage mit 6.6kV/ 1kA analysiert.	<i>Takao Sato; Yamaguchi, M.; Fukui, S.; Watanabe, Y.; Matsumura, T.; Shimizu, H.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2088 -2091	01212029.pdf
induktiver Typ				
Cap that current	Der Bericht stellt ein britisches FCL- Projekt vor. Unter Leitung von Peter Malkin und David Klaus konnte ein Prototyp entwickelt und getestet werden. Nennspannung, -strom: 11kV / 400A; Spitzenstrom: 4.5kA (ohne FCL 13.1kA)		ABB, IEE Review March 2001	
Examination of Fault Current Limiter with a Conduction Cooled Nb3Sn Screen	Als Basismaterial für den Supraleiter wird Nb ₃ Sn vorgeschlagen. Anschliessend wird der praktische Einsatz dieses leitungsgekühlten Strombegrenzers untersucht. Die Vorteile eines Thyristor- Bypasses, um Spannungseinbrüche während des supra-/ normaleitenden Überganges zu verhindern, werden aufgezeigt.		http://www.iee.or.jp/ho_nbu/back_number/journal/index_back_number/2002/2002_06b_07.pdf	2002_06b_07.pdf
Superconducting Current Fault Limiters (SCFL)	Die Homepage mit technische Daten zu supraleitendem Strombegrenzer der Power Superconductor Application Corporation ist dargestellt. Diverse Modelle werden angegeben.		http://www.powersuper.com/scfl.html	
Experimentaly Study on Adjustibility of Superconducting fault Current Limitter with Adjustable Trigger Current Level	In diesem Paper sucht der Autor nach einer Lösung, um den kritischen Strom eines supraleitenden Strombegrenzers im Rahmen von 10% verstellen zu können. Das Prinzip, Design und Tests wurden durchgeführt.		http://www.pe.energy.kyoto-u.ac.jp/ASC98/adjust.pdf	
Studies on Characteristics and Design of Superconducting Fault Current Limiter with Adjustable Trigger Current Level in Current Limiting Operation	Die Autoren befassen sich mit den Charakteristiken und dem Design eines supraleitenden Strombegrenzers mit verstellbarem Schwellenstrom.		http://www.iee.or.jp/ho_nbu/back_number/journal/index_back_number/2001/2001_10b10.pdf	2001_10b10.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Inductive type fault current limiter with Bi-2223 thick film on a MgO cylinder	Ein induktiver Strombegrenzer mit Bi-2223 Dickfilm auf einem MgO- Zylinder wurde entwickelt, realisiert und getestet.	<i>Ichikawa, M.; Kado, H.; Shibuya, M.; Matsumura, T.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2004 -2007	01212008.pdf
An experimental study on a fast self-acting magnetic shield type superconducting fault current limiter	Die strombegrenzenden Eigenschaften eines magnetisch abgeschirmten supraleitenden Strombegrenzers wurden experimentell untersucht und mit den Computersimulationen verglichen. Im Speziellen wurden 2 Heizringe verwendet, um den Supraleiter im Fehlerfall schnell aufzuheizen.	<i>Onishi, T.; Kawasumi, M.; Sasaki, K.; Akimoto, R.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 1 , March 2002; Page(s): 868 -871	01018538.pdf
Design, fabrication and testing of superconducting DC reactor for 1.2 kV/80 A inductive fault current limiter	Das Paper beschreibt das Design und die Fabrikation einer supraleitenden Drossel, welche als Strombegrenzer dient. Im Weiteren wurde der entwickelte Strombegrenzer diversen Tests unterzogen. (1kV/ 80A)	<i>Hyoungku Kang; Min Cheol Ahn; Yong Ku Kim; Duck Kweon Bae; Yong Soo Yoon; Tae Kuk Ko; Jung Ho Kim; Jinho Joo;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2008 -2011	01212009.pdf
Properties comparison of superconducting fault current limiters with closed and open core	Die Unterschiede, Vor- und Nachteile von offenen und geschlossenen Kernen sind die Hauptpunkte dieses Dokumentes. Beide Typen wurden modelliert und experimentell ausgetestet.	<i>Janowski, T.; Kozak, S.; Malinowski, H.; Wojtasiewicz, G.; Kondratowicz-Kucewicz, B.; Kozak, J.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2072 -2075	01212025.pdf
gesättigter Eisenkern				
Test of 1.2 MVA high- T_c superconducting fault current limiter	Die drei Dokumente beinhalten den von ABB durchgeführten Feldversuch eines FCLs in Löntsch. Das Prinzip und die Testergebnisse sind aufgeführt. Nennspannung, -strom: 10.5kV / 70A, Spitzenstrom: 700A		ABB, Bulletin ASE/UCS 24/96	
Fault Current Limiters Based on High Temperatur Superconductors / Supraleitende Strombegrenzer / Test of 100kW High- T_c Supercon-ducting Fault Current Limiter	Basierend auf dem ABB- Konzept (shielded iron core) wurde ein 100kW- Prototyp getestet. Die Papers beinhalten das ABB- Konzept sowie einführende Erklärungen zu resistiven und induktiven FCLs. Nennspannung, -strom: 480V / 132A; Spitzenstrom: 900A (8kA ohne FCL)		ABB, W. Paul, J. Rhyner, Th. Baumann, F. Platter	
Design & Development of a 15kV, 20kA HTS Fault Current Limiter	Das aus den USA stammende Projekt ist in 2 Phasen unterteilt. Die zweite Phase konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Das Paper gibt einen Überblick über das gesamte Projekt sowie die Ergebnisse des zweiten Teils. Nennspannung, -strom: 12-17kV / 1.2kA; begrenzter Fehlerstrom: 4kA		ABB, IEEE Transactions on applied superconductivity, Vol. 10, No. 1, March 2000	

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
A new power system fault limiter	Dieser Artikel stellt das Prinzip des gesättigten Eisenkerns vor. Allerdings ohne Einstz von Supraleitern.		ABB, Electrical Review International Vol. 202 No. 5 3 February 1978	
Preliminary Experiments on Satured DC Reactor Type Fault Current Limiter	In diesem Dokument wird experimentell ein FCL getestet. Dies aber für niedrige Spannungen und Ströme. Es ist die Basis des ABB- Konzeptes ohne Supraleiter. Nennspannung, -strom: 3.5V / 1.5A		ABB, Prep. Of MT-17, Geneva, Switzerland 24-28 September 2001	
INVESTIGATION OF THE PERFORMANCES OF A PERMANENT MAGNET BIASED FAULT CURRENT LIMITING REACTOR WITH A STEEL CORE	Die Entwickler untersuchen einen Strombegrenzer mit einem Permanentmagneten als Vorspannung. Das Design und die Konfigurationen wurden ermittelt, in einen Prototyp umgesetzt und experimentell getestet.		http://magmac1.ec.t.kanazawa-u.ac.jp/magcap/research/fcl.html	
Superconducting Hybrid Fault Current Limiter: Manufacturing, Modelling and Simulations	Im ByFault Projekt wurde ein hybrider supraleitender Strombegrenzer (SHFCL) modelliert, simuliert und produziert. Der SHFCL wurde mit 2D und 3D- Modellen mittels Finite Elemente- Methode berechnet und sein Verhalten simuliert.		http://www.ipst.org/TechPapers/2001/IPST01Paper046.pdf	
Preliminary Experiments on Saturated DC Reactor Type Fault Current Limiter	Es wird eine gesättigte DC Drossel als Strombegrenzer untersucht. Allerdings nur auf Niederspannungsebene und ohne Supraleiter.		http://www.asl.kuee.kyoto-u.ac.jp/asl/paper/mt17/tupo1b3-07.pdf	
FAULT CURRENT LIMITERS (FLC) WITH SATURATED CORES	Das Paper zeigt eine Übersicht über ein israelisches supraleitendes Strombegrenzerprojekt.		http://www.biu.ac.il/birond/pdf/E5-FCL.pdf	
A proposal of new operating procedure of transformer type fault current limiter	Es wird eine alternative Betriebsart vorgeschlagen. In dieser wird der Stromkreis nicht unterbrochen und die Anlage kann selbstständig in den ursprünglichen Zustand zurückgelangen. Dazu wurde ein Prototyp aufgebaut und getestet.	<i>Shirai, Y.; Taguchi, M.; Shiotsu, M.; Hatta, H.; Muroya, S.; Nitta, T.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 12 Issue: 1 , March 2002; Page(s): 885 -889	01018542.pdf
Design and test of modified bridge type superconducting fault current limiter with reverse magnetized core	Um grosse Induktivitäten zu erreichen wird viel Material benötigt. Dieses ist teuer. In diesem Paper sind die Forschungen um diesem Problem zu entgehen aufgezeigt. Mit Hilfe eines umgekehrt magnetisierten Kreises kann die bei einem Fehlerfall anfallende Energie zwischengespeichert werden. Dazu ist nun nicht mehr eine grosse Induktivität notwendig. Um die Simulationen zu bestätigen wurden Experimente durchgeführt.	<i>Seungje Lee; Chanjoo Lee; Min Cheol Ahn; Hyoungku Kang; Duck Kweon Bae; Tae Kuk Ko;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2016 -2019	01212011.pdf
Design of 6.6 kV, 100 a saturated DC reactor type superconducting fault current limiter	Primär wurde ein 100V/ 10A Prototyp entwickelt und gebaut. Darauf aufbauend wurde ein 6.6kV/ 100A Strombegrenzer entwickelt. Nun konnte die Dimensionierung des Supraleiter-Kerns beginnen. Hauptteil dieses Papers gilt daher auch dem Kern und dessen Charakteristik sowie Abmessungen.	<i>Hoshino, T.; Salim, K.M.; Kawasaki, A.; Muta, I.; Nakamura, T.; Yamada, M.;</i>	Applied Superconductivity, IEEE Transactions on , Volume: 13 Issue: 2 , June 2003; Page(s): 2012 -2015	01212010.pdf

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
A novel compact magnetic current limiter for three phase applications	Das Paper stellt einen vereinfachten dreiphasigen Strombegrenzer dar. Ein Permanentmagnet und drei gesättigte Eisenkerne reichen um die Funktionalität sicherzustellen.	<i>Mukhopadhyay, S.C.; Dawson, F.P.; Iwahara, M.; Yamada, S.;</i>	Magnetics Conference, 2000. INTERMAG 2000 Digest of Technical Papers. 2000 IEEE International , April 9-13, 2000; Page(s): 345 - 345	00872120.pdf
Stromrichter- Typ				
Development of fault current limiters	Die Firma TEPCO aus Japan entwickelte einen Prototypen eines supraleitenden Stromrichter Strombegrenzers. Nennspannung, -strom: 6.6kV / 100A		ABB, http://www.tepco.co.jp/rd/power/dtyodend/fcl/fcl-e.html	
Development of superconducting fault current limiter	In Zusammenarbeit mit LMC (Lockheed Martin Cooperation) wurde ein FLC entwickelt. Ein Prototyp ist genauer spezifiziert. Nennspannung, -strom: 15kV / 1.2kA		ABB, E. M. Leung, International Workshop on superconductivity Okinawa, Japan, 1998	
Rectifier Type Superconducting Fault Current Limiter with Non-Inductive Reactor	Das Paper beschreibt einen hybriden supraleitenden Strombegrenzer ohne Drossel. Simuliert wurde mit den Eckwerten 6.6kV, 1kA.		http://www-lab23.kuee.kyoto-u.ac.jp/hikihara/COE21/COE_03_5_27-1.pdf	COE_03_5_27-1.pdf
HTS Fault Current Controller (FCC)	1999 wurde in den USA ein supraleitender Strombegrenzer entwickelt. Dieses Paper beschreibt die Restaurierung der Anlage nachdem ein Defekt auftrat. Es wird die Technik kurz beschrieben, die Probleme die den Fehler verursachten erörtert und es werden Lösungsvorschläge und Änderungen aufgezeigt.		http://www.lanl.gov/sup_erconductivity/docs/FCL_IGC_LANL_02.pdf	FCL_IGC_LANL_02.pdf
The research of a rectifier type high temperature superconducting fault current limiter	Dieses aus China stammende Dokument versucht den vielfältigen Bereich des supraleitenden Strombegrenzers einzugrenzen. Im Weiteren wird auf Punkte wie Fehlerstromlimitierungsdauer und dessen Prinzipien aufgezeigt.	<i>Zhu Qing; Zhou Youqing; Hu Juan;</i>	Electrical Machines and Systems, 2001. ICEMS 2001. Proceedings of the Fifth International Conference on , Volume: 1 , 18-20 Aug. 2001; Page(s): 656 -659 vol.1	00970760.pdf

Literaturrecherche Strombegrenzer: diverse Typen

Anhang 3

<i>Titel</i>	<i>Beschreibung</i>	<i>Autor</i>	<i>Quelle</i>	<i>File</i>
Begrenzer basierend auf Hochspannungsbogen („Driven Arc“)				
Development of a Pole Mounted Arc Driving Type FCL	Paper über die Entwicklung eines "Driven Arc" Types. Es wurden Experimente mit einer dreiphasigen Ausführung gemacht. Spannungsebene 6kV		http://criepi.denken.or.jp/eng/PR/Nenpo/1997E/97seika41.pdf	97seika41.pdf
Begrenzer basierend auf PTC- Widerständen				
Novel medium voltage fault current limiter based on polymer PTC resistors	ABB Paper über die Entwicklung eines PTC- basierten Strombegrenzers.	<i>Strumpler, R.; Skindhoj, J.; Glatz-Reichenbach, J.; Kuhlefeld, J.H.W.; Perdoncin, F.;</i>	Power Delivery, IEEE Transactions on , Volume: 14 Issue: 2 , April 1999; Page(s): 425 -430	00754084.pdf