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

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 84 (1993)

Heft: 7

Artikel: Energiespeicher in Energieversorgungssystemen : Einsatzchancen des supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Smes) für die Bahnstromversorgung

Autor: Halder, Erich / Rauch, Jon / Salathé, Dominique

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902677

Nutzungsbedingungen

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

Conditions d'utilisation

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

Terms of use

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

Download PDF: 11.07.2025

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

Der Einsatz von verbrauchernahen Energiespeichern würde es erlauben, die Energieversorgungssysteme auf Werte unterhalb der zu erwartenden Spitzenleistung zu dimensionieren. Die Bedarfsspitzen könnten aus diesen Speichern gedeckt werden. Der supraleitende magnetische Energiespeicher (Smes) vereinigt in sich die Vorteile schneller Ansprechzeiten, geringer Verluste, hoher Leistungen und einer unbegrenzten Zahl von Lastzyklen. Für ein konkretes Szenario wird die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes von Smes im Vergleich mit Alternativen diskutiert.

Energiespeicher in Energieversorgungssystemen

Einsatzchancen des supraleitenden magnetischen Energiespeichers (Smes) für die Bahnstromversorgung

■ Erich Halder, Jon Rauch, Dominique Salathé und Clemens Damschen

Wegen starker Strombedarfsschwankungen sind in Bahnnetzen grosse Regelreserven oder aber Energiespeicher notwendig. Die einzigen heute in grösserem Massstab verwendeten Speicher sind Pumpspeicherwerke, die zum Ausgleich langsamer Bedarfsschwankungen herangezogen werden. Das bedeutet, dass die Stromerzeugungskapazität auf die maximal zu erwartende Spitzenlast ausgelegt wird. In der Versuchsphase befinden sich Speicher zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsschwankungen, wie zum Beispiel Batteriespeicher, Druckluftspeicher und Schwungradspeicher. Aus technischer Sicht kommt in Energieversorgungsnetzen, insbesondere auch in Bahnstromnetzen, ebenfalls der Einsatz von supraleitenden magnetischen Energiespeichern (Smes) in Frage. Der vorliegende Aufsatz geht indessen weniger auf technische Fragen des Smes, als vielmehr auf die Frage der Wirtschaftlichkeit seines Einsatzes ein und fasst die Resultate und Schlussfolgerungen einer Arbeitsgruppe, die diesen Problemkreis untersucht hat, zusammen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Smes hängt stark vom konkreten Szenario und von den spezifischen technischen Anforderungen an den Energiespeicher ab. Für ein erstes Szenario «Kraftwerksausbau» beispielsweise, das im Vorfeld untersucht wurde, zeigte bereits eine Grobabschätzung die wirtschaftliche Aussichtslosigkeit einer Smes-Lösung. In diesem Fall wurde der Vollausbau eines Kraftwerks auf 120 MW einem nur teilweisen Ausbau auf 70 MW in Verbindung mit einem Smes gegenübergestellt. Der Lastverlauf zeigte, dass der Smes hier als sogenannter «Tagesspeicher» eingesetzt werden müsste, das heisst er müsste die Leistung von 50 MW über mehrere Stunden erbringen, was einen Energieinhalt von weit über 100 MWh (und somit eine Spule mit einem Durchmesser von mehreren hundert Metern) erforderte. Die spezifischen Vorteile des Smes, kurze, häufig auftretende Spitzen bereitzustellen, wurden in diesem Szenario nicht ausgenützt. Eine Kostenabschätzung für einen 1 MWh-Smes ergab bereits einen Betrag, der in derselben Grössenordnung liegt wie die Einsparungen, die bei einem Kraftwerksteilausbau gegenüber einem Vollausbau erzielt werden. Auch unter Ausnutzung jeglichen Potentials zur Kostensenkung ist nicht zu erwarten, dass ein hundertmal grösserer Speicher zu einem vergleichbaren Preis realisiert werden könnte.

Die Resultate von Untersuchungen für ein Szenario «Stichleitung», welches die Vorteile von Smes optimal ausnutzen könnte, zeigen jedoch, dass Smes gegenüber konventionellen Lösungen auch wirtschaftlich durchaus eine Chance haben. Dieses Szenario steht im Zentrum der nachfolgenden Ausführungen.

Das Szenario «Stichleitung»

Problemstellung

Im Randgebiet des Versorgungsbereichs der SBB wurde eine real existierende Strecke

Dieser Aufsatz ist die überarbeitete Fassung eines Vortrages, gehalten an der ETG-Tagung vom 1. Dezember 1992 in Bern zum Thema «Die Supraleitung in der elektrischen Energietechnik».

Adressen der Autoren
Dr. *Erich Halder*, ABB Produktionstechnik und Logistik GmbH, Käfertalerstr. 258, D-6800 Mannheim,
Jon Rauch, ABB Kraftwerke AG, Abt. KWB7, CH-5400 Baden,
Dr. *Dominique Salathé*, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, Beatenplatz 2, 8023 Zürich, und
Clemens Damschen, Universität Dortmund, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Postfach 500, D-4600 Dortmund.

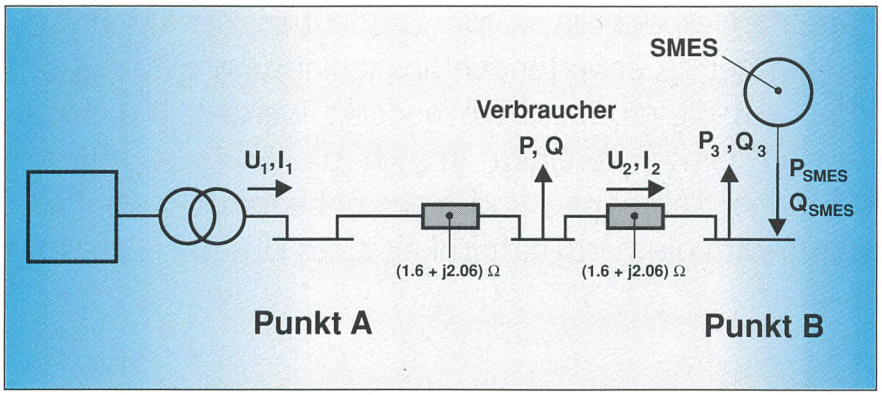

Bild 1 Topologie und Daten des Leitungsabschnittes

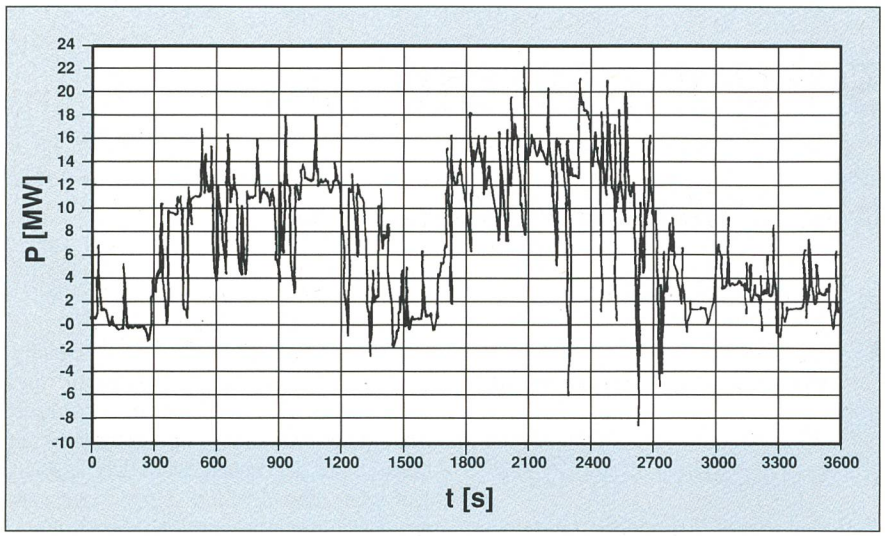

Bild 2 Wirkleistungsbedarf

P Wirkleistungsbedarf aller auf der Strecke fahrenden Züge während einer Stunde
t Zeit

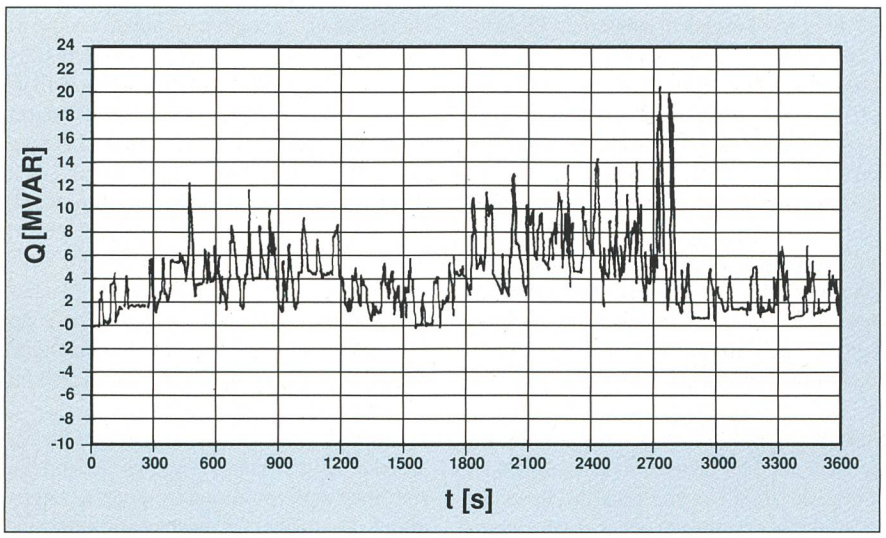

Bild 3 Blindleistungsbedarf

Q Blindleistungsbedarf aller auf der Strecke fahrenden Züge während einer Stunde
t Zeit

untersucht, auf der der Fahrdraht auf einer Seite (Punkt *A* in Bild 1) über ein Unterwerk gespeist wird. Dieses Unterwerk liefert die Leistung über den Fahrdraht an die auf der Strecke verkehrenden Züge, die zur Vereinfachung der Rechnung zusammengefasst in der Mitte angenommen werden (Bild 1: Verbraucher). Eine von den SBB durchgeführte Zuglaufrechnung ergab den Bedarf an Wirk- und Blindleistung aller dieser Züge. Für diese Rechnung wurden der zur Zeit gültige Fahrplan und die vorliegende Strecke zugrunde gelegt. Die berechneten Leistungen wurden mit dem Faktor 1,7 multipliziert, um einer kommenden Erhöhung des Transportvolumens Rechnung zu tragen. Mit diesem Faktor konnten sämtliche Lösungsvarianten auf eine installierte Leistung von 20 MW im Punkt *B* (Bild 1) normiert werden. Die ebenfalls bei den SBB durchgeführte Speisepunktbelastungsrechnung lieferte den Wirk- und Blindleistungsbedarf am Punkt *B* der Stichleitung (Bilder 2 und 3). Der auf der betrachteten Strecke vorhandene Fahrdraht begrenzt den einspeisbaren Strom auf 900 A. Um sicherstellen zu können, dass alle auf der Strecke befindlichen Züge mit einer ausreichenden Spannung versorgt werden (der Spannungsbedarf jeder Lokomotive beträgt mindestens 14 kV, unabhängig davon, an welchem Ort auf der Strecke sie sich befindet), muss die Spannung an den Speisepunkten zwischen 16 und 16,5 kV gehalten werden. Die vorliegende Untersuchung vergleicht nun verschiedene Möglichkeiten, am oberen Ende der Stichleitung (Punkt *B* von Bild 1) einen zweiten Speisepunkt zu realisieren, um bei dem angenommenen Verkehrszuwachs die auf der Strecke fahrenden Züge ausreichend mit Leistung bei entsprechender Spannung zu versorgen. Verglichen werden die jährlich zu erwartenden Kosten für folgende Lösungen:

1. Vollstatischer Frequenzumformer mit Versorgung aus dem 50-Hz-Netz
2. Bau einer Übertragungsleitung (Versorgung aus dem $16^2/_3$-Hz-Netz) und eines Unterwerks
3. Bau eines Kabels ($16^2/_3$-Hz-Netz) mit Unterwerk
4. Diesel- oder Gasmotorkraftwerk $16^2/_3$ Hz
5. Gasturbinenkraftwerk $16^2/_3$ Hz
6. Supraleitender magnetischer Energiespeicher (Smes).

Auslegung des Smes mit Kostenabschätzungen

Ausgangspunkt der Dimensionierung des Smes waren die Berechnungen des Wirk- und Blindleistungsbedarfs aller auf der Strekke verkehrender Züge. Die Bilder 2 und 3 zeigen diesen Bedarf über den Zeitraum einer Stunde. Der maximale Wirkleistungsbedarf beträgt 22 MW, der maximale Blindleistungsbedarf ungefähr 20 MVAr. Die an der Universität Dortmund durchgeführten Berechnungen ergaben, dass ein am oberen Ende der Stichleitung angeschlossener Smes, der über den Fahrdraht mit dem Unterwerk am unteren Ende der Stichleitung verbunden ist (d.h. über den Fahrdraht aufgeladen werden kann), die geforderten Leistungen bereitstellen kann. Der erforderliche nutzbare Energieinhalt des Smes beträgt 125 kWh, die maximale Leistung mit der der Smes aufgela-

den wird (die also vom SBB-Netz bereitgestellt und über den Fahrdraht zum Smes übertragen werden muss), 8 MW. Bild 4 zeigt den zeitlichen Verlauf des Ladezustands des Smes in jenem Zeitraum, der für seine Dimensionierung massgebend ist; in dieser Zeit werden total 125 kWh benötigt.

Ausgelegt wurde nun ein Smes mit einem gesamten Speicherinhalt von 250 kWh, das heisst dem doppelten des geforderten Werts. Begründung: Grundsätzlich kann ein Smes nicht bei voller Leistung vollständig entladen werden. Da der Strom mit sinkendem Ladezustand immer geringer wird, müsste dazu die Spannung beliebig erhöht werden können, was aber seine Grenzen sowohl in der Technik als auch in der Wirtschaftlichkeit hat. Der Stromrichter, der die Verbindung vom Smes zum Netz bildet, muss grundsätzlich in seiner Leistung überdimensioniert werden, da er sowohl den maximalen Strom I_{max} im Magneten verarbeiten muss, als auch eine um den Faktor k erhöhte Spannung, wenn I_{max}/k den minimalen Strom darstellt, bei dem der Smes noch seine Nennleistung bringen muss. Der Stromrichter wird also um so teurer, je tiefer man den Smes bei Nennleistung entladen will. Eine grobe Abschätzung ergab, dass in unserem Szenario das Gesamtkostenminimum dort existiert, wo der Bruttoenergieinhalt des Speichers ungefähr das Doppelte des geforderten nutzbaren Energieinhalts beträgt.

In der Auslegung des betrachteten Smes wurde für die supraleitende Spule NbTi, ein «klassischer» Supraleiter, eingesetzt. Gekühlt wird die Spule durch überkritisches Helium, um Blasenbildung und die dadurch bedingte Verschlechterung der Wärmeübertragung zu verhindern. Die Kühltemperatur wird zu ungefähr 4,5 °K ausgelegt. Die supraleitenden Drähte (Durchmesser 0,7 mm) bestehen aus 1230 NbTi-Filamenten von ungefähr 12 µm Durchmesser in einer Kupfermatrix, die mit einer Steigung von 10 mm verdrillt sind. Zur Verringerung der Kopplungsverluste sind die Drähte verchromt und anschliessend zusammen mit Kupferdrähten in zwei Stufen verseilt: die erste Stufe enthält 29 voll transponierte Drähte, die zweite Stufe 5 Kabel der ersten Stufe; das so erhaltene Kabel mit insgesamt 145 Drähten ist in einen Stahlmantel eingeschweisst, in dem auch das Kühlhelium fliesst («Cable in Conduit»). Die Eignung der auf diese Art hergestellten Leiter wurde am Paul-Scherrer-Institut durch Messungen nachgewiesen. Die Verwendung von keramischen Hochtemperatursupraleitern wurde nicht in Betracht gezogen, da diese auf absehbare Zeit nicht mit den geforderten Daten (kritischer Strom, Verluste) zur Verfügung stehen werden.

Bild 5 zeigt eine schematische Darstellung des geplanten Magneten mit vorgesehener Eisenabschirmung. Als Bauform wurde ein Solenoid gewählt. Dieses hat gegenüber einem Toroid den Vorteil, bei gleichem Energieinhalt nur etwa die Hälfte des supraleitenden Materials zu benötigen. Da der supraleitende Draht einen hohen Anteil an den Gesamtkosten hat, ist ein Solenoid grundsätzlich preisgünstiger als ein Toroid. Der wesentliche Nachteil des Solenoids ist das magnetische Streufeld, das abgeschirmt werden muss. Es tritt im Fall des Toroids nicht auf. In der Ko-

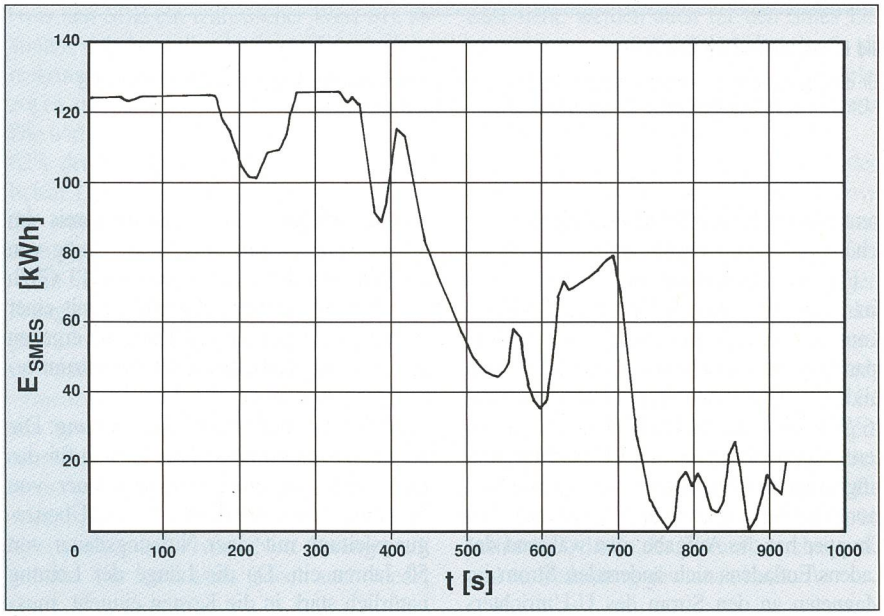

Bild 4 Ladezustand des Smes

Zeitlicher Verlauf der im Smes gespeicherten Energie E_{Smes} während der für die Dimensionierung kritischen Zeit t (maximale Entladung)

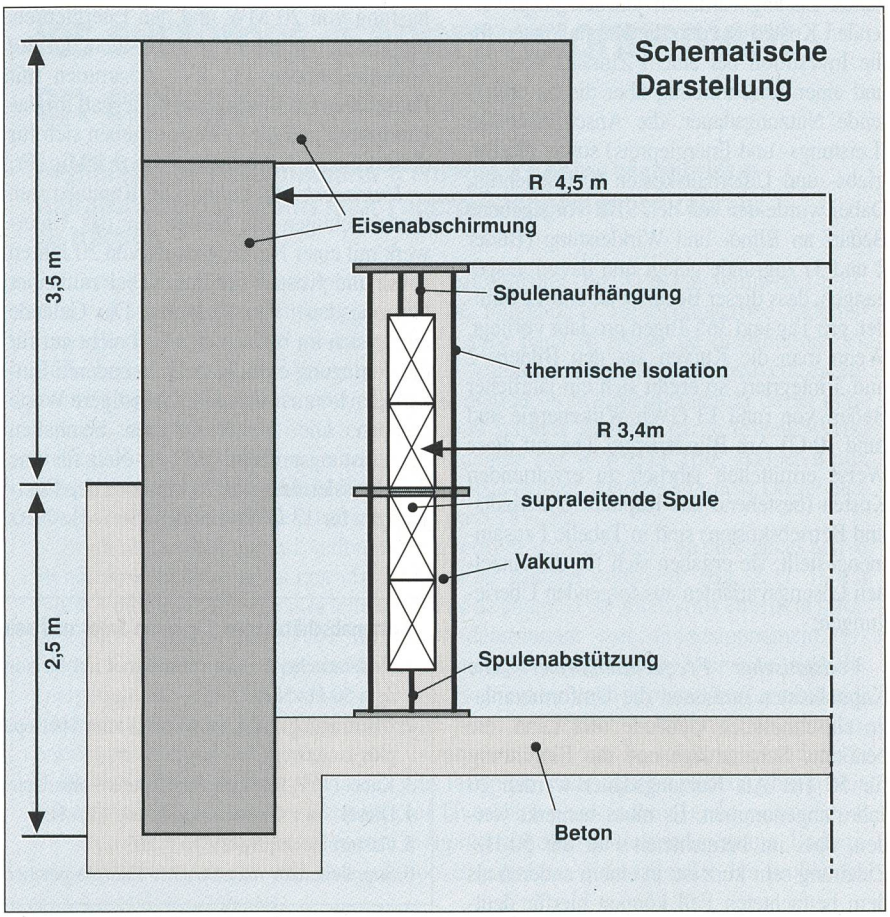

Bild 5 900-MJ-Smes mit Streufeldabschirmung

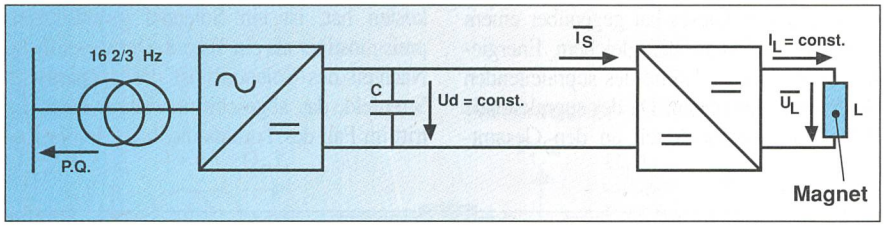

Bild 6 Netzanbindung des Smes

Für die Realisierung der Netzanbindung des Smes ist in der vorliegenden Studie eine Kombination aus U-Umrichter (mit eingeprägter Gleichspannung) und Chopper vorgesehen

stenrechnung für den Speicher ist die magnetische Abschirmung (Eisen) mitberücksichtigt.

Für die Anbindung des Magneten an das Netz wurde eine U-Umrichter/Chopper-Kombination (d.h. mit eingeprägter Gleichspannung im Zwischenkreis) gewählt (siehe Bild 6). Für einphasige Netze wie das $16^2/_3$-Hz-Netz der SBB ergibt sich keine andere Möglichkeit, da ein I-Umrichter (mit eingeprägtem Gleichstrom) allzu grosse harmonische Netzrückwirkungen aufweist. Der Chopper hat die Aufgabe, den während des Ladens/Entladens sich ändernden Strom im Magneten an den Strom des U-Umrichters anzupassen.

Kosten von Smes und seinen Alternativen

Bei der Bestimmung der für die verschiedenen Lösungsvarianten jährlich zu erwartenden Kosten wurden die Kapitalkosten für die Investition bei einem Zinssatz von 8% und einer Abschreibung über die zu erwartende Nutzungsdauer, die Anschlusskosten (Leistungs- und Energiepreis) sowie die Betriebs- und Unterhaltskosten berücksichtigt. Dabei wurde der von den SBB vorgegebene Bedarf an Blind- und Wirkleistung (Bilder 2 und 3) zugrunde gelegt und davon ausgegangen, dass dieser Bedarf während 12 Stunden pro Tag und 365 Tagen pro Jahr vorliegt. Wenn man die Kurven aus den Bildern 2 und 3 integriert, so ergibt sich ein jährlicher Bedarf von rund 13 GWh Wirkenergie und rund 10 GVArh Blindenergie. Die auf diese Weise ermittelten jährlich zu erwartenden Kosten (bestehend aus Kapital-, Unterhalts- und Betriebskosten) sind in Tabelle I zusammengestellt; sie ergaben sich für die einzelnen Lösungsvarianten aus folgenden Überlegungen:

Vollstatischer Frequenzumformer: Die Kapitalkosten umfassen die Umformeranlage einschliesslich Gebäude und Land, die benötigte Schaltanlage und die Einführung für 50 Hz. Als Nutzungsdauer werden 20 Jahre angenommen. Es muss bemerkt werden, dass im betrachteten Fall die 50-Hz-Zuleitung sehr kurz ist; in einem anderen als dem betrachteten Fall können hierfür deutlich höhere Kosten anfallen. Die Anschlusskosten beinhalten den Leistungspreis im 50-Hz-Netz für eine Anschlussleistung von 20 MW und den Energiepreis für 13 GWh aus dem 50-Hz-Netz. Zusammen mit einer Pauschale für Betrieb und Unterhalt ergeben sich für den vollstatischen Frequenzumformer Jahreskosten von 5,6 Mio. Fr.

Unterwerk mit Übertragungsleitung: Die Kapitalkosten schliessen die Kosten für das Unterwerk mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren sowie die Kosten für die Übertragungsleitung mit einer Nutzungsdauer von 50 Jahren ein. Da die Länge der Leitung natürlich stark in die Kosten eingeht, muss in einem anderen als dem hier betrachteten Fall unter Umständen auch mit deutlich verschiedenen Kosten gerechnet werden. Die Anschlusskosten beinhalten den Leistungspreis im $16^2/_3$-Hz-Netz für eine Anschlussleistung von 20 MW und den Energiepreis für 13 GWh aus dem $16^2/_3$-Hz-Netz auf der Spannungsebene 132 kV. Zusammen mit Pauschalen für Betrieb und Unterhalt für das Unterwerk und die Leitung ergeben sich für diese Lösung Jahreskosten von 9,3 Mio. Fr.

Unterwerk mit Kabel: Die Kapitalkosten berücksichtigen die Kosten für das Unterwerk mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren sowie die Kosten für das Kabel mit einer Nutzungsdauer von 50 Jahren. Das Gelände eignet sich im betrachteten Fall nicht gut für die Verlegung eines Kabels. In anderen Einzelfällen können sich daher günstigere Werte ergeben. Die Anschlusskosten beinhalten den Leistungspreis im $16^2/_3$-Hz-Netz für eine Anschlussleistung von 20 MW und den Energiepreis für 13 GWh aus dem $16^2/_3$-Hz-Netz auf der Spannungsebene 132 kV. Zusammen mit Pauschalen für Betrieb und Unterhalt für das Unterwerk und das Kabel ergeben sich für diese Lösung Jahreskosten von 20,9 Mio. Franken.

Diesel- oder Gasmotorkraftwerk: Die Kapitalkosten schliessen ein die Kosten für die elektromechanischen Komponenten, den Transport, die Montage und Inbetriebsetzung sowie Gebäude. Als Nutzungsdauer werden 20 Jahre angenommen. Anschlusskosten entstehen keine, da elektrische Leistung und Energie an Ort und Stelle erzeugt werden und nicht vom Versorgungsnetz bereitgestellt werden müssen. Als Betriebskosten fallen vor allem Brennstoffkosten an, die auf Grund von Bild 2 und 3 unter Berücksichtigung des unterschiedlichen Wirkungsgrads der Anlage im Vollast- und im Teillastbereich bestimmt wurden. Bei Berücksichtigung einer Unterhaltspauschale ergeben sich für die Diesel- oder Gasmotorlösung Jahreskosten von 6,8 Mio. Franken.

Gasturbinenkraftwerk: Die Kapitalkosten berücksichtigen die Kosten für die elektromechanischen Komponenten, den Transport, die Montage und Inbetriebsetzung sowie Gebäude. Als Nutzungsdauer werden 20 Jahre angenommen. Anschlusskosten entstehen keine, da elektrische Leistung und Energie an Ort und Stelle erzeugt werden und nicht vom Versorgungsnetz bereitgestellt werden müssen. Zusammen mit den Brennstoffkosten und einer Pauschale für den Unterhalt ergeben sich für das Gasturbinenkraftwerk Jahreskosten von 8,2 Mio. Fr.

Supraleitender magnetischer Speicher: Die Kapitalkosten schliessen ein den Magnetteil mit Kryostat, die Netzanbindung, die Leittechnik (für Magnet, Kryostat und Stromrichter), die Abschirmung des magnetischen Streufelds, Montage und Inbetriebsetzung, die benötigte Schaltanlage sowie Gebäude und Land. Der Preis für die gesamte Anlage wurde zu ungefähr 49 Mio. Fr. abgeschätzt, das Potential für Verbilligung bei Bestellung weiterer Anlagen zu etwa 10%. Als Nutzungsdauer werden 20 Jahre angenommen. Die Anschlusskosten beinhalten den Leistungspreis im $16^2/_3$-Hz-Netz für eine Anschlussleistung von 8 MW (das ist die

Kostenabschätzungen für einen Smes und seine Alternativen

1. Vollstatischer Frequenzumformer mit Versorgung aus dem 50-Hz-Netz	5,6 Mio. Fr./Jahr	59%
2. Übertragungsleitung ($16^2/_3$ Hz) zum Speisepunkt, plus Unterwerk	9,3 Mio. Fr./Jahr	98%
3. Kabel ($16^2/_3$ Hz) zum Speisepunkt, plus Unterwerk	20,9 Mio. Fr./Jahr	220%
4. Diesel- oder Gasmotorkraftwerk $16^2/_3$ Hz	6,8 Mio. Fr./Jahr	72%
5. Gasturbinenkraftwerk $16^2/_3$ Hz	8,2 Mio. Fr./Jahr	86%
6. Supraleitender magnetischer Energiespeicher	9,5 Mio. Fr./Jahr	100%

Tabelle I Jährlich zu erwartende Kosten für die verschiedenen Lösungsvarianten

maximale Ladeleistung des Smes, d.h. die Leistung, die vom $16^2/_3$-Hz-Netz zur Verfügung gestellt werden muss) und den Energiepreis für 13 GWh aus dem $16^2/_3$-Hz-Netz auf der Spannungsebene 16 kV (der Smes wird ja über die Fahrleitung geladen). Zusammen mit einer Pauschale für Betrieb und Unterhalt ergeben sich für den Smes Jahreskosten von 9,5 Mio. Franken.

Variantenvergleich

Aus den oben dargestellten Ergebnissen kann man entnehmen, dass für das betrachtete Szenario im Netz der SBB der vollstatische Frequenzumformer die wirtschaftlichste Lösung ist. Die $16^2/_3$-Hz-Übertragungsleitung mit Unterwerk ist etwa vergleichbar mit dem Smes, Gasmotor und Gasturbine sind günstiger, während die Variante Kabel in diesem Fall die am wenigsten wirtschaftliche Lösung darstellt. Um den Vergleich zwischen den verschiedenen Lösungen zu erleichtern, wurden in Tabelle I als letzte Kolonne die relativen Kosten (bezogen auf den Smes, welchem 100% entsprechen) mitaufgenommen.

Schlussfolgerungen über die Chancen von Smes in Bahnstromnetzen

Es wurde ein spezielles Szenario untersucht, um einmal für einen realen Fall die tatsächlich zu erwartenden Kosten bestimmen zu können. Damit ist es aber schwierig, die Ergebnisse direkt auf andere Fälle zu übertragen und zu verallgemeinern, da beispielsweise die Länge einer Übertragungsleitung oder einer 50-Hz-Einführung stark in die Kosten eingehen und damit für jeden Einzelfall unterschiedlich ausfallen werden.

Bei der Berechnung der Kosten für die Leistung wurde jeweils der Leistungspreis für die gesamte vom Netz bereitzustellende Leistung angesetzt. Gemeinsam mit den SBB wurde dazu ein realistischer Ansatz auf der Basis des Marktpreises im 50-Hz-Netz und der Betriebsrechnung der SBB im $16^2/_3$-Hz-Netz verwendet. Es könnte argumentiert werden, dass nur ein Teil dieser Leistung mitgerechnet werden muss, da die Wahrscheinlichkeit sehr gering ist, dass diese Leistung genau zu einer Zeit der maximalen Belastung des Gesamtnetzes benötigt wird. Das Argument lautet dann, dass nicht die gesamte Versorgungskapazität um 20 MW erhöht werden muss, wenn beispielsweise ein Unterwerk mit dieser Leistung zusätzlich in Betrieb genommen wird. Eine nur teilweise Berücksichtigung der Leistungskosten würde die relative Wirtschaftlichkeit für die Lösungen verschlechtern, bei denen kein Leistungspreis berücksichtigt wurde (Gasmotor, Gasturbine). In der vorliegenden Untersuchung wird der Leistungspreis für die volle benötigte Leistung zugrunde gelegt, da tatsächlich nicht ausgeschlossen werden kann, dass diese Leistung genau zu einem Zeitpunkt benötigt wird, zu dem das Gesamtnetz seine maximale Last sieht. Wenn der Leistungspreis nicht mit seinem vollen Ansatz berücksichtigt wird, sondern nur zu 20% (was laut SBB ein realistischer Wert ist), so ändern sich zwar die absoluten Zahlen (Jahreskosten), die relative Wirtschaftlichkeit bezogen auf den Smes ändert sich jedoch kaum. Die wirtschaftlichste Lösung verursacht dann 62% der Kosten des Smes; diese wirtschaftlichste Lösung ist dann allerdings nicht mehr der vollstatische Frequenzumformer, sondern die Freileitung mit Unterwerk.

Im Falle des supraleitenden magnetischen Energiespeichers wurde das Argument vorgebracht, dass für ihn keine Leistungskosten zu verrechnen, sondern sogar ein Bonus zu vergeben sei, da die Regelung des Smes genau bewirkt, dass Spitzenbelastungen abgebaut werden. Er entlädt sich ja gerade dann, wenn auf seinem Netzabschnitt eine Leistungsspitze benötigt wird. Damit muss diese Spitze nicht mehr vom Netz bereitgestellt werden. Der Smes muss jedoch auch wieder geladen werden, und diese Ladeleistung muss dann vom Netz geliefert werden. Da wiederum nicht ausgeschlossen werden kann, dass der Smes diese Ladeleistung genau zu einem Zeitpunkt abruft, an dem das Gesamtnetz (nicht der lokale Netzabschnitt, an dem er angeschlossen ist) seine maximale Last sieht, werden auch für den Smes Leistungskosten berücksichtigt, die durch die maximale Ladeleistung (nicht Entladeleistung) bestimmt werden und im betrachteten Szenario 8 MW betragen.

Abschliessend kann somit gesagt werden, dass im betrachteten Szenario der Smes zwar nicht die günstigste Lösung darstellt, erstaunlicherweise aber auch nicht die teuerste. Dies ist für eine neue Technologie eine ermutigende Tatsache. Es kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass sich in anderen Szenarien ein noch günstigeres Bild ergeben würde. Ferner ändern könnte sich die Situation mit Fortschritten bei den Hochtemperatursupraleitern. Auch wenn im Moment für diese Technologie in der Schweiz noch kein Bedarf sichtbar ist, so ist der Smes doch ein Instrument, das in der Zukunft durchaus einmal an Bedeutung gewinnen kann.

Accumulateurs d'énergie dans les systèmes d'approvisionnement en énergie

Possibilités de l'accumulateur d'énergie à bobine magnétique supraconductrice adbms pour l'approvisionnement en courant de traction

L'article examine à l'exemple d'un scénario concret (fig. 1) la rentabilité de l'utilisation d'accumulateurs d'énergie à bobine magnétique supraconductrice (adbms) permettant de couvrir les pointes de puissance dans le réseau de distribution des CFF. A titre de comparaison on présente 5 solutions alternatives qui peuvent également résoudre le problème posé par l'alimentation de la ligne de chemin de fer considérée: convertisseur de fréquences purement statique alimenté par le réseau 50 Hz; construction d'une ligne de transport (alimentée par le réseau $16^2/_3$ Hz) et d'une sous-station; pose d'un câble ($16^2/_3$ Hz) avec sous-station; centrale à moteur Diesel ou à gaz pour $16^2/_3$ Hz; centrale à turbine à gaz pour $16^2/_3$ Hz.

Le dimensionnement de l'«adbms» est déterminé par les besoins en puissances active et réactive de tous les trains circulant sur le tronçon considéré (fig. 2 et 3). La figure 4 montre l'allure dans le temps de l'état de charge d'un adbms mis en œuvre selon la figure 1 dans l'intervalle de temps déterminant son dimensionnement. La figure 5 montre une représentation schématique d'un adbms pour une capacité énergétique de 250 kWh, comme il est nécessaire pour cette application. Le tableau I, finalement, rassemble les frais à attendre pour les différentes variantes de solution, permettant d'apprécier la rentabilité; ils montrent que dans le scénario considéré, si l'adbms n'est certes pas la solution la plus favorable, celle-ci n'est pas non plus la plus chère. Dans d'autres scénarii encore plus favorables pour l'adbms, et en particulier si l'on réussissait à perfectionner encore le supraconducteur à haute température, l'adbms pourrait tout à fait devenir une solution économique pour résoudre les problèmes d'accumulation d'énergie.