

Ein Frequenzumrichter für die Speicherpumpe im Pumpspeicher-Kraftwerk Forbach der Badenwerke, heute EnBW

Von Harald Förster, Karlsruhe, und Reinhard Wagnitz, AEG Berlin

Im Pumpspeicher-Kraftwerk Forbach der Badenwerke AG wurde im Jahr 1993 ein ca. 65 Jahre alter Maschinensatz mit einem statischen Frequenzumrichter ausgerüstet. Der Umrichter wurde inzwischen dem 10kV-Netz und dem schon 35 Jahre alten Siemens Generator / Motor geschaltet. Dieser sechspulsige Stromzwischenkreisumrichter ermöglicht es, den Maschinensatz im Pumpbetrieb durch Drehzahlregulierung unter dem Einfluss der Primär und Sekundärregelung des Netzes zu betreiben. Die Verfasser berichten über die Planung und Ausführung des Projekts sowie über die Betriebsergebnisse.

An inverter for the pump- storage power station at Forbach of the German utility Badenwerke, today EnBW

by Harald Förster, Karlsruhe & Reinhard Wagnitz, AEG Berlin

In the pumped-storage power station of Badenwerke AG a 65 years old aggregate has been equipped in 1993 by AEG with a static inverter which was installed between the 10 kV-line and the 35 years old rotating alternator delivered by Siemens. This six pulse inverter with intermediate circuit makes it possible to operate the machine during pumping service by means of speed adjustment in primary and secondary control of the line. The authors are reporting about planning and executing of the project as well as the result of the commissioning.

El nuevo inversor de la estación de bombeo en la usina hydraulica de Forbach de la empresa Badenwerke, EnBW

por Harald Förster y Reinhard Wagnitz, AEG Berlin

En la usina hidráulica de bombeo de Forbach de la empresa Badenwerk AG se ha equipado en el año 1993 una maquina antigua de 65 años con un inversor estático, conectándolo entre La red de 10kV y la maquina rotativa, que tenía 35 años y es de Siemens. Este inversor de seis pulsos con circuito intermedio hace posible de adaptar la velocidad de la maquina en servicio de bombeo con un control primario y secundario de la red. Los autores informan de los planes y la ejecución del proyecto y los primeros resultados del servicio.

reported by:

AEG Industrial Engineering GmbH · D-14199 Berlin · Tel +49 30 820 99 491 · Fax +49 30 820 99 499 · www.aeg-ibo.com

1. Allgemeines

Im Nordschwarzwald betreibt die Badenwerk AG seit Ende der 20er Jahre das älteste Pumpspeicherkraftwerk Europas. Die Schwarzenbachstufe des Rudolf-Fettweis-Werks war zum damaligen Zeitpunkt eine Prototypanlage, bei der man sich an neue Dimensionen heranwagte. Sie bestand aus zwei Maschinensätzen mit je einer Pelton - Turbine, einem Motorgenerator und einer Speicherpumpe. Die Gesamtturbinenleistung lag bei 43 MW, die Gesamtpumpleistung bei 20 MW. Der Aufbau des Pumpspeicherkraftwerks ist in dem vorstehenden Aufsatz „Planung und Bau einer Speicherpumpenanlage mit Frequenzregelung“ ausführlich beschrieben.

Ende der 70er Jahre musste der Pumpbetrieb aufgrund technischer Mängel eingestellt werden. Das Schwarzenbachwerk wurde seither nur noch generatorisch zum Abfahren des natürlichen Zuflusses eingesetzt. Wegen des vermehrten Bedarfs an Pumpleistung wurde 1988 die Reaktivierung einer Speicherpumpe beschlossen. Hierzu sollte die alte 6-MW-Pumpe durch eine neue Speicherpumpe mit einer Leistung von 20 MW ersetzt werden. Gleichzeitig sollte der Betrieb der Pumpe durch Einsatz einer modernen Leittechnik automatisiert werden.

2. Das Grundkonzept der geregelten Speicherpumpe

Auf Vorschlag der elektrotechnischen Grundsatzabteilung des Badenwerkes wurde in die Planung des Gesamtprojekts die Option aufgenommen, die neue Speicherpumpe in ihrer Leistungsaufnahme regelfähig zu machen, um den Maschinensatz auch im Pumpbetrieb an der Primär- und Sekundärregelung des Netzes zu beteiligen. Hintergrund dieses Vorschlags war die Tatsache, dass die vorgesehenen Einsatzzeiten der Pumpe typischerweise in der Schwachlastzeit des Netzes liegen sollten, während der das Badenwerk die gemäß DVG-Empfehlung [1] vorzuhaltende Primärregelleistung von 2,5 % der momentanen Erzeugung nur unzureichend bzw. nur durch Androsselung der Grundlastkraftwerke erfüllen kann. Auch die zur Sekundärregelung eingesetzten Kraftwerke sind während dieses Zeitraumes überwiegend nicht verfügbar. Mit der geregelten Pumpe wäre es erstmals möglich, die Aufgaben der Netzregelung in nennenswertem Umfang von der Erzeugerseite auf eine EVU eigene Netzlast zu übertragen .

Im Jahr 1989 wurden von der elektrotechnischen Abteilung des Badenwerkes gemeinsam mit der für die Planung der Speicherpumpe zuständigen Maschinenbauabteilung erste Konzeptuntersuchungen in Angriff genommen. Mögliche Maßnahmen im hydraulischen System zur Regelung der aufgenommenen Pumpleistung bei Synchrondrehzahl, wie z. B. ein verstellbarer Pumpenleitapparat oder das Fahren im hydraulischen Kurzschluss durch gleichzeitigen Betrieb von Pumpe und Turbine wurden frühzeitig verworfen, da bezüglich dieser Fahrweisen schlechte Betriebserfahrungen aus anderen Pumpspeicherkraftwerken vorlagen.

Somit wurde nur die Variante eines drehzahlvariablen Antriebs mit Regelung der Maschinendrehzahl auf der elektrischen Seite weiterverfolgt. Zur Entkopplung der Maschinendrehzahl von der Netzfrequenz waren mit dem Konzept der läufergespeisten und der ständergespeisten Synchronmaschine zwei alternative Anordnungen in Betracht zu ziehen.

Die Wahl fiel sehr schnell auf einen in der Ableitung des Motorgenerators einzuschleifenden statischen Umrichter zur Speisung der Ständerwicklung mit variabler Frequenz als einzige sinnvoll zu realisierende Anordnung. Die läufergespeiste Synchronmaschine hätte zwar den Vorteil einer deutlich geringeren Umrichterleistung geboten, war jedoch nicht vereinbar mit grundlegenden, in der Planungsphase definierten Randbedingungen, wie:

- An den vorhandenen elektrischen Betriebsmitteln sollten keine wesentlichen Umbauten vorgenommen werden.
- Der Maschinensatz sollte auch zukünftig in der Lage sein, ohne Umrichterspeisung direkt am Netz zu laufen.

Mit der ersten Forderung sollten vor allem die Projektkosten in einem vertretbaren Rahmen gehalten werden. Die zweite Forderung ergab sich einerseits aus Wirkungsgradbetrachtungen für Generatorbetrieb und unregelmäßigen Pumpbetrieb, sie ist jedoch auch in dem Prototypcharakter der geplanten Anlage begründet. Die Verfügbarkeit des Maschinensatzes sollte unabhängig von der Verfügbarkeit der Frequenzumrichter-Anlage sein. Bei einer Maschinenspannung von 10 kV und einer zu übertragenden Leistung von ca. 20 MW bot sich als Stromrichterschaltung ein aus zwei sechspulsige, fremdgeführten Thyristor-Drehstrombrücken (B6-Schaltung) mit Gleichstromzwischenkreis bestehender Frequenzumrichter an. Eine 12-pulsige Ausführung, die bezüglich der Rückwirkungen günstiger gewesen wäre, hätte ohne Austausch vorhandener Betriebsmittel nicht in die Maschinenableitung integriert werden können. Bild 1 zeigt die gewählte Anordnung mit den wesentlichen Bemessungsdaten des Frequenzumrichters (FU).

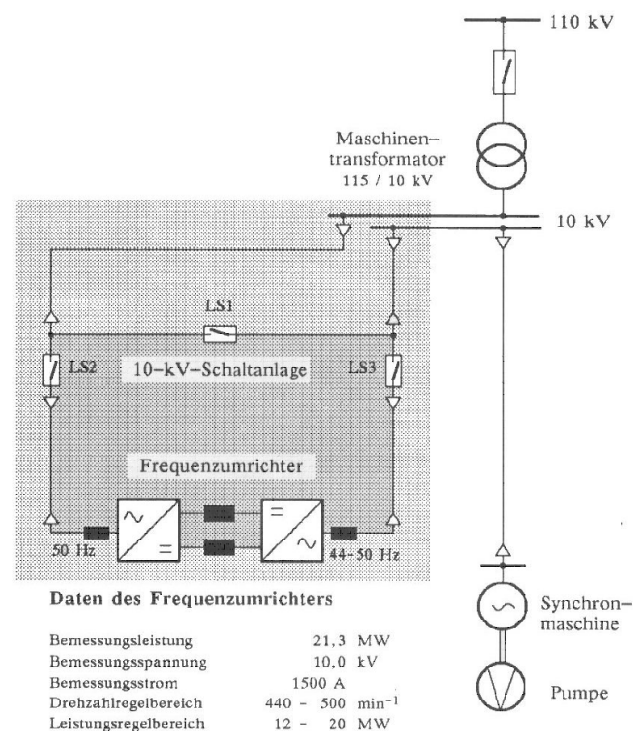


Bild 1: Schematische Darstellung der Frequenzumrichtereinbindung in die Ableitung der Maschine RFW 6

Bei drehzahlgeregeltem Pumpbetrieb wird bei geöffnetem Kuppelschalter LS1 der Netzstrom im netzseitigen Stromrichter gleichgerichtet, im Zwischenkreis geglättet und dann wieder im maschinenseitigen Stromrichter in einen Drehstrom variabler Frequenz umgeformt. Für Generatorbetrieb bzw. unregelmäßigen Pumpbetrieb kann der FU mit den Stromrichterschaltern LS2 und LS3 aus der Maschinenableitung abgetrennt werden, und die Maschine kann über den parallel zum FU angeordneten Kuppelschalter direkt am Netz betrieben werden.

Ähnliche Stromrichterschaltungen wurden bereits in Pumpspeicher-Kraftwerken als Anfahrumrichter eingesetzt. Diese Umrichter hatten allerdings einsatzbedingt eine deutlich geringere Leistung als der Motorgenerator und erzeugten somit auch geringere Rückwirkungen auf die Maschine. Im vorliegenden Anwendungsfall war der neuartige Einsatz des Frequenzumrichters mit Übertragung der vollen Maschinenleistung im Dauerbetrieb sowie die Kombination von

moderner Leistungselektronik mit einer 65 Jahre alten Wasserkraftmaschine die eigentliche technische Herausforderung. Aber auch an die im Grunde bewährte Umrichtertechnik wurden neue Anforderungen gestellt, denn neben der Hauptfunktion zur Primär- und Sekundärregelung sollten die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten, die die Umrichtertechnik bietet, auch für verschiedene Fahrprogramme zum Betriebsartenwechsel des Maschinensatzes genutzt werden.

Für den Übergang von Umrichter auf Netzbetrieb und umgekehrt sollte eine stoßfreie Umschaltung bei voller Pumpleistung realisiert werden. Bei Übergang auf Netzbetrieb erfordert dies eine Vollastsynchronisierung mit dem Frequenzumrichter als Stellglied, bei Übergang auf Umrichterbetrieb muss der FU zeitlich begrenzt bei geschlossenem Kuppelschalter betrieben werden.

Die in der Stromrichtertechnik neuartige Betriebsweise mit drehstromseitig verbundenen Brücken sollte im Rudolf-Fettweis-Werk erstmals ausgeführt werden. Da der Umrichterstrom über den Kuppelschalter im geschlossenen Kreis fließt, wurde für diese Übergangsphase der Begriff „Kreisbetrieb“ eingeführt.

3. Voruntersuchungen

Mit der grundsätzlichen Festlegung der Anlagenkonfiguration konnten auch die Eckdaten definiert werden, die bei der Auslegung der neuen Speicherpumpe, bei der Eignungsprüfung für den gesamten Maschinensatz und bei der Berechnung der Netzurückwirkungen zu berücksichtigen waren. Parallel hierzu wurde zunächst den Firmen AEG und Siemens, später dann noch der Firma ABB die Anfragespezifikation zur Lieferung einer Frequenzumrichter- Anlage übergeben. Durch die frühzeitige Einbindung der potentiellen Lieferanten konnten für die Voruntersuchungen belastbare Herstellerangaben zugrunde gelegt werden.

3.1 Regelbereich der Speicherpumpe

Die Speicherpumpe wurde für einen Förderbetrieb in einem möglichst großen Drehzahlbereich ausgelegt. Aufgrund der hydraulischen Verhältnisse im Kraftwerk konnten für die Pumpe Drehzahlen zwischen 440 und 500 min⁻¹ zugelassen werden.

Das Wirkungsgradoptimum der Pumpe wurde auf 470 min⁻¹ gelegt. Durch die starke Drehzahlabhängigkeit der Pumpenleistung ($P \sim n^3$)

Netzfrequenz (Primärregelung)	Hz	49,9	50,0	50,1
Belastungsgrad (Sekundärregelung)	%	100	50	0
Drehzahl	min ⁻¹	440	470	500
	%	88	94	100
Leistung	MW	12	16	20
	%	60	80	100

Tabelle 1: Regelbereich der Speicherpumpe im Primär- und sekundärregeltem Betrieb

ergab sich ein verfügbarer Leistungsregelbereich zwischen 12 MW und 20 MW. Dieses Regelband von 8 MW entspricht immerhin 40 % der Pumpenbemessungsleistung. Die Zuordnung dieses Regelbands zur Netzfrequenz bzw. zum Belastungsgrad des Netzreglers ist der **Tabelle 1** zu entnehmen.

3.2 Untersuchungen und Maßnahmen am Maschinensatz

Da der 65 Jahre alte Motorgenerator noch nicht für Stromrichterantrieb konzipiert war, waren bezüglich der Eignung des Maschinensatzes für Umrichterspeisung besonders intensive Untersuchungen notwendig. In diesem Zusammenhang mussten vor allem die vom Umrichter erzeugten Kommutierungsüberspannungen und der Oberschwingungsgehalt im Strom berücksichtigt und ihre Wirkung auf den Maschinensatz durch Berechnungen und Messungen ermittelt werden.

Die Kommutierungsüberspannungen führen sowohl bezüglich ihrer Amplitude als auch bezüglich ihrer Steilheit zu einer zusätzlichen elektrischen Belastung von Maschinenwicklungen. Hochfrequente Spannungsanteile werden in den ersten Windungen von Spulen überproportional stark abgebaut, so dass die Windungsisolierung verstärkt beansprucht wird. Da die Maschine RFW 6 eine Stabwicklung hat, bei der die Windungsisolierung gleich der Hauptisolation ist, spielt dieser Effekt im vorliegenden Fall eine untergeordnete Rolle.

Für die Amplitude der Kommutierungsüberspannung wurde den Umrichteranbietern ein maximal zulässiger Grenzwert von $1,4 U_n = 19,7 \text{ kV}$ vorgegeben, der durch eine Zusatzbeschaltung des maschinenseitigen Umrichters eingehalten werden konnte. Die Spannungsfestigkeit der Ständerwicklung wurde mit einer Gleichspannung von 25 kV geprüft. Nach anfänglichen Schwierigkeiten wegen Schwachstellen in der Wickelkopfisolation und einer Generalsanierung des Wickelkopfbereichs wurde die Prüfung bestanden.

Die Oberschwingungsströme treten als Harmonische der Grundfrequenz mit Ordnungszahlen von

$$v = n \times p \pm 1$$

p = Pulszahl des Umrichters

n = 1,2,3,...

auf. Die niedrigere Oberschwingung jedes Oberschwingungspaares bildet ein Gegen-System, die höhere ein Mitsystem, so dass durch geometrische Addition der Oberschwingungspaare auf der Rotorseite Wechselmomente der Ordnungszahlen $n \times p$ entstehen, die sich dem Grundwellengleichmoment überlagern (siehe Tabelle 2).

Da die Grundfrequenz im drehzahlgeregelten Betrieb variabel ist, ergibt sich aus den Oberschwingungen ein breitbandiges Frequenzspektrum, das den als Masse-Feder-System zu betrachtenden Maschinensatz zum Schwingen anregen kann. Weitere Anregelfrequenzen entstehen aus den Vielfachen der Schwebung zwischen Netz- und Maschinenfrequenz aufgrund der nicht idealen Entkopplungseigenschaft des induktiven Gleichstromzwischenkreises.

v	1	5	7	11	13	17	19
I_v / I_1 [%]	100	24,0	14,3	8,2	6,6	4,5	3,9
v	1	6		12		18	
m_v/m_1 [%]	100	21,0		8,0		3,0	

Tabelle 2: Oberschwingungsanteile im Maschinenstrom und im Luftspaltmoment bei 6-pulsiger Umrichterspeisung

entstehen aus den Vielfachen der Schwebung zwischen Netz- und Maschinenfrequenz aufgrund der nicht idealen Entkopplungseigenschaft des induktiven Gleichstromzwischenkreises.

Mit Hilfe von dem Pumpenlieferant SEW in Auftrag gegebenen Drehschwingungsberechnungen für den gesamten Wellenstrang wurden die Resonanzfrequenzen aller Maschinensatzkomponenten ermittelt und die Belastung einzelner Bauteile bei Anregung durch die vom Umrichter erzeugten Wechselmomentanteile bestimmt. Besonders kritisch wurden die Anregungen untersucht, die zu Resonanzen im Drehzahlregelbereich zwischen 440 und 500 min^{-1} führen, da sie den Maschinensatz als Daueranregung belasten können. Es wurden zwei Resonanzpunkte bei $13,26 \text{ Hz}$ und $24,97 \text{ Hz}$ gefunden, die durch die sechste Oberschwingung der Schwebung zwischen Netz- und Maschinenstrom bei einer Maschinendrehzahl von 478 min^{-1} und 458 min^{-1} angeregt werden. Aufgrund der geringen Amplitude des anregenden Moments und der in den Resonanzpunkten wirksamen Dämpfung blieb die Belastung des Maschinensatzes im zulässigen Bereich. Bei außerhalb des Regelbereichs liegenden Resonanzen war es möglich, die Ausprägung der Resonanzüberhöhung durch Reduktion des Moments während des Durchfahrens des Resonanzpunktes zu begrenzen. Die Ergebnisse der Drehschwingungsberechnung wurden durch während der Inbetriebnahme durchgeführte Drehschwingungsmessungen überprüft und bestätigt.

Als weiterer Effekt war die Induktion von Dämpferströmen der Ordnungszahlen $n \times p$ durch die Oberschwingungsanteile im Ständerstrom zu beachten. Hierdurch wird der Dämpfer bei Umrichterbetrieb dauernd thermisch und mechanisch belastet. Die Berechnungen ergaben eine unsymmetrische Stromaufteilung auf die einzelnen Dämpferstäbe jedes Poles mit einer maximalen Temperaturerhöhung von 65 K , die unkritisch war. Zur Absicherung der Rechenergebnisse wurde beschlossen, im Motorgenerator eine direkte Temperaturmessung an allen Dämpferstäben eines Poles mit Widerstandsthermometern und berührungsloser Übertragung der Messwerte einzubauen. Weiterhin wurde auf der Ständerseite eine an der Universität Hannover ursprünglich für Asynchronmaschinen entwickelte Messspule zur Erfassung von Unsymmetrien im Dämpferkäfig (Stabbruch) vorgesehen [2].

An elektrisch nicht aktiven Bauteilen des Generators (Gehäuse, Abdeckbleche) und am Maschinenfundament wurden mögliche Resonanzen experimentell ermittelt, um die Geräuschausbreitung durch Körperschall abzuschätzen. Im niederfrequenten Frequenzbereich bis 150 Hz wurden die Resonanzen mit Hilfe einer Schwingungsmaschine mit Unwucht direkt angeregt, bei höheren Frequenzen wurde ein Hammerschlagstempel verwendet und die Stoßantwort in Form eines freien Frequenzspektrums gemessen. Die Geräuschbelastung außerhalb des Maschinenhauses war wegen eines an das Kraftwerk angrenzenden Wohngebiets besonders zu beachten.

Als einzige Änderung am Motorgenerator musste für den Umrichterbetrieb die Erregereinrichtung mit Hilfs- und Haupterregemaschine und mechanischem Wälzsektorregler ersetzt werden. Im drehzahlgeregelten Betrieb muss die Maschinenspannung frequenzproportional verändert werden, um eine magnetische Übererregung des Ständerblechpakets zu vermeiden. Dies erfordert eine direkte Erregerstromregelung durch die Frequenzumrichtersteuerung, die mit der vorhandenen Erregeranlage nicht möglich war. Man entschloss sich zum Einbau einer neuen und modernen fremdgespeisten Erregereinrichtung, die das Feld der Haupterregemaschine speist.

3.3 Maschinentransformator

Durch geringe Unterschiede im Zündzeitpunkt der Gleichrichterzweige (Impulsversatz) kann im Eisenkern des Transformators eine Gleichmagnetisierung auftreten. Die Gleichmagnetisierung führt zur Sättigung des Transformator Eisens und damit zu einer erhöhten Geräuschentwicklung.

Durch die im Umrichterbetrieb über den Transformator fließenden Oberschwingungströme wird der Transformator vorwiegend aufgrund erhöhter Eisenverluste zusätzlich erwärmt.

Berechnungen beim Transformatorhersteller Schorch ergaben, dass der Stromrichterbetrieb nur bei verringerter Transformatorbelastung zugelassen werden kann. Da der Transformator mit einer für den Generatorbetrieb ausgelegten Bemessungsleistung von 31,5 MVA bezüglich der Belastung im Stromrichterbetrieb ausreichend überdimensioniert ist, wirkt sich der reduzierte Grenzwert nicht beschränkend aus.

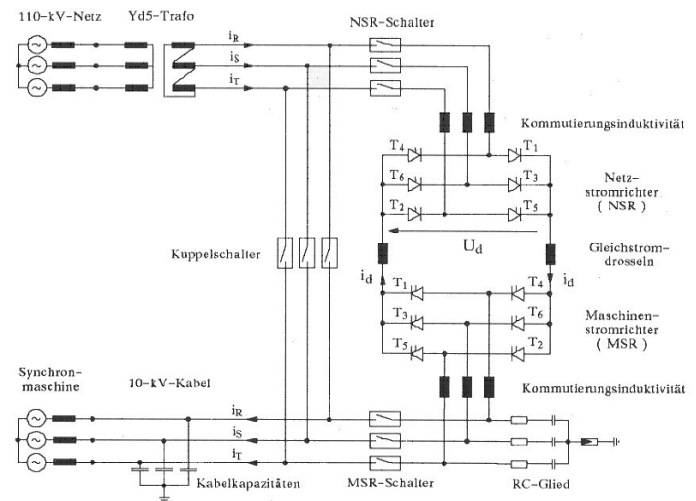


Bild 3: Frequenzumrichter zur Drehzahlregelung der Speicherpumpe 1 (Prinzipschaltbild)

3.4 Rückwirkungen auf das Netz

Als Netzurückwirkungen waren der Oberschwingungsgehalt in der 110-kV-Spannung sowie die Flickerwirkung der 110kV seitigen Spannungsänderungen während des Kommutierungsvorgangs zu untersuchen, die zu Störungen in anderen Kundenanlagen führen können. Günstig wirkte sich aus, dass ein Großteil der Rückwirkung entsprechend dem Verhältnis von Transformator- zu Netzimpedanz bereits im Maschinentransformator abgebaut wurde und somit bei der Beurteilung der Netzurückwirkungen nicht berücksichtigt werden musste. Die Berechnungen ergaben einen tolerierbaren Oberschwingungspegel. Die Einhaltung des zulässigen Pegels ergab sich u. a. auch aus der Phasenwinkeldifferenz zwischen bereits im 110-kV-Netz vorhandenen und vom Frequenzumrichter zusätzlich erzeugten Oberschwingungen, die zu einer teilweisen gegenseitigen Auslöschung führte. Die Frequenzumrichteranlage konnte somit ohne netzseitige Zusatzmaßnahmen zur Oberschwingungsbegrenzung ausgeführt werden. Vorsorglich wurde in der 10-kV-Schaltanlage ein nachrüstbares Schaltfeld für eine eventuelle Filteranlage vorgesehen.

4. Beschreibung der Frequenzumrichteranlage

Nach positiver Klärung der Eignung der Pumpspeicheranlage für Frequenzumrichterbetrieb und Abschluss der Vergabeverhandlungen wurde der Auftrag zur Lieferung der Frequenzumrichteranlage im Sommer 1991 an die Firma AEG vergeben.

Das Auftragsvolumen umfasste im wesentlichen die 10-kV-Schaltanlage, die statische Erregereinrichtung, das Stromrichterleistungsteil mit Drosseln sowie die gesamte Steuerung und Regelung innerhalb der Liefergrenzen. Nachfolgend werden die verwendete Stromrichtertechnik und die anlagenspezifischen Besonderheiten in der Umrichtersteuerung detailliert beschrieben.

4.1 Schaltung des Umrichters

In Bild 3 ist das Prinzipschaltbild des Frequenzumrichters dargestellt. Der Umrichter besteht aus einer Hintereinanderschaltung eines netzgeführten Gleichrichters und eines motorgeführten Wechselrichters mit der Synchronmaschine als Last. Der netzseitige Stromrichter (NSR) arbeitet im Motorpumpbetrieb als netzgeführter Wechselrichter, dabei bezieht er seine Kommutierungs- und Steuerblindleistung aus der übererregten Synchronmaschine.

Zwischen den Teilstromrichtern ist in den beiden Zweigen des Gleichstromzwischenkreises eine Glättungsdrossel eingebaut. Die Drosseln dienen zur Entkopplung der beiden Stromrichter NSR und MSR.

Wie bereits in Abschnitt 2 angesprochen, sind drei Betriebsarten möglich:

- Der Netzbetrieb:

Hierbei sind NSR-Schalter(netzseitig) und MSR-Schalter(maschinenseitig) offen, der Kuppelschalter geschlossen. Die Maschine läuft synchron am Netz.

- Der Umrichterbetrieb:

Der Kuppelschalter ist offen, NSR-Schalter und MSR-Schalter sind geschlossen. Beim Antreiben der Synchronmaschine weist die Zwischenkreisspannung U_d die eingezeichnete Polarität auf, d.h. die Zündimpulse des NSR stehen im Gleichrichterbetrieb ($< 90^\circ$), die des MSR im Wechselrichterbetrieb ($> 90^\circ$). Beim Abbremsen der Synchronmaschine drehen sich die Verhältnisse um: Man steuert den MSR in den Gleichrichterbetrieb ($< 90^\circ$) und den NSR in den Wechselrichterbetrieb ($> 90^\circ$), dadurch dreht sich die Polarität der Zwischenkreisspannung und somit auch der Leistungsfluss um.

- Der Kreisbetrieb:

In diesem Übergangsbetrieb vom geregelten in den unregulierten Betrieb der Synchronmaschine sind sowohl der Kuppelschalter als auch der NSR- und MSR-Schalter geschlossen.

Zeichnet man Bild 3 für diesen Betriebszustand etwas um, so wird augenscheinlich, dass sich jetzt vier unabhängig voneinander arbeitende dreipulsige Halbbrücken gebildet haben (Bild 4).

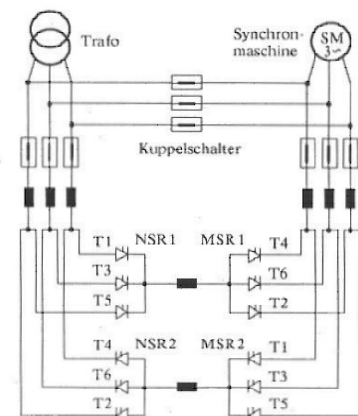


Bild:4 Umgezeichnetes Schaltbild zur Erläuterung des Kreisbetriebes

Da der Gleichspannungsmittelwert an den Drosseln nahezu Null sein muss, werden die zwei Teilstromrichter NSR1 und NSR2 im gleichen Maße in den Gleichrichterbetrieb (stromgeregelt) gestellt, wie die zwei Teilstromrichter MSR1 und MSR2 im Wechselrichterbetrieb stehen:

$$\alpha_{GR} + \alpha_{WR} = 180^\circ$$

Die Gleichstromdrosseln werden also in diesem Betriebszustand mit einer 150-Hz-Welligkeit belastet und fallen deshalb größer aus als sie für eine B6-Schaltung eigentlich notwendig wären.

Voruntersuchungen in Form von Simulationen hatten ergeben, dass die Kapazität des 120m langen 10-kV-Kabels mit den Generatorstreuinduktivitäten schwach gedämpfte Schwingkreise ergeben, die bei jeder Kommutierung angeregt werden. Diese Schwingungen hätten eine erhöhte Spannungsbeanspruchung sowohl der MSR -Thyristoren als auch der Maschinenwicklung zur Folge gehabt. Weiterhin hätten Mehrfachnulldurchgänge im Spannungsverlauf die Zündung der Thyristoren unregelmäßig beeinflusst, was eventuell Unregelmäßigkeiten im Stromverlauf zur Folge gehabt hätte. Um diese Effekte von vornherein zu vermeiden, wurde ein RC-Glied installiert, welches sowohl die Spannungsamplitude als auch die -steilheit begrenzt und Mehrfachnulldurchgänge vermeidet. Die Verlustleistung dieses RC-Gliedes beträgt im Nennbetrieb ca. 51 kW. Die Widerstände sind in den Kühlwasserkreislauf des Stromrichters mit einbezogen.

Um die Stromrichter von diesem RC-Glied zu entkoppeln und die Anregung des jetzt gedämpften Schwingkreises zu mildern, wurden sowohl in den Eingang des NSR als auch in den des MSR Kommutierungsdrosseln geschaltet.

4.2 Der Anfahrbetrieb

Der Synchronmotor ist nicht mit einem Polradlagegeber ausgerüstet. Um jedoch auch im Stillstand das richtig gerichtete Drehmoment zu erzeugen, muss das Polrad zu Beginn des Anfahrvorganges „geortet“ werden. Das geschieht, indem beim Auferregen der stillstehenden Maschine die induzierten Ständerspannungen integriert werden. Man erhält so die Flussverkettungen mit der Ständerwicklung. Aus den sechs möglichen Kombinationen dieser Verkettungen lässt sich die Polradlage ermitteln, so dass der Ständerstrom durch Zünden von zwei der sechs MSR-Thyristoren in richtiger Phasenlage eingespeist werden kann. Die Taktung des Umrichters erfolgt bis ca. 15 min^{-1} ($\approx 1,5 \text{ Hz}$) durch die Flussverkettungen. Bei größeren Drehzahlen wird die dann auswertbare Ständerspannung zur Taktung herangezogen. Da die Maschine bei Drehzahlen unter 40 min^{-1} ($\approx 4 \text{ Hz}$) noch nicht in der Lage ist, die Ströme zu kommutieren, wird in diesem Drehzahlbereich der Zwischenkreisstrom sechsmal pro Periode getaktet und die folgende Thyristorkombination eingeschaltet und dann der Zwischenkreisstrom für die nächsten 60° wieder aufgesteuert.

Bei Drehzahlen über 40 min^{-1} ist die Maschine in der Lage, den Strom selbst zu kommutieren: der MSR- Steuerwinkel wird jetzt derart eingestellt, dass sich ein ausreichend großer Löschwinkel ergibt, wobei der Zwischenkreisstrom konstant geregelt wird. In diesem Betriebszustand wird die Maschine von 40 min^{-1} bis hinauf zu 500 min^{-1} ($\approx 50 \text{ Hz}$)

betrieben, wobei sie kapazitiv belastet wird, also Blindstrom abgeben muss. Beim Übergang vom Netz- in den Umrichterbetrieb sind für kurze Zeit der Kuppelschalter, der NSR- und der MSR-Schalter geschlossen.

Vor dem Öffnen des Kuppelschalters muss die Synchronmaschine ausreichend übererregt werden, um im Umrichterbetrieb ausreichend Blindleistung abgeben zu können. Die Wirkstromübernahme in den Umrichter erfolgt durch Aufsteuern des Zwischenkreisstromes, so dass der Kuppelschalter beim Öffnen vorwiegend nur mit Oberschwingungsströmen belastet ist.

4.3 Konstruktive Ausführung des Stromrichterleistungsteils

Die Hauptdaten des Umrichters sind:

Nennspannung	$U_N = 10 \text{ kV}$
Nennausgangsstrom	$I_N = 1488 \text{ A}$
Frequenzbereich	$f = 0 - 50 \text{ Hz}$
Wirkleistung	$P_N = 1,3 \text{ MW}$ bei 50 Hz

Verlustleistung der Umrichteranlage

bei P_N $P_V = 260 \text{ kW}$

Wirkungsgrad $\eta = 98,7 \%$

Das Leistungsteil, bestehend aus dem Netzstromrichter und Maschinenstromrichter, ist in Sechspulsbrückenschaltung ausgeführt. Für den Aufbau dieser Stromrichter wurde ein Baukastensystem entwickelt, das auch im Mittelspannungsbereich eine optimale Anpassung und Bemessung an alle geforderten Betriebsdaten und Betriebsbedingungen gestattet.

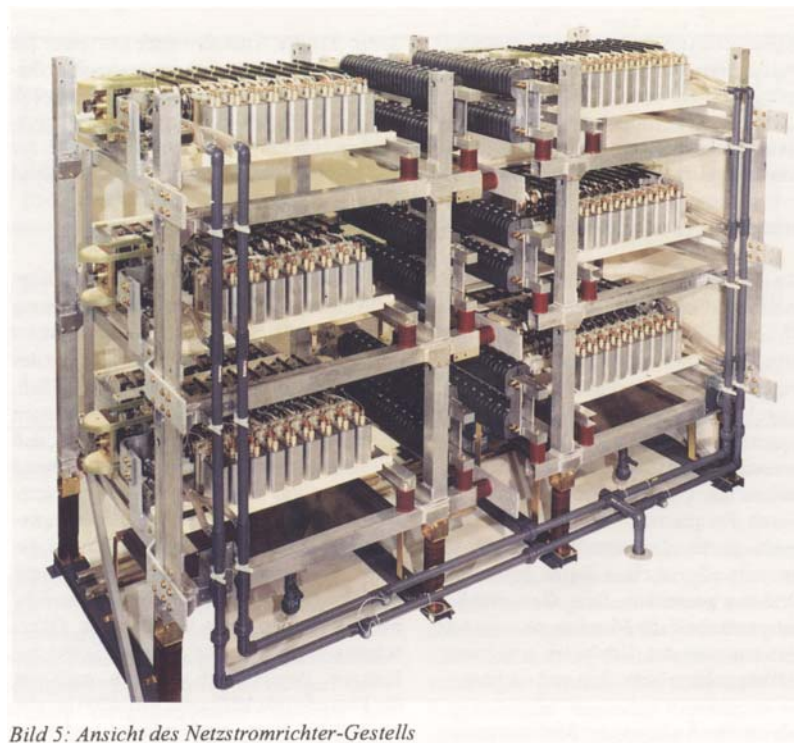


Bild 5: Ansicht des Netzstromrichter-Gestells

Abmessungen je Stromrichtergestell sind 3700 x 1500 x 3050 mm (L x B x H). Die Masse beträgt etwa 2000 kg.

Bild 5 zeigt die Ansicht des Netzstromrichtergestells.

Es zeichnet sich durch folgende Eigenschaften aus:

- Wirtschaftlichkeit
- geringer Platzbedarf
- geringer Wartungsbedarf
- geringe Geräuschemission

Jedes dieser beiden MEGASEMI- Gestelle besteht aus folgenden Baugruppen, die eine komplette B6-Schaltung beinhalten:

- Modulrahmen
- Thyristorsäule
- Beschaltungsbaugruppe (RC-Glieder)
- Kühlwasser-Rohrsystem
- Thyristorelektronik

Der Modulrahmen vereinigt alle Baugruppen zum kompletten, betriebsbereiten Modul. Die Konstruktion des Moduls richtet sich nach hochspannungstechnischen Gesichtspunkten. Sämtliche Baugruppen sind isoliert aufgebaut; die Dimensionierung der Luft- und Kriechwege basiert auf den Normen nach VDE und IEC.

Die Thyristorsäule ist eine Aneinanderreihung von 9 hochsperrenden Thyristoren für 1320A bei 85°C Gehäusetemperatur und 5200V Sperrvermögen in beiden Richtungen sowie Kühldosen, eingebettet in einen mechanischen Spannverband. Durch definierten Anpressdruck wird eine einwandfreie Kontaktgabe zwischen Thyristoren und Kühldosen gewährleistet und ein sicherer Strom- und Wärmeübergang ermöglicht. Diese Bauweise erlaubt im Störfall ein schnelles Wechseln eines Thyristors, ohne den Kühlwasserkreislauf zu öffnen und reduziert damit Ausfallzeiten der Anlage auf ein Minimum.

Die Kühlung erfolgt mit chemisch reinem Wasser mit einem niedrigen Leitwert in einem geschlossenen Kreislauf. Dieses Wasser wird wiederum über einen Kühler durch maximal 25°C warmes Leitungswasser gekühlt.

Die Wasserkühlung ist im Gegensatz zur Luftkühlung sauberer, geräuscharmer und gestattet eine problemlose Konstruktion für Hochspannung. In Reihe zur Kühldose ist jeweils ein wassergekühlter Hochleistungswiderstand aus der Beschaltungsbaugruppe geschaltet.

Die Beschaltungsbaugruppe besteht aus einzelnen RC-Gliedern, die den Thyristoren direkt zugeordnet sind. Sie dient im wesentlichen zur Steuerung der Spannungsaufteilung in der Reihenschaltung und zur Bedämpfung von Überspannungen.

Zur Reduzierung der Einschaltbeanspruchung der Thyristoren, Reduzierung von Überspannungsbeanspruchungen, insbesondere bei Stoßspannung und Reduzierung der Ausschalterschwingungen sind Thyristorschutzdrosseln vorgesehen.

Die Thyristorelektronik umfasst alle für die Zündung und Überwachung der Thyristoren erforderlichen Schaltkreise. Sämtliche hierzu gehörenden Bauelemente sind auf einer gemeinsamen Leiterplatte untergebracht. Jedem Thyristor ist eine separate Leiterplatte zugeordnet. Um Einstreuungen von Fremdsignalen zu vermeiden, sind die signalverarbeitenden Kreise auf der Leiterplatte geschirmt.

Das Stromrichtersystem beinhaltet einen umfassenden Thyristorschutz. Dieser besteht aus einer separaten Schutzbeschaltung für jeden Thyristor, die den Halbleiter vor zu hohen Spannungen schützt. Beim Auftreten von gefährlichen Überspannungen werden die Thyristoren automatisch durchgezündet.

4.4 Beschreibung der Steuerung und Regelung

Die Frequenzumrichteranlage dient im wesentlichen dazu, die Speicherpumpe mit variabler Drehzahl, d.h. im Bereich von 440 bis 500 min^{-1} und damit variabler Leistung von 12 bis 20 MW betreiben zu können. Außerdem ermöglicht sie einen hydraulisch schonenden Betrieb der Pumpe (Füllen und Entleeren bei Nenndrehzahl kann vermieden werden) und schnelles Wechseln zwischen den Betriebszuständen der Maschine

- Stillstand mit entkuppelter oder gekuppelter Pumpe
- Generatorischer Betrieb entkuppelt oder gekuppelt
- Geregelter Pumpbetrieb (mit Frequenzumrichter)
- Ungeregelter Pumpbetrieb (ohne Frequenzumrichter).

Diese werden durchlaufen vom Anfahren der Maschine aus dem Stillstand über das Beschleunigen auf Nenndrehzahl bis zum Synchronisieren der Maschine mit dem Netz. Aus dem unregelmäßigen Pumpbetrieb wird die Maschine vom parallel zum Frequenzumrichter liegenden Kuppelschalter übernommen und auf die Füll- oder Entleerdrehzahl oder bis auf 15% der Nenndrehzahl elektrisch abgebremst (Netzurückspeisung), ab der sie über die Bremsdüsen der Turbine bis zum Stillstand verzögert wird.

Zur digitalen Steuerung dient eine SPS vom Typ **AEG Modicon A120**. Schnittstellen zur übergeordneten Leittechnik sind die Ein- und Ausgabebaugruppen (Potentialtrennung durch Optokoppler). Es sind verschiedene Programme vorgesehen, die als Teile der Maschinenprogramme von der Leittechnik ausgewählt werden. Sie beinhalten im wesentlichen das Ein- und Ausschalten der 10-kV-Leistungsschalter und die Vorgabe der verschiedenen Drehzahlsollwerte. Die Regelung selbst ist in Analogtechnik ausgeführt.

Im Normalbetrieb ist die Führungsgröße für die Stromregelung der über einen Steilheitsbegrenzer geführte Ausgang des Drehzahlreglers. Als Drehzahlsollwertgeber dient ein Integrator, der mit fest eingestelltem Gradienten (bei geöffneten Pumpenkugelschiebern von der Leittechnik auf einen reduzierten Wert umschaltbar) den Sollwert auf den angewählten Wert verstellt bzw. im geregelten Pumpbetrieb der Primär- oder Sekundärregelung folgen lässt. Bei den Programmen, die zur Synchronisierung der Maschine mit dem Netz führen (Übergang in den generatorischen oder den unregelmäßigen Pumpbetrieb) wird zunächst eine Drehzahl knapp unter der Nenndrehzahl angefahren, dann das Synchronisiergerät eingeschaltet, das über Höher-/Tiefer-Verstellimpulse sowohl den Drehzahlsollwert des Frequenzumrichters als auch den Spannungssollwert der Erregeranlage verstellt.

Die unterlagerte Regelgröße ist der Gleichstrom:

- Stellglied ist der netzseitige Stromrichter (NSR), d. h. durch Verschieben der NSR-Zündimpulse wird die gleichstromseitige Ausgangsspannung des NSR und damit die Spannung über der Glättungsdrossel verstellt und so der Gleichstrom beeinflusst.
- Der motorseitige Stromrichter (MSR) wird mit annähernd konstantem Zündwinkel gefahren (beim Treiben im Wechselrichter-, beim Bremsen im Gleichrichterbetrieb). Somit ist die gleichstromseitige Ausgangsspannung proportional zur Maschinenspannung.
- Die Maschinenspannung wird im Normalbetrieb über die Erregeranlage auf einen der Drehzahl proportionalen Wert geregelt, der so hoch sein muss, dass die Maschine bei maximaler Drehzahl und Vollast die vom MSR benötigte Blindleistung aufbringt.

Im Kreisbetrieb, d. h. bei geschlossenem Kuppelschalter sind die Gleichströme im Plus- und Minus-Zweig des Frequenzumrichter nicht zwangsläufig gleich. Da durch den symmetrischen Aufbau die Impedanzen in beiden Kreisen aber annähernd gleich sind und der Steuersatz ebenfalls eine gute Impulssymmetrie aufweist, hat es sich als nicht nötig erwiesen, eine Ausgleichsregelung vorzusehen. Die Mittelwerte der beiden Gleichströme unterscheiden sich wenig. Aus Sicherheitsgründen wird als Regelgröße die Größtwertauswahl aus beiden verwendet. Somit liegt man bei Ungleichheit, die auch z. B. durch Ausfall eines der Messwandler entstehen kann, auf der sicheren Seite.

Beim Kreisbetrieb ist dem Stromregler ein Leistungsregler überlagert, der die Wirkleistung über den Kuppelschalter zu Null regelt. Durch Verstellen der NSR- Ausgangsspannung wird bei konstanter MSR- Ausgangsspannung ein Strom über die Gleichstromdrossel und damit auch ein Wirkleistungsfluss auf der MSR- Drehstromseite erzwungen. Dies führt zu einer Reduzierung des Stromes über den Kuppelschalter, da bei gleichbleibender Belastung der Maschine sich deren Wirkstrom nicht ändert (vgl. Bild 2).

Gleichzeitig wird über die Erregeranlage durch Verstellung des Maschinenspannungs- Sollwertes auch die Blindleistung über den Kuppelschalter zu Null geregelt und schließlich der Kuppelschalter in nahezu stromlosem Zustand geöffnet.

5. Projektabwicklung und Betriebserfahrungen

Wegen des durch die Voruntersuchungen bedingten, relativ späten Termins für die Auftragsvergabe stand für die Planung, Projektierung und Fertigung der Frequenzumrichteranlage nur ein Zeitraum von ca. 9 Monaten zur Verfügung. Die Arbeiten im Herstellerwerk wurden durch regelmäßige Projektgespräche begleitet, in denen eine intensive Abstimmung mit den Lieferanten der Speicherpumpe und der Leittechnik vorgenommen wurde.

Mit der Montage der Anlage wurde im Februar 1992 begonnen. Die Inbetriebnahme (1 BN) der Frequenzrichteranlage wurde ab Mai 1992 in mehreren Stufen durchgeführt. Zunächst wurden die Erregeranlage und die 10-kV-Schaltanlage in Betrieb gesetzt, danach erfolgte ab Juni 1992 die Kaltprüfung des Frequenzrichters.

Ab dem Beginn der sogenannten heißen Inbetriebnahmephase mit drehender Maschine im Juli 1992 waren die an Pumpe, Leittechnik und Frequenzrichter laufenden Arbeiten untereinander stark verzahnt und bedurften einer intensiven Koordinierung. Verschiedene Verzögerungen auf einer Seite beeinflussten den Fortgang der Arbeiten in allen Teilwerken, so dass die ursprüngliche Terminplanung nicht eingehalten werden konnte. Das in dieser Hinsicht einschneidendste Ereignis war ein Kurzschluss im Wickelkopf des Generators während eines mehrstündigen Lastlaufs im umrichter gespeisten Betrieb. Da die über 30 Jahre alte Wicklung mit einer Isolierung auf Asphalt-Bakelitbasis bereits im Vorfeld Schwächen gezeigt hatte, entschloss man sich zur vollständigen Neuwicklung des Ständers, was zu einer Inbetriebnahmeunterbrechung von 8 Monaten führte.

Bei Untersuchungen an den alten Wicklungsstäben wurden eine Ablösung der Isolation und teilweise starke Glimmschäden mit Grünspanbildung festgestellt.

Eine bei der Wiederinbetriebnahme des Generators durchgeführte hochauflösende Messung des Spannungsverlaufs im Umrichterbetrieb mit Hochspannungstastköpfen und Transientenrecorder bestätigten die Annahme, dass die Schadensursache vorwiegend in der Alterung der Wicklung und nicht in der zusätzlichen Spannungsbelastung durch den Frequenzrichter zu suchen ist. In Bild 6 sind die zeitlichen Verläufe von Spannung und Strom auf der Maschinenseite dargestellt. Man erkennt, dass im Umrichterbetrieb keine Kommutierungsüberspannung auftritt, die über dem Scheitelwert der Grundschwingung liegt. Dies wird durch die dämpfende Eigenschaft des RC-Glieds erreicht, dessen Wirkung im rechten Teilbild zu erkennen ist.

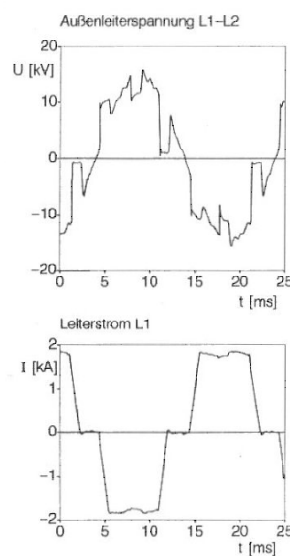


Bild 6a: Spannung und Strom auf der Maschinenseite im Umrichterbetrieb bei $P=20MW$ und $n=500 \text{ min}^{-1}$

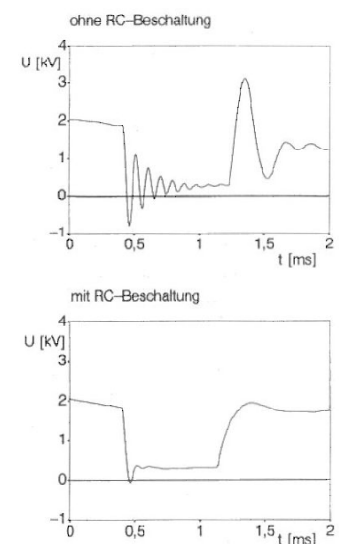


Bild 6b: Verlauf der Kommutierungsspannung ohne und mit RC-Beschaltung (Messung bei reduzierter Spannung)

Nachdem die achtmonatige Zwangspause von allen Beteiligten zur Durchführung notwendiger Nachbesserungen genutzt worden war, verlief die weitere Inbetriebnahme weitgehend problemlos, so dass die Anlage im August 1993 nach 4 wöchigem Probebetrieb an den Kraftwerksbetrieb übergeben werden konnte. Die Speicherpumpenanlage läuft seither regelmäßig im drehzahlgeregelten Betrieb.

Durch den Einsatz des Frequenzumrichters im Rahmen von Fahrprogrammen zum Betriebsartenwechsel konnten gegenüber der bisher üblichen manuellen Vorortbedienung wesentliche Zeitvorteile erreicht werden. Bereits in der Inbetriebnahmephase zeigte sich, dass mit Hilfe des Frequenzumrichters die dynamische Belastung der Pumpe und des hydraulischen Systems bei Betriebsübergängen deutlich reduziert werden kann.

Hier ist vor allem das Füllen und Entleeren der Pumpe bei einer reduzierten Drehzahl von ca. 197 min^{-1} gegenüber 500 min^{-1} sowie die Aufnahme und Beendigung des Förderbetriebs bei 440 min^{-1} zu erwähnen. Aber auch beim Stillsetzen des Maschinensatzes zeigte sich, dass das elektrische Bremsen mit Rückspeisung der Rotationsenergie ins Netz wesentlich schneller und schonender ist, als das bisher praktizierte Bremsen mit den in der Turbine angebrachten Bremsdüsen. In Bild 7 ist beispielhaft der gemessene Ablauf des Fahrprogramms „Übergang von geregeltm Pumpbetrieb auf Generatorbetrieb“ dargestellt.

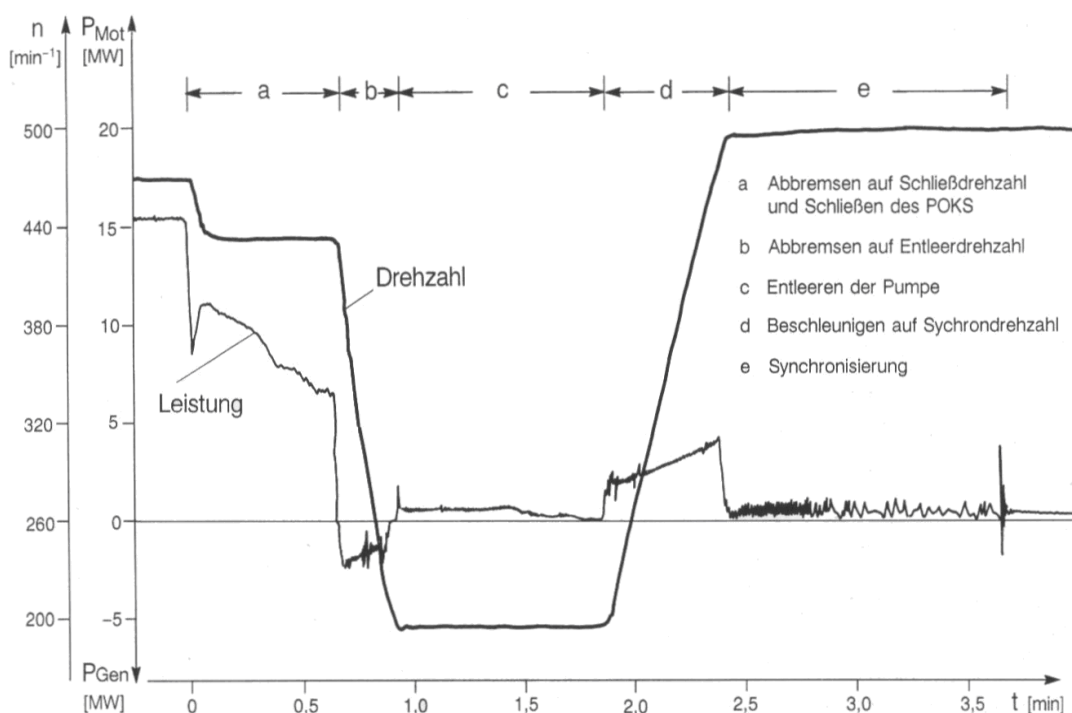


Bild 7: Ablauf des Fahrprogramms MS2 "Übergang von geregeltm Pumpbetrieb auf Generatorbetrieb"

Zunächst wird die Pumpendrehzahl auf ca. 440 min^{-1} abgesenkt, um den Pumpenoberwasserkugelschieber (POKS) zu schließen. Bei diesem Vorgang unterstützt der Gegendruck der Wassersäule den Bremsvorgang, weshalb die elektrische Leistung nur kurzzeitig auf ca. 9 MW reduziert wird. Im Bereich der konstanten Schließdrehzahl ist dann an der stetigen Abnahme der stationär aufgenommenen Leistung der Schließvorgang erkennbar. Nachdem die Pumpe hydraulisch abgesperrt ist, wird sie bei elektrischer Rückspeisung von maximal 2 MW auf 197 min^{-1} abgebremst.

Mit dem Ausblasen der Pumpe geht die Leistung nahezu auf 0 MW zurück. Im nachfolgenden Schritt wird der Maschinensatz mit entleerter Pumpe bei konstantem Drehzahlgradienten auf Synchron-drehzahl beschleunigt. Danach wird die Synchronisierereinrichtung angeworfen, die über Verstellimpulse an den Frequenzumrichter den Spannungs- und Drehzahlabgleich vornimmt. Bei nahezu synchroner Drehzahl ist in der Leistung eine subharmonische Schwingung zu erkennen, die sich aus dem Oberschwingungsgehalt des Zwischenkreisstroms als Schwebung zwischen Netz- und Maschinenseite ergibt. Bild 8 zeigt das Antwortverhalten der drehzahlgeregelten Pumpe im Primärregelbetrieb auf simulierte, sprungartige Veränderungen der Netzfrequenz um ± 100 mHz.

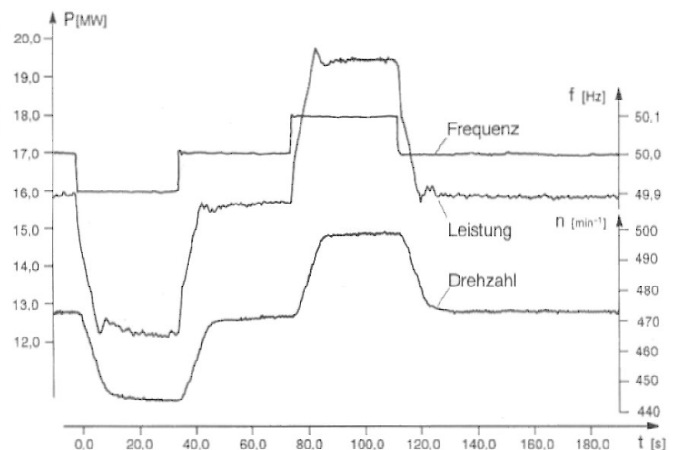


Bild 8: Antwortverhalten der drehzahlgeregelten Speicherpumpe im Primärregelbetrieb auf simulierte Frequenzsprünge

Im Regelbetrieb ist der maximale Drehzahlgradient auf $3 \text{ min}^{-1}/\text{s}$ beschränkt, um die Druckschwankungen im hydraulischen System zu begrenzen. Bei einem sprungförmigen Frequenzrückgang reduziert der Frequenzumrichter die Leistung ebenfalls fast sprungartig um ca. 1,5 MW. Diese Differenz zwischen elektrisch gelieferter und hydraulisch verbrauchter Leistung bremst den Maschinensatz mit dem oben genannten Grenzgradienten ab. Während des Drehzahlrückgangs wird die Umrichterleistung laufend gradientenabhängig nachgeführt. Der Regelvorgang mit einer Leistungsänderung von ca. 4 MW ist nach ca. 10s abgeschlossen. Bei positiven Frequenzsprüngen ergibt sich qualitativ das gleiche Regelverhalten mit umgekehrten Vorzeichen. Mit einem Proportionalgrad von nur 1% und einer Regelgeschwindigkeit von 2 % von P_N in 10s erbringt die drehzahlgeregelte Speicherpumpe damit einen überproportional hohen Beitrag zur Primärregelung des Netzes.

Aus den betragsmäßig gleichen Leistungsänderungen bei Frequenzrückgang und -anstieg ist die aufgrund des relativ schmalen, zur Regelung genutzten Drehzahlbereichs nahezu lineare Drehzahlleistungskennlinie zu erkennen. Dies bestätigt die Entscheidung, auf eine echte frequenzabhängige Leistungsregelung zu verzichten und statt dessen eine frequenzabhängige Drehzahlregelung zu realisieren.

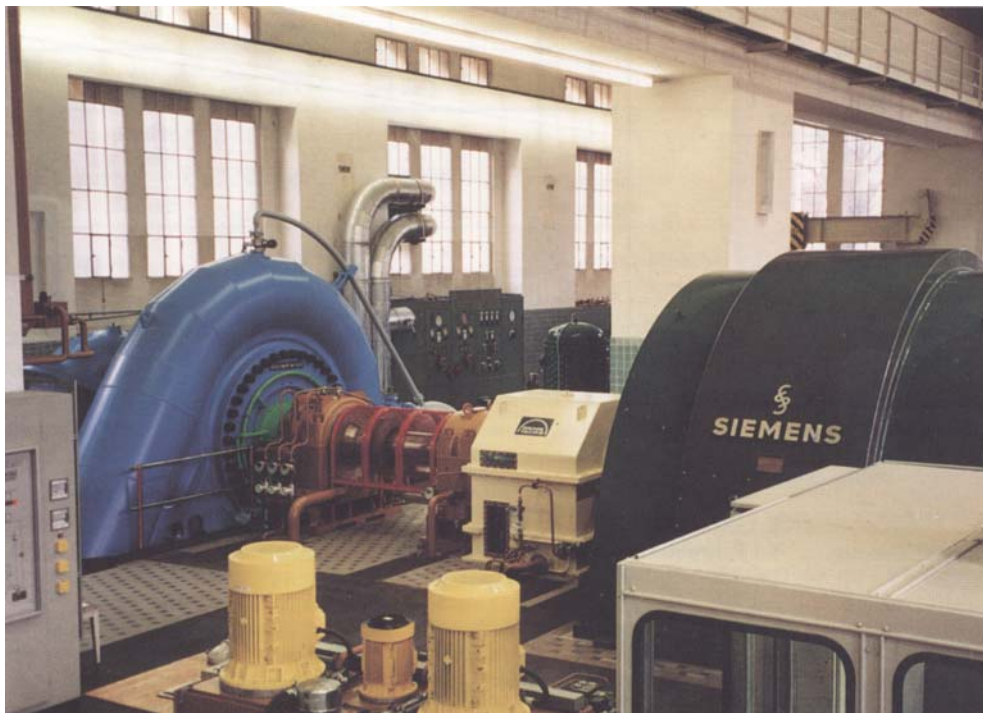
Mit der Frequenzumrichteranlage konnten alle in der Planungsphase definierten Vorgaben zum Regelverhalten erfüllt und zum Teil sogar übertroffen werden. Die Möglichkeiten der Umrichtertechnik, insbesondere bezüglich der Regelgeschwindigkeit wurden dabei mit Rücksicht auf die dynamische Belastung des alten hydraulischen Systems (Druckschwankungen) bewusst nicht voll ausgenutzt. Mit Blick auf das Alter und den Prototypcharakter der Anlage wurde vergrößerten Sicherheitsabständen zu kritischen Betriebszuständen eine erhöhte Priorität eingeräumt. Abhängig von der zukünftigen Betriebserfahrung sind weitere Optimierungen grundsätzlich möglich.

6. Schlussbetrachtung:

Mit dem Konzept der drehzahlgeregelten Speicherpumpe steht dem Verbundnetz ein neues Instrument der Netzregelung zur Verfügung. Die von der DVG für die Kraftwerke definierten Anforderungen zur Regelfähigkeit werden sowohl bezüglich des Regelbands als auch bezüglich der Regelgeschwindigkeit deutlich übertroffen. In der vorgestellten Leistungsklasse wird bei Investitionskosten von ca. 4 Mio. DM für eine Regelleistung von $\pm 4\text{MW}$ gegenüber jährlichen Einsparungen von 160.000 DM durch Reduktion des Regelbands in den Grundlastkraftwerken noch keine Wirtschaftlichkeit erreicht. Mit der Versuchsanlage im RFW sollen jedoch Erfahrungen für größere Pumpspeicheranlagen gesammelt werden, bei denen die Leistungsregelung ab einem Regelband von ca. $\pm 20\text{MW}$ wegen der nichtlinearen Kostenprogression allein mit wirtschaftlichen Argumenten begründet werden kann.

Literatur

- [1] Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke. DVG, Heidelberg, 1991
- [2] H.O. Seinsch: Ein Diagnosesystem für Drehstrominduktionsmaschinen mit Käfigläufer. Allianz Report für Risiko und Sicherheit (Der Maschinenschaden) 64 (1991) Heft 6, S. 229 – 231



Our fields of activity:**Energy Management**

- Compensation equipment for industries and power authorities especially for electronic installations with increased reactive power, higher harmonic currents or flicker. This applies e.g. to large drives, electric arc furnaces in the steel industry or in electrolysis plants.
- TCR's for reactive power compensation in medium voltage supply lines or modernizing existing, old analogue TCR controls.
- Line analysis und measurements in medium voltage supply lines of equipment as above as well as feasibility studies. This can be performed independently from large equipment suppliers.
- Transformers for steelworks.

Power Generation

- Generators for gas or diesel motors for decentralized or emergency power generation and gensets up to 50 MVA.
- We quote for low cost alternators for high-speed gas turbines with a built on planetary epicyclical gearing in IM B3 mechanical design with 5.000rpm to 15 000rpm and 4 to 50 MVA. The maximum generator voltage is 15 kV.
- Converters and inverters for the control of turbines and pumps of hydraulic power plants
- Uninterruptible power supply up to 1000kVA with battery charging management and rotating CPS units up to 2000kVA (Conditioned Power Supply).
- Converter to generate other frequencies than 50Hz, i.e. 60Hz or 16 2/3 Hz.

Industry Electronics

- Static exciter systems for synchronous alternator / generator in power plants.
- Start up converters for steam and gas turbines units and hydro aggregates.
- High voltage inverter / converter for the control in hydro power plants.
- High current equipment and power supplies for electrolysis and arc furnaces.

Drive Technology

- Synchronous and asynchronous motors, slip ring and DC motors for medium and high output.
- Starter units to limit the start up current of large motors.
- Converters and inverters for low voltage and medium voltage motors
- Renovation, revamping and modernizing of large DC and AC drives
- Test bench drives and drive systems with high dynamic performance.
- Three phase motors with low inertia for flying shears used in steel works
- Drives for pumps, ventilators, belt conveying systems and centrifuges.
- System solutions for electrically controlled compressors also in explosive atmospheres and flameproof operational conditions.
- Motors and converters for drives with high speed up to 20,000 rpm / 2.0MW.
- System solutions for rail transportation and traction.

Automation

- Hard- and software for programmable logic controller, PLC
- We deliver custom applications for operation and monitoring systems. Solutions with HMI systems (WIN CC, PCS 7 and Cimplicity ME / PE).
- Complete automation systems for the industry and the utilities including measurement and field techniques as well as low voltage control gear. Main references are applications for smelters and steel works.