

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 114 (2023)
Heft: 1

Artikel: Technologiewahl bei Pumpspeichern
Autor: Schwery, Alexander / Gentner, Christof
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1053117>

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: 02.04.2026

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



Maschinen im Kraftwerk Nant de Drance.

Technologiewahl bei Pumpspeichern

Drehzahlvariable Pumpen | Das künftige Stromnetz wird zusätzliche Energiespeicher benötigen. Obwohl dabei neue Speichertechnologien im Rampenlicht stehen, gewinnen auch Pumpspeicherkraftwerke an Bedeutung. Dank variabler Drehzahlen können sie wertvolle Dienste anbieten. Sollen dabei doppelt gespeiste Asynchronmaschinen oder Maschinen mit Vollumrichter eingesetzt werden?

ALEXANDER SCHWERY, CHRISTOF GENTNER

Eine flexible Energiespeicherung ermöglicht die Integration fluktuierender Stromquellen. Ein Kriterium für die Bewertung der Flexibilität ist die Leistungsschwankung, sowohl für die positive Reserve, die Stromerzeugung, als auch für die negative Reserve, den Stromverbrauch.

Die Leistungsaufnahme von Pumpen mit fester Drehzahl ist für eine bestimmte Förderhöhe konstant. Es gibt zwei Möglichkeiten, ihre Leistungsaufnahme zu variieren: den

hydraulischen Kurzschluss und die variable Drehzahl im Pumpbetrieb.

Für einen hydraulischen Kurzschluss sind zwei Maschinen gleichzeitig erforderlich, eine Turbine und eine Pumpe. Die Pumpe wird mit Nennleistung betrieben und die Turbinenleistung wird variiert. So kann die aus dem Netz aufgenommene Leistung angepasst werden: zwischen 0, wenn Pumpe und Turbine mit Volllast arbeiten, und etwa -70%, wenn die Turbine mit einer Teillast von 30% arbeitet. Da

zwei Maschinen gleichzeitig betrieben werden, sind die Verluste im Vergleich zu einer Anlage mit variabler Drehzahl höher. Eine Pumpe mit variabler Drehzahl ermöglicht eine Leistungsvariation zwischen -100% und etwa -55%.

Schnelle Übergangszeiten sind ein weiterer Aspekt der Flexibilität. Die Startzeiten im Pumpbetrieb sind bei Vollumrichter-Anwendungen am kürzesten, da der Umrichter die Maschine bei jeder Drehzahl mit vollem Drehmoment betreiben kann und keine Ent-

wässerung für den Moduswechsel oder den Pumpenstart nötig ist. Ternäre Anlagen, also Anlagen mit separater Pumpe, Turbine und Generator, können die Turbine zum Starten der Pumpe nutzen und sind daher schneller als herkömmliche reversible Anlagen oder doppelt gespeiste Anlagen, die eine Entwässerung erfordern. Ein direkter Vergleich der Technologien ist jedoch schwierig, da es sich bei ternären und Vollumrichter-Anlagen meist um Maschinen mit geringerer Leistung handelt, die aufgrund der kleineren Trägheit sowieso kürzere Startzeiten erreichen.

Vorteile der variablen Drehzahl

Die wichtigsten Vorteile drehzahlvariabler Pumpturbinen sind die Möglichkeit der Leistungsanpassung einzelner Pumpen und verbesserte Netzdienstleistungen wie kurze Reaktionszeiten auf Leistungsänderungen oder die Fähigkeit zur Frequenzregelung im Pumpen- und Turbinenbetrieb.

Die beiden Hauptlösungen mit variabler Drehzahl für Pumpspeicherkraftwerke sind doppelt gespeiste Asynchronmaschinen (doubly fed induction machine, DFIM) und Synchronmotorgeneratoren mit Vollumrichter (fully fed synchronous machine, FF). Bei der DFIM-Anordnung wird der Stator direkt an das Netz angeschlossen, während der Rotor von einem Umrichter mit variabler Frequenz gespeist wird. Bei der FF-Anordnung wird die Maschine direkt mit einem Umrichter ans Netz gekoppelt.

Einstellbare Leistung im Pumpbetrieb

Anlagen mit variabler Drehzahl können die Leistung der Pumpe anpassen. In **Bild 1** wird die Kennlinie eines Pumpspeicherkraftwerks mit fester Drehzahl mit der eines mit variabler Drehzahl verglichen. Die gestrichelten Linien sind die Systemgrenzen. Im Uhrzeigersinn von oben beginnend sind dies: maximale Leistung des Generators, Kavitationsgrenze der Pumpe, minimale Förderhöhe, minimale Drehzahl und Stabilitätsgrenze der Pumpe.

Bei einer Pumpe mit fester Drehzahl gibt es einen Förderwert pro Förderhöhe. Die Leistungsaufnahme hängt also von der Förderhöhe ab und kann somit für eine bestimmte Förderhöhe nicht geändert werden. Eine Drehzahl-

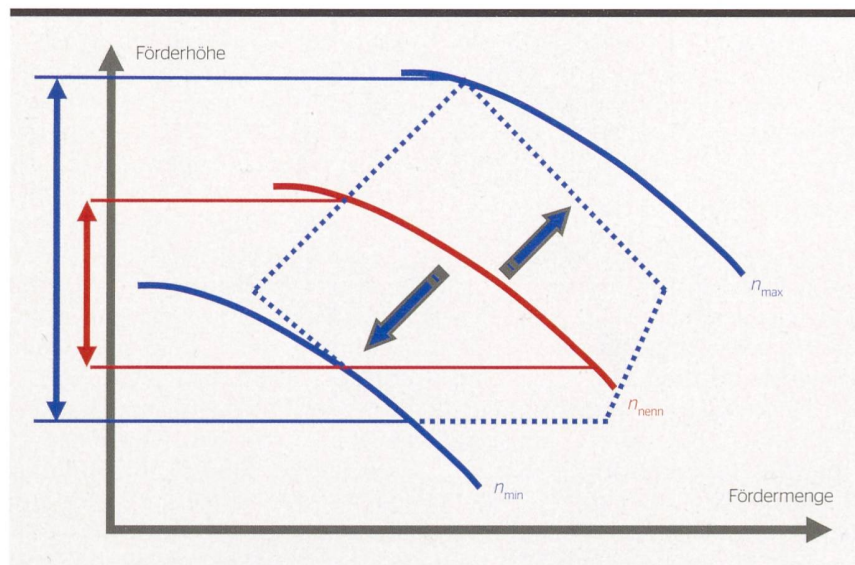


Bild 1 Förderhöhe vs. Fördermenge eines Pumpspeicherkraftwerks mit variabler (blau) und fester Drehzahl (rot).

änderung verschiebt die Kennlinie, sodass bei konstanter Förderhöhe die Fördermenge und damit die Leistungsaufnahme variiert.

Flexiblere Förderhöhe

Konfigurationen mit variabler Drehzahl können in einem breiteren Förderhöhenbereich betrieben werden als netzsynchrone Maschinen. Eine Pumpe mit variabler Drehzahl kann ein grösseres oberes Reservoir als eine mit fester Drehzahl ermöglichen, wodurch zusätzliche Speicherkapazität frei wird. Ein Beispiel ist das Kraftwerk in Nant de Drance. Bei grossen Fallhöhenchwankungen kann es zudem schwierig sein, eine Francis-Pumpturbine mit fester Drehzahl zu entwickeln, die den gesamten Fallhöhenbereich abdecken kann. Eine Drehzahlvariation kann einen Entwurf ermöglichen, der einen sicheren Betrieb über den gesamten Fallhöhenbereich ermöglicht. Beispiele sind Limmern (CH) und Tehri (Indien).

Netzstabilität

Eine kleinere rotierende Masse im Netz reduziert die Netzstabilität. Es gibt verschiedene Strategien, um die Situation zu verbessern. Ein Ausbau der synchronen Stromerzeugung ist eine Möglichkeit, die sich jedoch auf Wasser- und Kernkraft beschränkt, wenn die Erzeugung von CO₂ vermieden werden soll. Es ist auch möglich, dem Netz Trägheit in Form von Phasenschiebern hinzuzu-

fügen. Dies sind rotierende Maschinen, die ursprünglich für die Blindleistungsversorgung (Spannungsstützung) eingeführt wurden.

Pumpspeicherkraftwerke mit variabler Drehzahl können virtuelle Trägheit liefern und dem Netz scheinbar mehr Trägheit zur Verfügung stellen als nur die der rotierenden Massen. Dies wird dadurch erreicht, dass durch die Änderung der Drehzahl mehr kinetische Energie ans Netz abgegeben wird, als die gleiche Frequenzänderung bei einer direkt gekoppelten Synchronmaschine hervorrufen würde.

Die Netzstabilität wird auch erhöht, wenn bei Störungen schneller reagiert wird. Dies ist mit Systemen möglich, die über Umrichter ans Netz angeschlossen sind, beispielsweise grosse Batteriespeicher. Pumpspeicherkraftwerke mit variabler Geschwindigkeit können mit ihren Umrichtern ähnlich schnell reagieren. Die von ihnen gespeicherte Energie ist jedoch viel grösser als selbst die von grossen Batterieanlagen.

Bild 2 illustriert den Unterschied der Reaktionszeit zwischen einem Pumpspeicherkraftwerk mit fester und einem mit variabler Drehzahl. Die klassische Lösung kann nur mit einer durch das hydraulische System definierten Zeitkonstante reagieren, während das System mit variabler Geschwindigkeit mit einer durch den Umrichter vorgegebenen Zeitkonstante reagiert. Um diese Reaktions-

zeit zu erreichen, ist es wichtig, die Steuerung des Umrichters und die der hydraulischen Maschine gut aufeinander abzustimmen, damit die in der Trägheit gespeicherte Energie als Puffer verwendet werden kann.

Weitere Möglichkeiten

Ein Pumpspeicherkraftwerk mit fester Drehzahl kann die Frequenz nur im Turbinenbetrieb regeln, was den Betreiber zwingen könnte, die Maschinen selbst bei tiefen Strompreisen im Turbinenbetrieb zu betreiben. Eine drehzahlvariable Anlage hingegen kann die Frequenzregelung auch im Pumpenbetrieb durchführen. Der Betreiber kann also sowohl die gewünschte Netzdienstleistung erbringen als auch die beste Betriebsart gemäss den aktuellen Strompreisen wählen.

Die schnelle Reaktionszeit kann mit der primären Frequenzregelung kombiniert werden, um früher und mit einer höheren Amplitude zu reagieren. Wie eine solche Kombination realisiert werden kann, hängt von den Vergütungsschemata und den Leistungsdefinitionen in künftigen Grid Codes ab.

Höherer Wirkungsgrad

Früher wurde die Verbesserung des Wirkungsgrads als einer der wichtigsten Vorteile drehzahlvariabler Pumpspeicherkraftwerke angesehen. Es trifft zwar zu, dass der Betrieb mit variabler Drehzahl den Wirkungsgrad der Turbine bei geringerer Leistung erheblich verbessert, doch wird dies nicht mehr als der primäre Vorteil betrachtet.

Doppelt gespeiste Einheiten

Die ersten Maschinen mit variabler Drehzahl wurden in Japan als doppelt gespeiste Einheiten gebaut. Die erste doppelt gespeiste Einheit in Europa wurde in Deutschland realisiert. Alle dieser Einheiten waren mit direkten Zyklus-Umrichtern ausgestattet, mit Thyristoren als Schaltelemente. Solche Umrichter können nur eine begrenzte Ausgangsfrequenz erzeugen und nehmen immer Blindleistung auf, was die ersten Anlagen komplexer machte. Die doppelt gespeiste Asynchronmaschine musste die vom Umrichter benötigte zusätzliche Blindleistung liefern, wodurch die Maschine noch grösser wurde, und ein zusätzlicher Anfahr-umrichter war nötig, um die Einheiten im Pumpbetrieb zu starten.

Bei neueren Projekten mit doppelter Einspeisung werden dreistufige Spannungsquellen-Wechselrichter (voltage source inverter, VSI) zur Einspeisung in den Rotor verwendet. Diese Umrichter verfügen über Halbleiterelemente, die jederzeit ein- und ausgeschaltet werden können. Folglich nehmen die Umrichter keine Blindleistung auf der Netzseite auf. Ausserdem können die Umrichter zum Starten der Maschine im Pumpbetrieb verwendet werden (Bild 3).

Umrichter

DFIM-Pumpspeicherkraftwerke verwenden gewöhnlich dreistufige VSIs. Die nötige Wirkleistung des Umrichters ist direkt proportional zum gewünschten Drehzahlbereich. Die Drehzahlbereiche liegen in der Regel $\pm 10\%$ um die Synchrondrehzahl. Typische Leistungsfaktoren der Rotorwick-

lung liegen bei 0,6. Dies führt zu einem wesentlich höheren Scheinleistungsbedarf auf der Rotorseite des Umrichters. Die Scheinleistung des Umrichters beträgt etwa 20% derjenigen der Maschine.

Elektrische Maschine

Der Stator der DFIM ist direkt mit dem Haupttransformator gekoppelt, was die Lieferung von Kurzschlussstrom wie bei einer Synchronmaschine ermöglicht. Der Stator sieht aus wie der einer Synchronmaschine, aber der Rotor hat eine 3-Phasen-Wicklung und ist mit einem dreiphasigen Schleifringssystem mit dem Umrichter verbunden. Der Wicklungsüberhang muss den Kräften bei Durchgangsdrehzahl standhalten, die axiale Wärmeausdehnung bewältigen und eine effiziente Kühlung der Rotorwicklung ermöglichen. Die Rotorbleche sind verlustarm und erfüllen hohe mechanische Anforderungen. Das Isolationssystem muss den Fliehkräften und der speziellen Spannungsform des Umrichters standhalten.

Steuerung

In einem klassischen Pumpspeicherkraftwerk gibt es zwei Hauptregler, von denen einer auf die Erregung (Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung) und der andere auf den Turbinenregler zur Wirkleistungsregelung einwirkt. In einer DFIM liefert der Regler des Umrichters ein dreiphasiges Stromsystem an den Rotor, das die Maschine im gewünschten Betriebspunkt stabil hält. Phase, Frequenz und Amplitude des Stromsystems werden ständig angepasst. Im Normalbetrieb regelt der

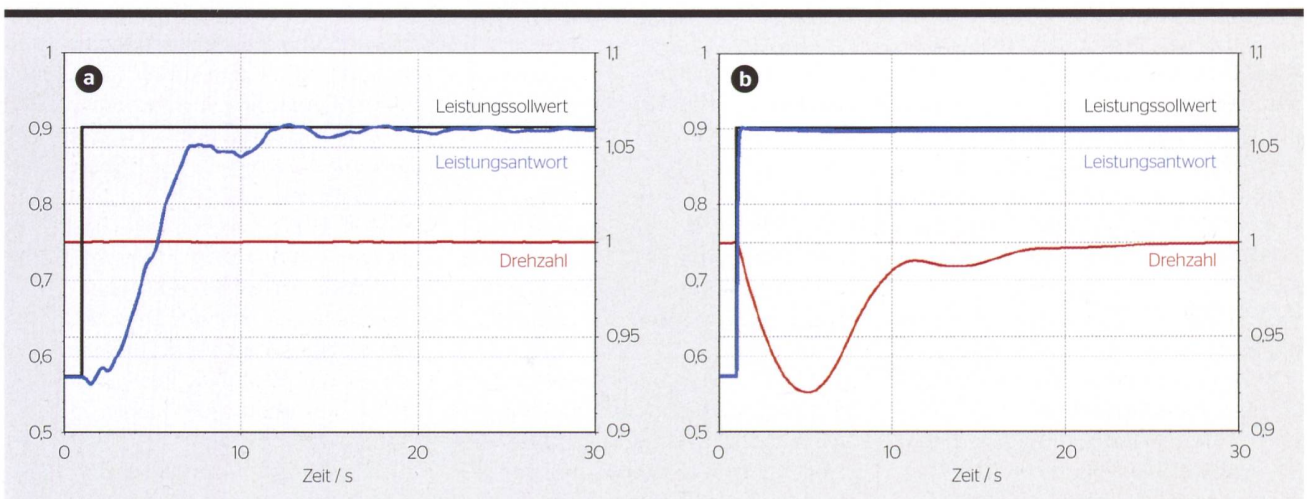


Bild 2 Reaktionszeit eines Kraftwerks: a) feste Drehzahl, b) variable Drehzahl.

Umrichterregler die Leistungsabgabe und die Blindleistung und der Turbinenregler die Drehzahl.

Um die Vorteile der variablen Drehzahl nutzen zu können, ist eine enge Abstimmung zwischen der Steuerung des Umrichters und der hydraulischen Maschine erforderlich. Auch der Anfahrvorgang, der Umgang mit dem Totband (Drehzahl nahe der Synchrondrehzahl) und das Verhalten an den Grenzen des Betriebsbereichs müssen beachtet werden. Die Bestimmung des besten Betriebspunktes und die Entscheidung, ob der Wirkungsgrad oder der Blindleistungsbereich Vorrang haben soll, sind Funktionen, die am besten in einen speziellen Regler für drehzahlvariable Anlagen integriert werden.

Einheiten mit Vollumrichter

Eine der ersten Anwendungen der Vollumrichter-Technologie in Pumpspeicherkraftwerken findet sich im Grimselkraftwerk, wo ein Umrichter zu einem bestehenden Aggregat hinzugefügt wurde, um eine Leistungsänderung im Pumpbetrieb zu ermöglichen. Die Entwicklung von Mittelspannungsumrichtern machte Einheiten mit Vollumrichter zu einer interessanten Alternative für die drehzahlvariable Technologie.

Bei einem solchen System speist der Vollumrichter ein Dreiphasensystem direkt in den Stator der elektrischen Maschine ein, wie bei klassischen Synchronmaschinen, jedoch mit anpassbarer Frequenz (Bild 4).

Solche Anwendungen können mit einer Bypass-Funktion für den direkten Netzanschluss gebaut werden. Dabei werden im Turbinenbetrieb die zusätzlichen Umrichterverluste vermieden, aber durch den Betrieb mit fester Drehzahl geht viel Flexibilität verloren. Der Bypass-Betrieb erhöht die Komplexität der elektrischen Anlage und verringert eine Optimierung der elektrischen Maschine, die bei Maschinen, die nur für den FF-Betrieb eingesetzt werden, möglich ist.

Umrichter

Im höheren Leistungsbereich werden vorzugsweise Multilevel-Konverter eingesetzt, deren Ausgangsspannungsform nahe an einer Sinusspannung liegt, was die Filterung oder Ständerwicklungsanpassung vereinfacht. Der Umrichter kann die elektrische

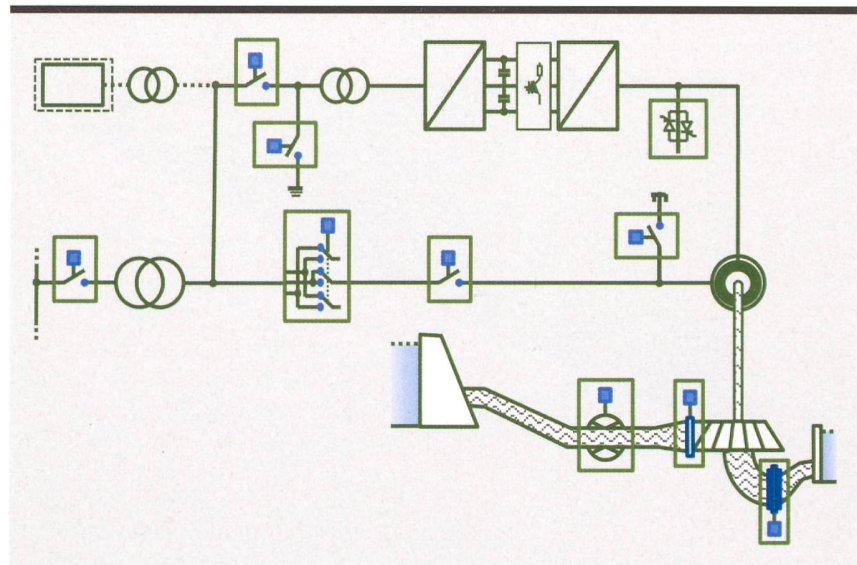


Bild 3 Schematischer Aufbau einer Anlage mit doppelt gespeister Einheit.

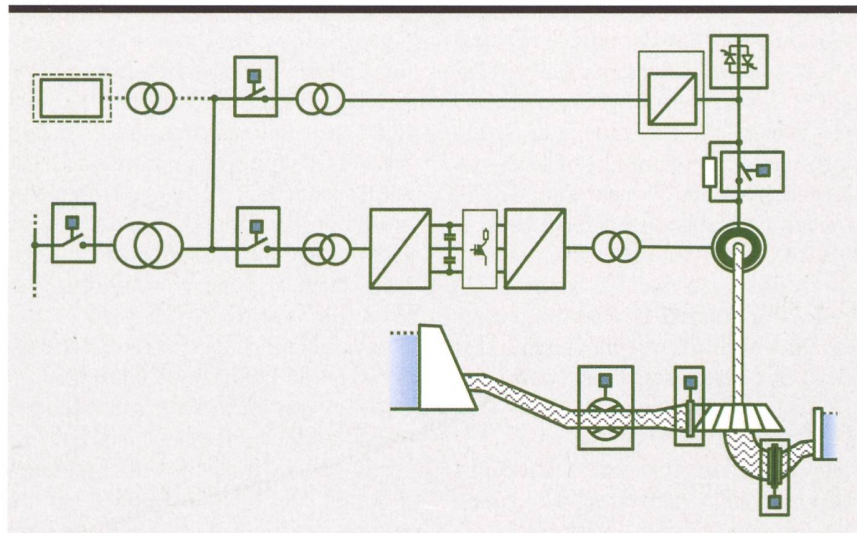


Bild 4 Schematischer Aufbau einer Anlage mit Vollumrichter.

Maschine über den ganzen hydraulisch möglichen Drehzahlbereich regeln.

Elektrische Maschine

Bei einer Anwendung mit Vollumrichter kann die elektrische Maschine keine erhöhte Kurzschlussleistung liefern, da der Strom vom Umrichter auf Nennstrom begrenzt wird. Da die Maschine nicht direkt ans Netz angeschlossen ist, kann sie für eine andere Nennfrequenz als die Netzfrequenz ausgelegt werden.

Da die Maschine keine Blindleistung an den Umrichter liefert, kann sie für einen einheitlichen Leistungsfaktor ausgelegt werden. Die Änderung der Frequenz und des Leistungsfaktors ermöglichen eine wirtschaftlichere Auslegung

der Maschine im Vergleich zu einer klassischen Anwendung. Schliesslich muss beachtet werden, dass Umrichter ohne geeignete Filter nicht direkt an eine bestehende Maschine angeschlossen werden sollten, deren Isolationssystem nicht für diesen Zweck ausgelegt ist.

Steuerung

Pumpspeicherkraftwerke mit Vollumrichter erfordern zwar die gleichen Regelkomponenten wie solche mit doppelt gespeisten Maschinen, aber ihre Steuerung ist einfacher, da es bei einer Anwendung mit Vollumrichter keine Totzone gibt und der Pumpenanlauf weniger anspruchsvoll ist.

Zudem muss der Regler die hydraulische Maschine und den Umrichter

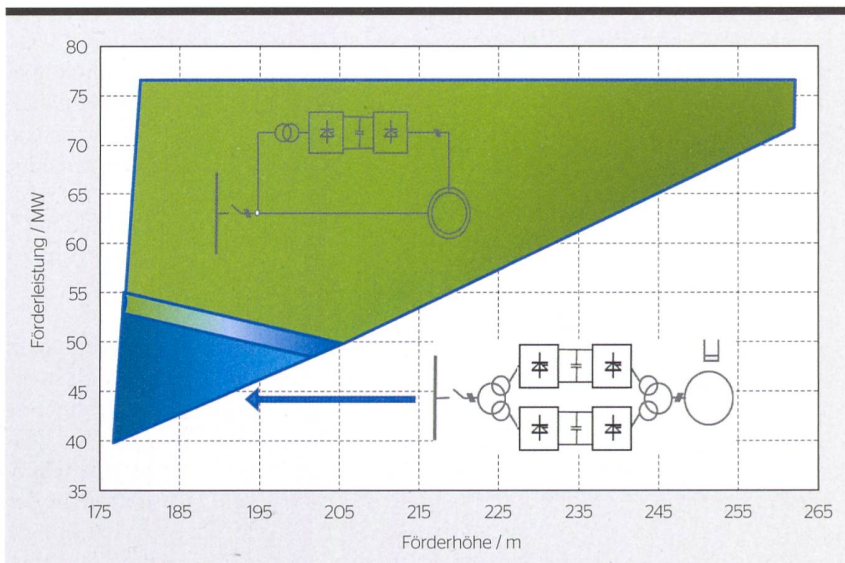


Bild 5 Möglicher Betriebsbereich der Pumpe für DFIM (grün) und FF (blau und grün).

koordinieren, um die Einschränkungen des Betriebsbereichs zu bewältigen, den optimalen Betriebspunkt zu bestimmen und die Priorität zwischen dem besten Wirkungsgradmodus und der schnellen Reaktionszeit zu wählen. Da der Umrichter die Sequenzen für das Anfahren und Betriebsartwechsel durchführt, ohne sich vom Netz zu trennen, muss der FF-Maschinenregler zusätzlich die Drehzahlrampen für diese Übergänge vorgeben.

Technologiewahl

Die Entscheidung, welche Technologie mit variabler Drehzahl in einem bestimmten Fall optimal ist, hängt von finanziellen und technischen Kriterien ab. Anfangsinvestitionen und mögliche Einnahmen müssen ebenso berücksichtigt werden wie der Wirkungsgrad der Anlage, die Übergangszeiten und die technische Komplexität der Anlage. Der folgende Vergleich bietet eine qualitative Entscheidungshilfe.

Betriebsbereich

Eine klare Definition des gewünschten Betriebsbereichs ist für eine korrekte Schätzung der künftigen Einnahmen unerlässlich. Bestimmte hydraulische und geologische Bedingungen, die den Betriebsbereich definieren, hängen nicht mit der gewählten Technologie zusammen. Einige Grenzen des Betriebsbereichs hängen dagegen direkt vom Drehzahlbereich im Pumpenbetrieb ab. **Bild 5** zeigt den Betriebsbereich der Pumpe in Abhän-

gigkeit von der Förderhöhe für ein Projekt mit einem grossen Förderhöhenbereich. Der grüne Bereich zeigt den nutzbaren Bereich mit einem doppelt gespeisten Konzept und einem Drehzahlbereich von $\pm 10\%$. Der Bereich wurde so gewählt, dass er die obere rechte Ecke umfasst (maximale Leistung bei maximaler Förderhöhe). Bei diesen Randbedingungen begrenzt der Drehzahlbereich den Betrieb bei geringeren Förderhöhen und Leistungen.

Wenn das Kraftwerk mit geringer Leistung bei kleinster Förderhöhe pumpen soll, wird diese Ecke unentbehrlich. Der blaue Bereich zeigt, um wie viel der Betriebsbereich mit dem grösstmöglichen Drehzahlbereich bei einer Anlage mit Vollumrichter erweitert werden könnte. Der mittlere Bereich zeigt eine mögliche Erweiterung der doppelt gespeisten Lösung, die einen grösseren Umrichter erfordern würde. Die Darstellung verdeutlicht auch die Komplexität der Optimierung. Weder die Umrichter noch die elektrische oder hydraulische Maschine sind Produkte ab Stange. Eine fundierte Diskussion kann daher eine Vorplanung erfordern, um die Grenzen des Betriebs für ein bestimmtes Projekt zu ermitteln.

Bei der Diskussion der Leistungsfähigkeit der Anlagen muss auch der Wirkungsgrad berücksichtigt werden:

- Die Umrichterverluste liegen je nach Technologie zwischen 1% und 3%, wobei neuere Umrichter geringere Verluste aufweisen.

- Eine doppelt gespeiste Maschine hat einen um etwa 0,5% geringeren Wirkungsgrad als eine Synchronmaschine bei gleicher Leistung.
- Bei einem Vollumrichter-Konzept fliesst die ganze Leistung durch den Umrichter. Die Umrichterverluste müssen für die volle Leistung berechnet werden.
- Bei einer doppelt gespeisten Maschine wird nur ein Teil der Leistung durch die Leistungselektronik geleitet. Die Umrichterverluste hängen deshalb direkt von der Abweichung der Drehzahl von der Nenn-drehzahl ab.

Bei beiden Technologien können der Umrichter und die zusätzlichen Maschinenverluste (für DFIM) im Turbinenbetrieb bei Teillast mehr als kompensiert werden. Bei gleicher Wirkungsgradverbesserung im Turbinenbetrieb, d.h. bei Änderung der Drehzahl gegenüber der Auslegungsdrehzahl, sind die Verluste in einer Anlage mit Vollumrichter höher. Im Pumpbetrieb wird eine solche Anlage bei gleichen Betriebsbedingungen immer höhere Verluste aufweisen.

Weitere Aspekte, die es zu berücksichtigen gilt:

- Eine Maschine mit Vollumrichter hat immer kürzere Anlauf- und Übergangszeiten als doppelt gespeiste Maschinen im gleichen Hydrauliksystem.
- Bei beiden Lösungen können die Umrichter ohne den Generator zur statischen Blindleistungskompensation eingesetzt werden. Hier ist die höhere Ausgangsleistung des Vollumrichters ein klarer Vorteil.
- Phasenschieberbetrieb mit virtueller Trägheit ist nur bei doppelt gespeisten Maschinen möglich, es sei denn, die Entwässerung ist bei einem Konzept mit Vollumrichter vorgesehen.
- Doppelt gespeiste Einheiten liefern einen netzähnlichen Kurzschlussbeitrag wie Synchronmaschinen; Vollumrichter nur Nennstrom.
- Maschinen mit Vollumrichter können im Allgemeinen einen grösseren Blindleistungsbereich liefern. Bei doppelt gespeisten Anlagen kann der beste Wirkungsgrad bei maximaler Blindleistung eingeschränkt sein.
- Im regulären Betrieb sind Maschinen mit Vollumrichter nie vom Netz getrennt, was beim Betriebsartwechsel

sel für die hydraulische Maschine Sequenzen mit weniger Lärm und Druckpulsationen ermöglicht.

Kosten

Der Kostenvergleich zwischen beiden Lösungen ist nicht einfach. Bei einer doppelt gespeisten Lösung ist die elektrische Maschine grösser, komplexer und teurer. Bei grösseren Einheiten ist der Unterschied weniger ausgeprägt. Das aktive Volumen der Maschinen ist unterschiedlich, da die doppelt gespeiste Einheit zusätzlich die Leistung über den Umrichter an den Rotor abgibt und ihr Stator folglich für eine höhere Leistung ausgelegt ist als eine entsprechende Synchronmaschine. Zudem müssen die DFIM-Einheiten Blindleistung bereitstellen, was die FF-Synchronmaschine nicht tun muss.

Die Welle eines DFIM-Aggregats ist aufgrund der Rotorwicklung etwas länger.

Die für eine Einheit mit Vollumrichter nötige Umrichterleistung ist etwa fünfmal höher als die einer doppelt gespeisten Lösung, was zu einem erhöhten Platzbedarf im Kraftwerk führt.

Bei einer detaillierten Kostenstudie sollte bei den Lebensdauerkosten berücksichtigt werden, dass ein Umrichter in der Regel eine halb so lange Lebensdauer wie eine elektrische Maschine hat. Auch die Kosten für Bauarbeiten aufgrund eines höheren Platzbedarfs sind wichtig.

Einige Beobachtungen:

- Das Teuerste an der Vollumrichtertechnologie ist der Umrichter.

- Die Umrichterkosten beeinflussen die Gesamtkosten der DFIM-Technologie, aber hier spielen die Komplexität der elektrischen Maschine, die Notwendigkeit zusätzlicher Nebenanlagen und einer Entwässerung sowie die höheren technischen Kosten eine wichtige Rolle.

- Die Kostenunterschiede zwischen den Technologien können in der Grössenordnung der Kosten einer elektrischen Maschine liegen.

- FF-Lösungen sind im unteren Leistungsbereich preisgünstiger. DFIM-Lösungen werden mit höherer Leistung wettbewerbsfähiger.

- Die Hauptfaktoren, die den Schnittpunkt zwischen den beiden Konzepten beeinflussen, sind die höheren Kosten der doppelt gespeisten Maschine und die Kosten des Umrichters. Der Drehzahlbereich hat auch einen erheblichen Einfluss.

Mehrere Parameter können die Technologieentscheidung beeinflussen, z.B. der verfügbare Platz im Maschinenhaus. Wenn beispielsweise bei einem Modernisierungsprojekt ein horizontaler Ternärtrieb durch eine reversible drehzahlvariable Einheit ersetzt wird, wird durch die neue Maschinenanordnung im Maschinenhaus Platz frei, der für die Installation von Umrichtern genutzt werden kann. Bei einer Neuinstallation hingegen hat das benötigte Aushubvolumen für eine Kaverne einen grossen Einfluss auf die Entscheidung zwischen beiden Technologien.

Fazit

Realisierte Beispiele zeigen die Vorteile der drehzahlvariablen Technologie, wobei sie verglichen mit anderen Speichertechnologien klare ökologische Vorteile bietet. Vollumrichter- und doppelt gespeiste Anlagen wurden erläutert und verglichen, um Auswahlkriterien der optimalen Technologie für ein bestimmtes Projekt vorstellen zu können.

Einfache Kostenanalysen bestätigen, dass die Umrichter die Hauptkostentreiber sind, sodass Vollumrichter-Lösungen die bevorzugte Wahl für Maschinenleistungen unter 100 MW sind. Projekte, die sich derzeit in der Ausführung oder im Ausschreibungsstadium befinden, bestätigen dies. Diese scheinbar eindeutige Schlussfolgerung ist jedoch mit Vorsicht zu geniessen. Es kann Bedingungen geben (vor allem hydraulische), die die günstige Lösung für eine bestimmte Anwendung mehr in Richtung der einen oder anderen Technologie verschieben.

Literatur

→ Alexander Schwery, Christof Gentner, «Variable speed pumped storage technology - conceptual choices and influencing factors», Vienna hydro 2022 Conference, Vienna, Austria.

Autoren

Dr. **Alexander Schwery** ist Chief Engineer und Leiter des Chief Office bei GE Renewable Energy (Hydro).
→ GE Renewable Energy, 5242 Birr
→ alexander.schwery@ge.com

Dr. Ing. **Christof Gentner** ist Projektingenieur bei GE Renewable Energy.
→ christof.gentner@ge.com

RÉSUMÉ

Choix de la technologie pour le pompage-turbinage

Pompes à vitesse variable

Le futur réseau électrique aura besoin de systèmes de stockage d'énergie supplémentaires. Alors que diverses technologies de stockage innovantes sont envisagées, la technologie bien établie des centrales de pompage-turbinage s'adapte à ce nouveau défi, notamment avec le développement d'unités à vitesse variable. Les centrales modernes de pompage-turbinage à vitesse variable peuvent rivaliser avec les batteries en matière de réponse dynamique et constituent les méthodes les plus écologiques de stockage de grandes quantités d'énergie.

L'utilisation de machines à induction à double alimentation (DFIM, doubly fed induction machines) ainsi que l'emploi de machines synchrones directement alimentées par convertisseur (FF, fully fed synchronous motor generators) sont les deux

principales solutions techniques pour faire varier la vitesse de rotation de la pompe-turbine dans une centrale de pompage-turbinage à vitesse variable. Alors que les systèmes FF sont plus rentables pour la gamme inférieure de puissance, les systèmes DFIM deviennent plus rentables dans la gamme supérieure de puissance. Les principaux facteurs d'influence sont le coût du convertisseur et le coût plus élevé de la machine à induction à double alimentation, qui est plus complexe.

La comparaison des avantages et des faiblesses des deux technologies ainsi que leur comparaison avec d'autres options de stockage aideront les investisseurs intéressés à faire le bon choix. Elles montrent également qu'il n'y a pas une seule solution prédominante et que toutes les décisions finales demeurent spécifiques au projet.