Energetisches Potential von Generatorerneuerungen in Wasserkraftanlagen

Autor(en): **Staubli, Thomas / Eichenberger, Roger**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **113 (2021)**

Heft 2

PDF erstellt am: **26.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-966180

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Energetisches Potenzial von Generatorerneuerungen in Wasserkraftanlagen

Thomas Staubli, Roger Eichenberger

Zusammenfassung

Hydrogeneratoren altern und müssen vor dem Ende ihrer Lebensdauer ersetzt werden. Lohnt es sich, Generatoren oder deren Hauptkomponenten aus rein energetischen Gründen vor Ende ihrer Lebensdauer von 50 bis 70 Jahren zu erneuern? In einer umfangreichen Studie wurde hierzu eine repräsentative Anzahl von Generatoren von schweizerischen Wasserkraftanlagen analysiert. Für quantifizierbare Aussagen zum energetischen Nutzen von Erneuerungen und der damit verbundenen Kosten wurden die Verluste bestehender Generatoren ausgewertet, das Verbesserungspotenzial aufgezeigt und die Investitionskosten abgeschätzt.

1. Einleitung

In der vorliegenden Studie wurde die Mehrproduktion an elektrischer Energie abgeschätzt, welche durch den Ersatz älterer Generatoren durch neue oder erneuerte Generatoren mit erhöhtem Wirkungsgrad erreicht werden kann. Bei einer Erneuerung, im Gegensatz zu einer üblichen Revision, wird vorausgesetzt, dass dabei die Hauptkomponenten, wie das Stator-Eisenpaket, die Stator-Wicklung, die Pole oder Polspulen ersetzt werden und zusätzlich auch die Ventilationsverluste der Generatoren minimiert werden.

Für die Planung von Erneuerungen treffen die Betreiber von Wasserkraftanlagen ihre Entscheidungen meist aufgrund des Zustandes der Komponenten oder deren Ermüdung. Wenn kein direkter Handlungsbedarf betreffend Betriebssicherheit besteht und eine Erneuerung von Komponenten aus rein energetischen Gründen in Betracht gezogen wird, so muss die Umsetzung über eine Kosten-Nutzen-Analyse gerechtfertigt werden können. Neben der kostenorientierten Perspektive des Betreibers ist auch zu beachten, dass Effizienzmassnahmen, mit welchen die erneuerbare Energieproduktion gesteigert werden kann, von nationalem Interesse sind.

Mit Erneuerungsmassnahmen von Generatoren, welche zu besserem Wirkungsgrad führen, werden die Verluste reduziert, was wiederum im gleichen Umfang zu einer Erhöhung der Stromproduktion führt. Aus diesem Grund wurde die vorliegende Studie zur Effizienz von Hydrogeneratoren vom Bundesamt für Energie (BfE) in Auftrag gegeben.

Um gesicherte Aussagen zur Energieeffizienz von Hydrogeneratoren machen zu können, wurden in 35 ausgewählten schweizerischen Wasserkraftanlagen Generatoren untersucht. Die Gesamtzahl mit 40 untersuchten Generatoren ist höher als die der Anlagen, da in zehn dieser Anlagen neben den alten Generatoren auch neue oder erneuerte Generatoren in die Studie einbezogen werden konnten. Von all diesen Generatoren wurden die elektrischen und mechanischen Verluste detailliert analysiert. Untersucht wurden Generatoren im Leistungsbereich zwischen 1 und 100 MW. Als Grenze zwischen alten und neuen Generatoren wurde das Jahr 1990 festgelegt. Eine erste Gruppe von 21 Generatoren wurde vor 1990 in Betrieb genommen, ihr durchschnittliches Baujahr war 1960. Eine weitere Gruppe von 19 Generatoren wurde nach 1990 in Betrieb genommen. Das durchschnittliche Baujahr dieser erneuerten oder neuen Generatoren betrug 2005. Generatoren aus fünf der insgesamt 35 Anlagen wurden am Projektende zur Bestätigung der Vorhersagemodelle herbeigezogen.

Da es sich bei den untersuchten Generatoren um sehr unterschiedliche Bauformen handelt, musste in einer ersten Phase nach einer sinnvollen Klassifikation gesucht werden. Es wurden drei Bauformen unterschieden, die in sich vergleichbare Verlustmerkmale aufweisen.

Auch die verfügbaren Daten zu den Generatoren waren unterschiedlich und basierten auf Messungen, Garantiedaten oder berechneten Verlusten und Wirkungsgraden.

Für eine konkrete Berechnung des Verlustreduktionspotenzials eines ausgewählten Generators ist eine detaillierte Verlustanalyse der Einzelverluste des jeweiligen Generators unter Berücksichtigung des Leistungsfaktors nötig. Bei der Ermittlung des energetischen Potenzials wurde darauf geachtet, dass die vom Betrieb der Wasserkraftanlage abhängigen Einflussfaktoren wie die Betriebsstunden und das Lastprofil abgebildet werden konnten. Schlussendlich relevant für eine Beurteilung ist diejenige Energiemenge, die nach einer Erneuerung durch eine Verlustreduktion zusätzlich als Strom ins elektrische Netz gespeist werden kann.

Bei Laufkraftwerken sind die jährlichen Betriebsstunden meist hoch und kommen typischerweise auf über 60 Prozent der Jahresstunden zu liegen. Sind mehrere Maschinen in einer Anlage vorhanden, können die einzelnen Maschinen zudem auch über grosse Zeiträume bei hoher Last gefahren werden.

Bei Speicherkraftwerken, deren Turbinen vor allem zur Spitzenstromproduktion eingesetzt werden, liegen die jährlichen Betriebsstunden hingegen eher tief, in der Grössenordnung bei 30 Prozent der Jahresstunden. Auch das Lastprofil der in Speicherkraftwerken eingesetzten Turbinen variiert meist stark. Um Leistungsreserven zur Verfügung stellen zu können, werden die Maschinen teilweise sogar im Leerlauf betrieben.

Sind die Verluste eines individuellen Hydrogenerators und auch dessen Verbesserungspotenzial bekannt, kann unter den oben besprochenen Randbedingungen einer Wasserkraftanlage die mögliche Mehrproduktion an Energie durch Reduktion der Verluste mit einem neuen oder erneuerten Generator abgeschätzt werden. Für eine Kosten-Nutzen-Analyse sind ne-

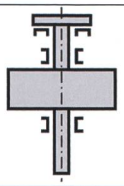
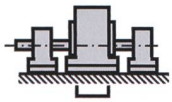
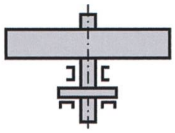
Kategorie der Bauform in Anlehnung an EN 60034-7			
Bauform	**BF 8... (HD)**	**BF 7... (HD)**	**BF 8... (ND)**
Wellenanordnung	Vertikal	Horizontal	Vertikal
Typische Lageranordnung	Traglager oben	2 Stehlager	Traglager unten (oder oben)
Mehreitlicher Turbinentyp	Francis	Pelton	Kaplan
Anlagentyp	Hochdruck (HD) Speicher oder Laufkraftwerk	Hochdruck (HD) Speicher oder Laufkraftwerk	Niederdruck (ND) Laufkraftwerk
Typische Polzahl	6 bis 12	8 bis 20	30 bis 80

Bild 1: In der vorliegenden Studie verwendete Kategorien der Bauformen von Hydrogeneratoren.

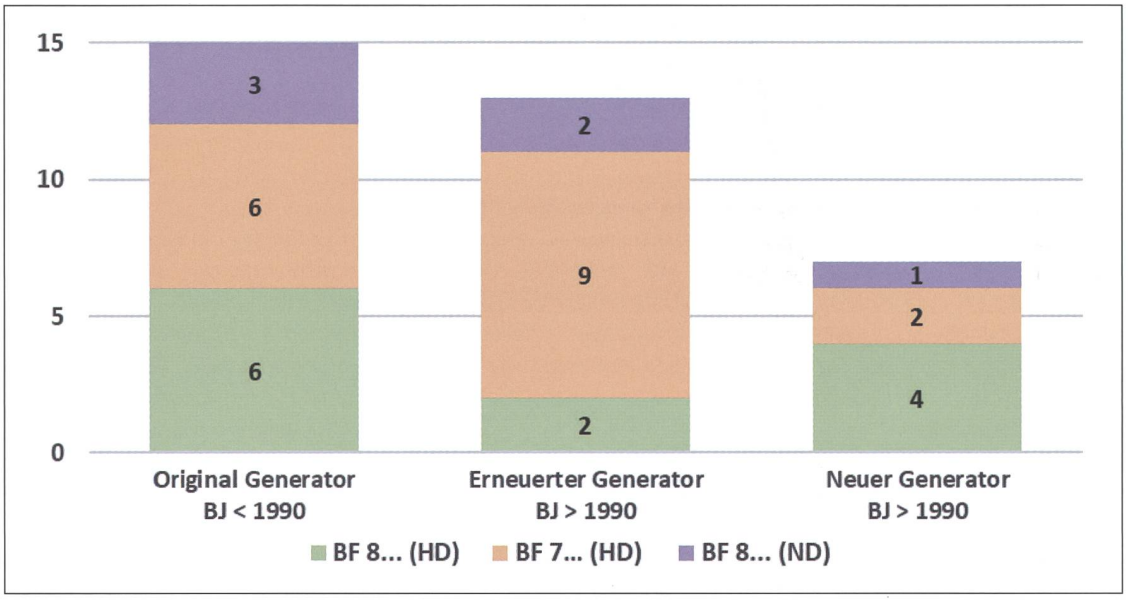


Bild 2: Analysierte 35 Maschinengruppen, geordnet nach Alter und Bauform.

ben den Einkünften aus einer Mehrproduktion auch die Investitionskosten zu berücksichtigen. Das hierzu nötige Vorgehen wurde in der vorliegenden Studie aufgezeigt und mit Zahlen belegt, siehe Berichte *(Staubli und Eichenberger, Teil 1 und 2, 2020)*.

2. Verlustanalyse

Bei den 35 analysierten Anlagen wurde darauf geachtet, ein möglichst breites Abbild von typischen schweizerischen Wasserkraftanlagen zu erhalten. Es wurden Nieder-, Mittel- und Hochdruckanlagen sowie Lauf- und Speicherkraftwerke bei der Auswahl berücksichtigt. Abgedeckt sind in dieser Auswahl Maschinengruppen mit Francis-, Pelton- und Kaplanturbinen. Generatorleistungen variieren zwischen 1 und 100 MW.

Aufgrund der unterschiedlichen Bauformen der eingesetzten Generatoren wurde eine Klassifikation in drei Kategorien in Anlehnung an die Europäische Norm EN 60034-7 *(IEC 60034-7, 2001)* vorgenommen. Diese Bauformen und ihre Merkmale sind in *Bild 1* aufgeführt. Sie unterscheiden sich betreffend die Verlustanteile in Abhängigkeit der Last und der Drehzahl.

Bild 2 gibt einen grafischen Überblick über die Anzahl, das Alter und die Bauform der untersuchten Generatoren.

Neben der Bauform der Generatoren und deren Einsatz in Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckanlagen werden die Generatorverluste durch den Leistungsfaktor, definiert durch das Verhältnis von Wirkleistung zu Scheinleistung, und das gefahrene Lastprofil der Turbinen beeinflusst. Betrachtet man die Einzelverluste in den Generatoren, so sind Kupfer-, Zusatz- und Erregerverluste vom Betriebspunkt der Maschine abhängig, während die restlichen mechanischen Verluste und Eisenverluste nahezu konstant sind.

Generatorverluste setzen sich aus folgenden Einzelverlusten zusammen:

- Mechanische Verluste entstehen durch Reibungsverluste in den Lagern und durch die Luftreibungsverluste im Luftkreislauf des Generators. Letztere werden auch als Ventilationsverluste bezeichnet.
- Eisenverluste, auch magnetische Verluste genannt, setzen sich aus den im Stator-Paket entstehenden Wirbelstromverlusten und den Hysteresis- und Ummagnetisierungsverlusten zusammen.
- Stator-Kupferverluste entstehen durch die in den Stator-Wicklungen fliessenden Ströme. Sie sind proportional zum elektrischen Widerstand und nehmen quadratisch mit den fliessenden Stator-Strömen zu. Früher wurden die Verluste bei Temperaturen von 75 °C quantifiziert, heute bei 95 °C gemäss *EN 60034-2, 2010*.
- Zusatzverluste treten an verschiedenen Stellen einer Maschine als Wirbelstromverluste in Kupfer- oder anderen Leitungsteilen auf und lassen sich nur schwer erfassen. Messwerte der Verluste werden aus Kurzschlussversuchen abzüglich der Stator-Kupferverluste ermittelt und variieren quadratisch mit den fliessenden Stator-Strömen.
- Rotorkupferverluste entstehen analog wie die Stator-Kupferverluste. Sie sind proportional zum elektrischen Widerstand und nehmen quadratisch mit dem fliessenden Erregerstrom zu. Auch

Belastung		100 %	75 %	50 %	25 %	100 %	75 %	50 %	25 %	Einfluss	f (cos φ)
Leistungsfaktor	cos φ	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1	1		
Scheinleistung	kVA	60 000	45 000	30 000	15 000	60 000	45 000	30 000	15 000		
Wirkleistung	kW	48 000	36 000	24 000	12 000	60 000	45 000	30 000	15 000		
Spannung	kV	13 500	13 500	13 500	13 500	13 500	13 500	13 500	13 500		
Statorstrom	A	2 566	1 924	1 283	641	2 566	1 924	1 283	641		
Erregerstrom	A	980	822	677	540	734	623	529	459		
Verluste											
Reibung und Ventilation	kW	276	276	276	276	276	276	276	276	konstant	nein
Eisen	kW	195	195	195	195	195	195	195	195	konstant	nein
Stator (Kupfer und Zusatz)	kW	340	191	85	21	340	191	85	21	f (I_{Stator}^2)	nein
Rotor Kupfer	kW	166	117	79	50	93	67	48	36	f (I_{Rotor}^2)	ja
Erreger	kW	13,3	9,4	6,3	4	7,5	5.4	3,9	2,9	f (I_{Rotor}^2)	ja
Total:	**kW**	**990**	**788**	**642**	**547**	**912**	**735**	**608**	**532**		
Aufgenommene Leistung	kW	48 990	36 788	24 642	12 547	60 912	45 735	30 608	15 532		
Wirkungsgrad	%	97,98 %	97,86 %	97,40 %	95,64 %	98,50 %	98,39 %	98,01 %	96,58 %		

Tabelle 1: Beispiel von gemessenen Einzelverlusten eines älteren Generators.

die Rotorkupferverluste werden heute auf eine Temperatur von 95 °C bezogen *(EN 60034-2, 2010)*, statt auf 75 °C.

- Erregerverluste entstehen in der Erregungseinrichtung. Die Erregungseinrichtung kann bei älteren Hydrogeneratoren aus einer Gleichstromerregungsmaschine mit mitrotierenden Erregerteilen bestehen. Bei einer Erneuerung werden diese heute meist durch bürstenlose Erreger mit einem kleinen Erregertransformator ersetzt. Als Alternative dazu wird auch eine statische Erregung eingesetzt. Hier treten Verluste im Erregertransformator und aufgrund des Spannungsabfalls in den Kohlenbürsten auf.

Die in *Tabelle 1* aufgeführten Daten zeigen als Beispiel die relevanten Betriebsgrössen und die Einzelverluste eines älteren Generators.

Die gemessenen Verluste sind auf eine Temperatur von 75 °C für Kupferverluste bezogen. Die Verluste sind für die beiden Leistungsfaktoren cos φ = 0,8 und 1 aufgelistet. Die Einzelverluste sind lastabhängig bei 25, 50, 75 und 100 Prozent Last tabelliert. Ersichtlich ist, dass lediglich die Rotorkupfer- und die Erregerverluste vom Leistungsfaktor cos φ abhängig sind.

Die verfügbaren Unterlagen der im Projekt untersuchten Generatoren weisen Verlustdaten in den Auslegungspunkten für Leistungsfaktoren im Bereich zwischen 0,7 und 0,95 auf. Um die Gesamtverluste der jeweiligen Generatoren aus den Anlagen untereinander vergleichen zu können, müssen diese auf einen Referenz-Leistungsfaktor bezogen werden. Als Referenz wurde in der vorliegenden Studie ein cos φ = 0,85 festgelegt. Die Umrechnung der Verluste bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren stellte eine der Herausforderungen dar, da nicht bei allen Generatoren die Einzelverluste bekannt waren.

Eine typische prozentuale Aufteilung der Generatorverluste bei Nennlast wird in *Bild 3* gezeigt.

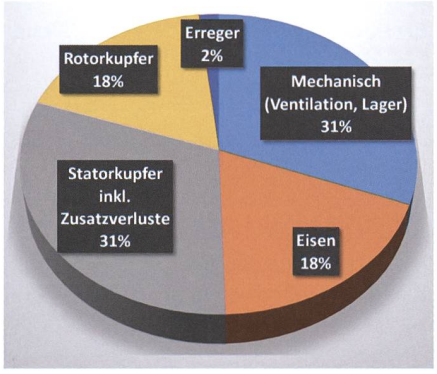


Bild 3: Typische Verlustanteile eines Hydrogenerators bei Nennleistung, einem Leistungsfaktor cos φ = 0,85 und einer Temperatur von 95 °C.

Eine Generator-Erneuerung ist häufig auch mit einer Erhöhung der Nennwirkleistung und einer Änderung des Leistungsfaktors verbunden. Um in diesem Fall die Verluste zu analysieren, sind die Zusammenhänge zwischen Scheinleistung, Wirkleistung und Leistungsfaktor im Zusammenhang mit einer Leistungserhöhung zu berücksichtigen.

Dies wurde für den in *Tabelle 1* aufgeführten Generator berücksichtigt. Die Ergebnisse der in diesem Fall erreichten Verlustreduktion sind in *Bild 4* in Funktion der Wirkleistung dargestellt.

3. Verlustreduktionspotenzial bei Nenn- und Teillast

Um eine Wirkungsgradverbesserung zu erreichen, sind der vollständige Ersatz des Stator-Blechpakets, inklusive der Stator-Wicklung erforderlich sowie der Ersatz der Pole oder mindestens der Polspulen. Der wesentlichste Anteil zur Reduktion der me-

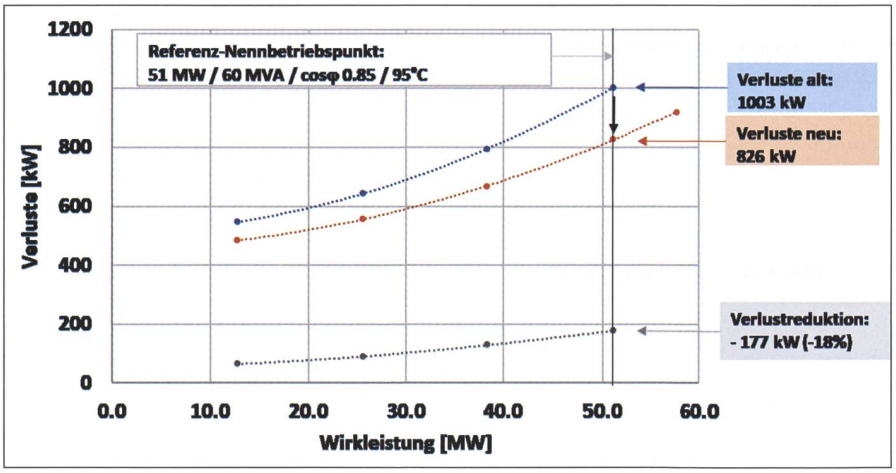


Bild 4: Gemessene Generatorverluste des Generators von Tabelle 1 vor und nach Erneuerung in Funktion der Wirkleistung bei einem cos φ = 0,85.

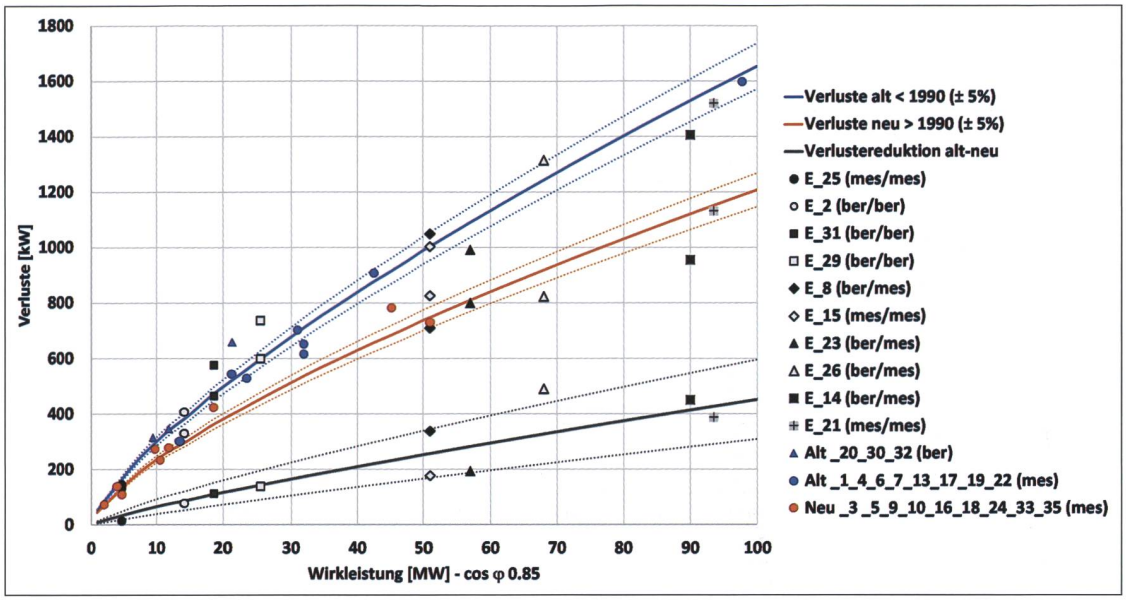


Bild 5: Verluste und Verlustreduktionspotenzial von Generatoren der Altersklassen vor und nach 1990.

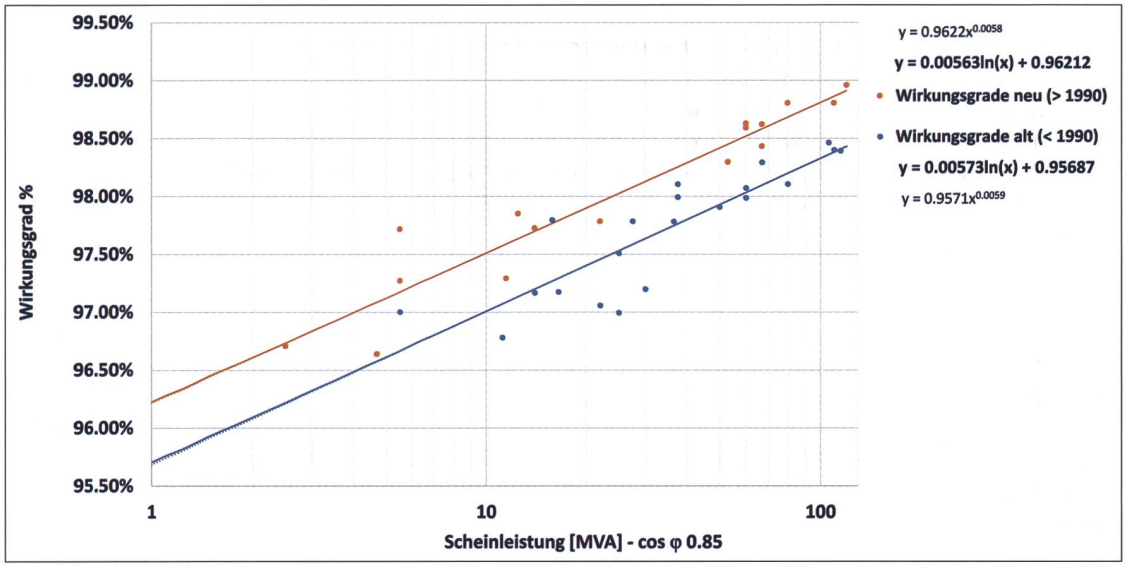


Bild 6: Wirkungsgrade der Generatoren der untersuchten Anlagen, unterschieden nach Leistung und Baujahr.

chanischen Verluste kann über eine Optimierung der Ventilation erreicht werden.

Bild 5 zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der Verlustanalyse von alten und neuen oder erneuerten Generatoren mit Markierungen und Trendlinien. Als geeignetste Trendlinien für die Verluste in Funktion der Wirkleistung haben sich dabei Potenz-Regressionen erwiesen.

Alle Daten der untersuchten Generatoren sind im Nennpunkt, das heisst bei Nennscheinleistung und bezogen auf einen Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 0{,}85$ dargestellt. Zwei Ausnahmen davon bilden die Anlagen mit Leistungserhöhung (E_14 und E_15). Deren dargestellte Lastpunkte «Verluste neu» sind auf Teillast, das heisst, auf die ursprüngliche alte Leistung umgerechnet. Bei den Trendlinien alt und neu sind auch geschätzte Unsicherheitsbänder von ±5 Prozent punktiert eingezeichnet. Die Differenz der Trendlinien der Verluste der beiden Baujahrgruppen ergibt die Werte zur Abschätzung des Potenzials der Verlustreduktion bei Erneuerung von Generatoren (graue Trendlinie: Verlustreduktion alt–neu). Überträgt man die Unsicherheitsbänder der beiden Trendlinien der Verluste auf die Trendlinie des Verlustreduktionspotenzials, so resultiert dort ein verbreitertes Unsicherheitsband. In Anbetracht der Streuung der Werte der in der Grafik dargestellten erneuerten Generatoren, gibt dieses Band eine realistische Grössenordnung wieder, wenn man vom Generator E_26 absieht, dessen Wert leicht oberhalb des Bandes liegt.

Basierend auf diesen Daten und Trendlinien konnte ein Modell zur Abschätzung der Verluste und des Verlustreduktionspotenzials hergeleitet werden. Es lässt sich erkennen, dass die Verluste bei einer Erneuerung um mehr als 20 Prozent reduziert werden können. Für Generatoren mit Baujahr vor 1990 (Mittelwert 1960), dargestellt mit der blauen Regressionskurve, konnte eine gute Übereinstimmung mit den im EPRI-Bericht *(Electric Power Research Institute, 1989)* publizierten Daten nachgewiesen werden, was die hier gefundenen Ergebnisse bestätigt.

Interpretiert man die Reduktion der Verluste als Wirkungsgraderhöhung der Generatoren, so kann diese im Schnitt mit 0,5 Prozent beziffert werden, wie aus *Bild 6* ersichtlich ist.

Je nach Bauform der Generatoren fallen die Teillastverluste unterschiedlich aus. *Bild 7* zeigt die aus den Regressionen durch die Daten der untersuchten Generatoren gewonnenen Verläufe der verschiedenen Bauformen bei Teillast. Neben den lastabhängig berechneten Punkten sind auch die exponentiellen Trendlinien eingezeichnet und deren Gleichungen angegeben.

4. Energetisches Potenzial von Generatorerneuerungen und Investitionskosten

Zur Abschätzung, wie viel elektrische Energie durch Reduktion der Verluste durch die Erneuerung eines Generators mit Baujahr

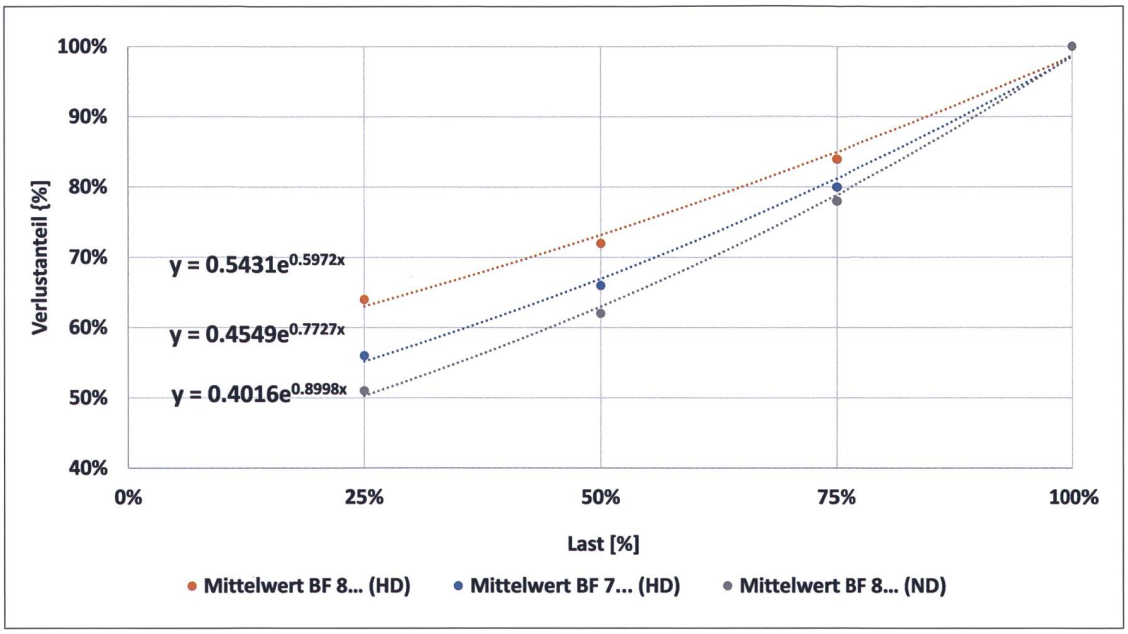


Bild 7: Durchschnittliche Verlustverteilung der Generatoren nach Bauform und Last.

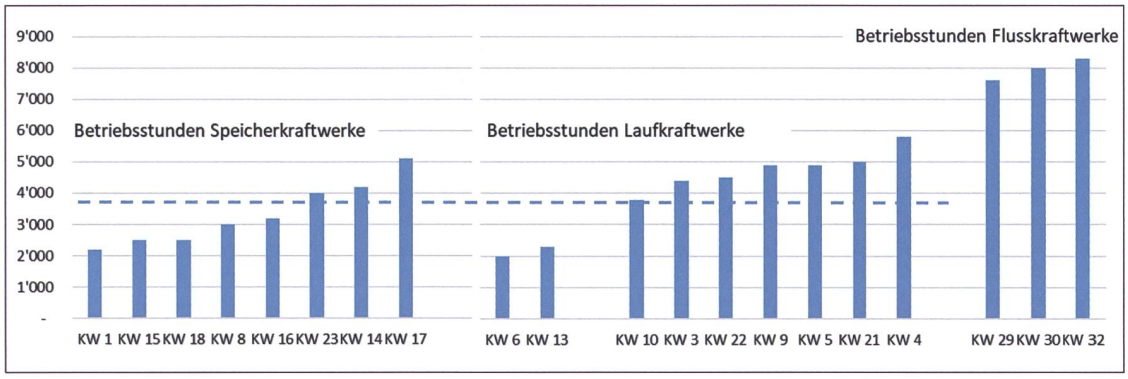


Bild 8: Durchschnittliche jährliche Betriebsstunden der Maschinengruppen: Mittelwert ohne Flusskraftwerke = 3800 Stunden (gestrichelte Linie).

vor 1990 zusätzlich produziert werden kann, ist jede Anlage individuell zu betrachten. Denn das erreichbare Potenzial hängt neben der Leistung und der Bauform des Generators von den jährlichen Betriebsstunden, dem gefahrenen Lastprofil und auch von den üblicherweise eingestellten Leistungsfaktoren ab. Dabei haben die jährlich gefahrenen Betriebsstunden allerdings den weitaus grössten Einfluss.

Folgende Grössenordnungen des Einflusses auf das energetische Potenzial haben sich aus der Studie ergeben:

- Betriebsstunden: 90 bis 100 % (zwischen Betriebsstunden 3800 und 8000)
- Lastprofil: 20 bis 30 % (zwischen Lastprofil 25-25-25-25 % und 0-0-35-65 %)
- Leistungsfaktor: 0 bis 10 % (zwischen $\cos\varphi = 0{,}75$ und 0,95)

Die jährlichen Betriebsstunden der Maschinengruppen, *Bild 8*, hängen in erster Linie vom Kraftwerkstyp ab und nicht von der Bauform der Generatoren. Einzig den Flusskraftwerken kann die Bauform BF8...(ND) klar zugeordnet werden, da diese grossen, langsam drehenden Generatoren nur in Flusskraftwerken zum Einsatz kommen. Bezüglich der bei einer Erneuerung anfallenden Kosten zeigt sich aber gerade bei diesen Generatoren, dass sich trotz der hohen Betriebsstunden eine auf energetische Verbesserungen ausgerichtete Erneuerung wegen der hohen Kosten weniger lohnt, wie im folgenden Abschnitt aufgezeigt wird.

In *Bild 9* sind die Investitionskosten der Generatorkomponenten in Funktion der erhöhten jährlichen Stromproduktion dargestellt. Die Generatoren der Niederdruckanlagen mit der Bauform BF8...(ND) fallen durch markant höhere Kosten auf. Diese Kostensteigerung ist auf die tiefen Drehzahlen der bei diesen Anlagen eingesetzten Turbinen zurückzuführen. Tiefe Drehzahlen von Generatoren erfordern grosse Polzahlen, was wiederum zu grösseren Durchmessern und hohen Generatormassen führt. Bei den Bauformen BF8...(HD) und BF7... (HD) liegen die Kosten deutlich tiefer.

Bei einer Generatorerneuerung setzen sich die Investitionskosten aus Kosten, welche auch bei Revisionen anfallen, und Produktkosten der neuen Komponenten des Stators und des Rotors zusammen. Die Revisionskosten beinhalten die Aufwendungen für die Projektierung, die De- und Remontage sowie die Wiederinbetriebnahme der Generatoren. Da es somit wesentliche Kostenanteile gibt, die bei der Erneuerung und der Revision gleich sind, wurden hier als Investitionskosten der Generatorerneuerung einzig die zusätzlichen Produktkosten der Komponenten berücksichtigt. Die auch bei Revisionen anfallenden Kosten sowie Kapitalkosten wurden bei den im Folgenden aufgeführten Erneuerungskosten nicht berücksichtigt.

Die im Kostenmodell berechneten Investitionskosten der zusätzlichen Produktkosten basieren auf Erfahrungswerten von bereits umgesetzten Projekten.

Die Kostenwirksamkeit in CHF/kWh einer Investition eines Erneuerungsprojekts kann über das Verhältnis von Investitionskosten zu einer über eine angenommene Nutzungsdauer kumulierten Mehrproduktion an elektrischer Energie ermittelt werden.

Die ermittelte Kostenwirksamkeit der Investition bei einer Standard-Nutzungszeit von 25 Jahren ist in Funktion der jährlichen Betriebsstunden in *Bild 10* dargestellt. Dabei variiert die Kostenwirksamkeit stark zwischen 0,06 CHF/kWh bei einer einzigen Anlage bis hin zu 0,35 CHF/kWh bei zwei Anlagen.

Nimmt man hingegen eine Nutzungszeit von 40 Jahren an, was einer typischen Lebensdauer der Generator-Komponenten entspricht, und schätzt damit die der Kostenwirksamkeit der Investitionen ab, kann der Nutzen einer Erneuerung über eine längere Periode beurteilt werden. Ausgehend von dieser Betrachtung findet man, dass eine kosteneffiziente Ausgangslage zur Initiierung von Erneuerungen vor allem bei Hochdruckkraftwerken mit einer Generatorleistung von mehr als 25 MW und hohen Betriebsstunden zu finden ist. Die Kostenwirksamkeit der Investitionen in CHF/kWh für die verschiedenen Bauformen und Betriebsstunden in Abhängigkeit der Wirkleistung sind unten in *Bild 11* aufgezeigt.

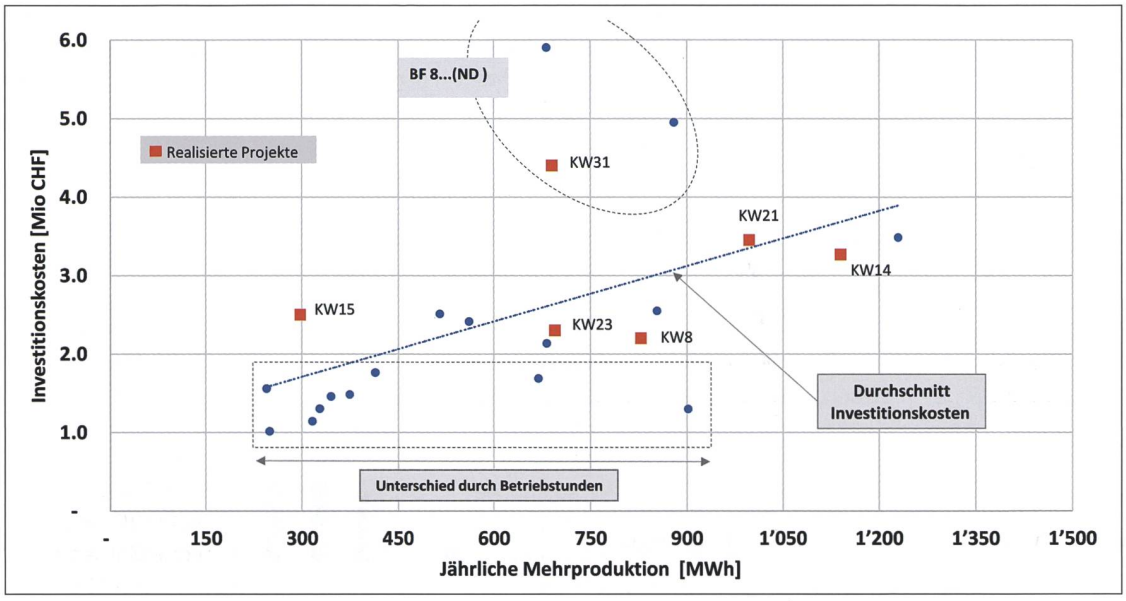


Bild 9: Investitionskosten der Generatorkomponenten in Funktion der jährlichen Mehrproduktion.

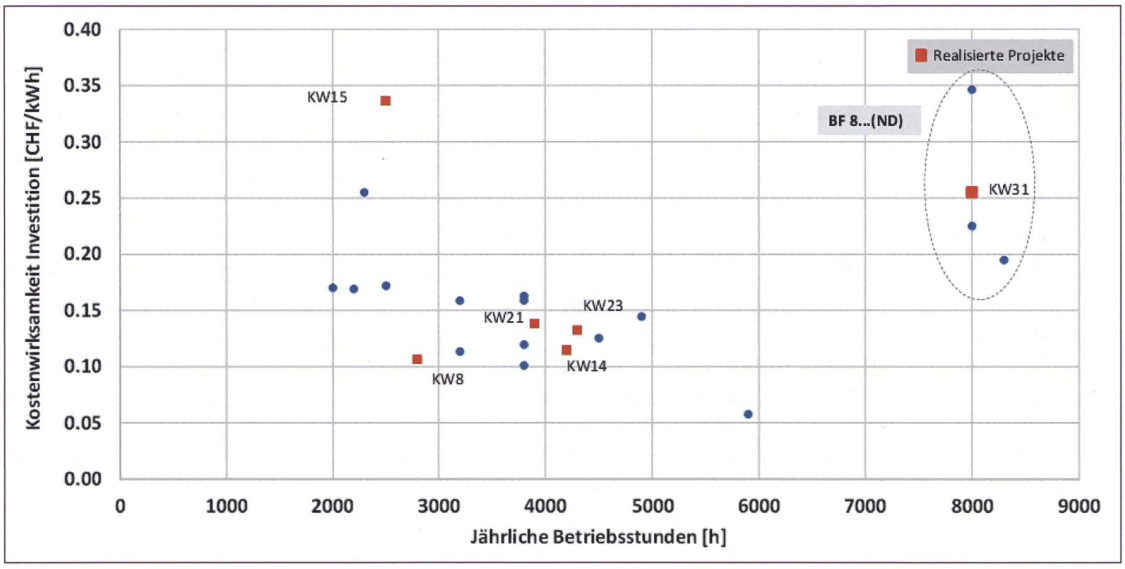


Bild 10: Kostenwirksamkeit der Investitionen in Funktion der jährlichen Betriebsstunden bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren.

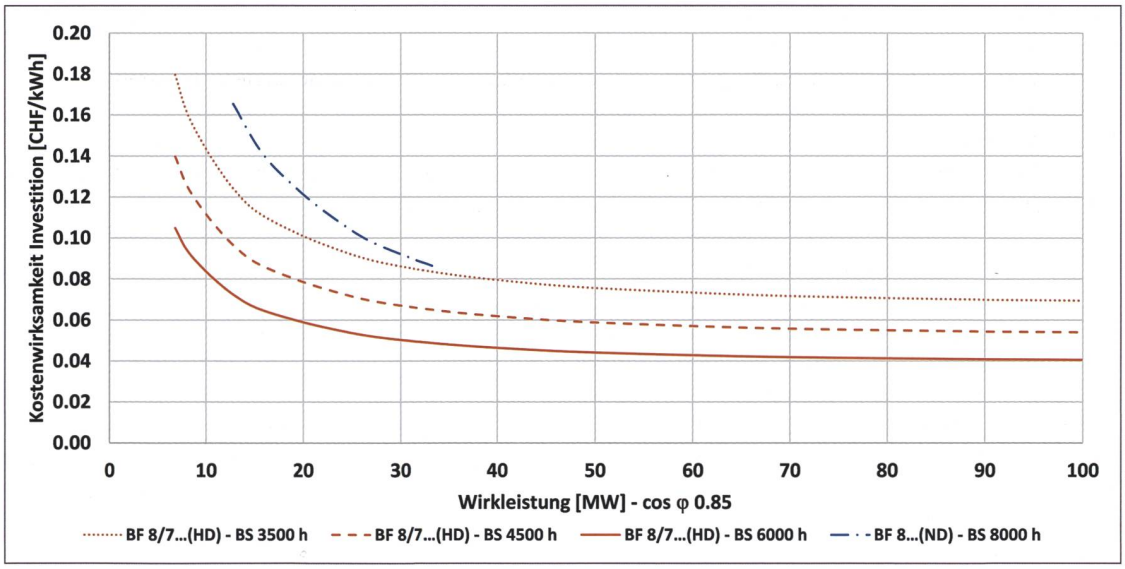


Bild 11: Kostenwirksamkeit der Investition bei einer Nutzungsdauer von 40 Jahren in Funktion der Leistung für verschiedene Bauformen und unterschiedliche Betriebsstunden.

5. Ausblick

Auf der Basis der Analyse einer grösseren Anzahl von untersuchten Wasserkraftanlagen mit alten, neuen und erneuerten Generatoren konnten deren Verluste quantifiziert werden. Weiter wurden alle wesentlichen Einflussfaktoren auf die mögliche Vergrösserung der jährlichen Stromproduktion durch die Reduktion der Verluste untersucht. Die ausgewerteten Daten von repräsentativen Generatortypen, die daraus abgeleiteten Trendkurven und deren empirische Gleichungen ermöglichen Kraftwerksbetreibern, eine rasche und treffsichere Grobanalyse ihrer Generatoren vorzunehmen. Die Unsicherheit in der Vorhersage der Generatorverluste nur aufgrund des Baujahrs und der Leistung liegt für die hier untersuchten Generatoren bei geschätzten ±5 Prozent. Die Unsicherheit bei der Abschätzung des Verlustreduktionspotenzials ist höher, für eine Standortbestimmung auf der Basis einer Grobanalyse dürften die Daten jedoch ausreichend sein.

Für Generatoren, welche vor 1990 in Betrieb genommen wurden, kann somit das Verlustreduktionspotenzial über empirisch hergeleitete Formeln abgeschätzt werden. Sind Verlustdaten der alten Generatoren aus Messungen oder anderen Angaben vorhanden, so kann die Treffsicherheit der Vorhersage der Verlustreduktion deutlich verbessert werden. Detaillierte Angaben zu den erfassten Daten und zum konkreten Vorgehen zur Abschätzung der Verluste, des Verlustreduktionspotenzials und der erreichbaren jährlichen Mehrproduktion an elektrischer Energie durch Reduktion der Verluste sind in den Berichten *Staubli und Eichenberger, Teil 1 und 2, 2020* beschrieben.

Ausgehend von einem bekannten Verlustreduktionspotenzial, kann über weitere Informationen, wie der jährlich gefahrenen Stunden, dem Lastprofil und dem Leistungsfaktor, die jährlich mögliche Mehrproduktion mit einem neuen oder erneuerten Generator berechnet werden. Mit diesen Angaben, den jährlich möglichen Mehreinnahmen und den Investitionskosten kann eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden. Beispiele für solche Berechnungen sind im Bericht *Staubli und Eichenberger, Teil 2, 2020* aufgeführt.

Unter dem Gesichtspunkt, dass bereits vor 1960 die Hälfte des heutigen hydroelektrischen Stroms produziert wurde, ist offensichtlich, dass bereits viele der alten Generatoren in der Zwischenzeit erneuert wurden. Bei einer gesamtschweizerischen jährlichen Energieproduktion aus Wasserkraft von 36 000 GWh und der realistischen Annahme, dass noch bei der Hälfte aller Generatoren ein Potenzial einer Wirkungsgradverbesserung von 0,5 Prozent vorliegt, kann eine mögliche Mehrproduktion von 90 GWh durch Reduktion der Verluste abgeschätzt werden. Die Investitionskosten für diese Generatorerneuerungen dürften insgesamt bei etwa 350 Mio. CHF liegen, wobei allerdings in Hinsicht auf die Kostenwirksamkeit eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Anlagen erforderlich ist. Der durch die Verbesserung der Generatoren zusätzlich produzierte Strom steht zum grössten Teil dann zur Verfügung, wenn Spitzenstrombedarf vorhanden ist. Bezüglich der jährlichen Mehrproduktion an Strom liegt diese in der Grössenordnung des grössten Windparks der Schweiz auf dem Mont Crosin im Berner Jura bei St. Imier mit einer Jahresproduktion von rund 70 GWh.

Die Autoren danken dem Bundesamt für Energie und EnergieSchweiz für die Finanzierung der Studie und des vorliegenden Artikels. Die Verantwortung für den Inhalt und die Schlussfolgerungen liegt ausschliesslich bei den Autoren.

Quellen:
IEC 60034-7, 2001, Rotating electrical machines – Part 7: Classification of types of construction, mounting arrangements and terminal box position (IM Code)
Electric Power Research Institute, 1989, Hydropower Plant Modernization Guide, EPRI-2602-2
EN 60034-2, 2010, Drehende elektrische Maschinen – Teil 2-1: Standardverfahren zur Bestimmung der Verluste und des Wirkungsgrades aus Prüfungen
EN 60034-1, 2010, Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten, 12.2 Toleranzen von Grössen, Tabelle 20, Nr. 2
Staubli T., Eichenberger R., 2020, Energetisches Potenzial durch Erneuerung von Hydrogeneratoren Teil 1: Verlustanalyse https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAxMzY=.html
Staubli T., Eichenberger R., 2020, Energetisches Potenzial durch Erneuerung von Hydrogeneratoren Teil 2: Wirkungsmodell https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTAxMzc=.html

Autoren:
Thomas Staubli, Hochschule Luzern, Technik & Architektur, thomas.staubli@hslu.ch
Roger Eichenberger, Axpo Power AG, Division Hydro & Biomasse, roger.eichenberger@axpo.com