

Forschungsbericht, 21. Dezember 2005

Trinkwasserkraftwerk

Standardpumpen für kleine Leistung

Messprogramm

Autor und Koautoren	Reto Baumann, Beat Kobel, Ernst A. Müller
beauftragte Institution	EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen, Messung und Fachgrundlagen erstellt durch Firma Häny AG, 8706 Meilen
Adresse	Lindenhofstrasse 15, 8001 Zürich
Telefon, E-mail, Internetadresse	044 226 30 90, info@infrastrukturanlagen.ch , www.infrastrukturanlagen.ch
BFE Projekt-/Vertrag-Nummer	101003/151164
Dauer des Projekts (von – bis)	1.10.2004 - 31.12.2005

ZUSAMMENFASSUNG

Ausgangslage und Ziel: In der Schweiz stehen rund 100 Trinkwasserkraftwerke in Betrieb, bisher vorwiegend im Leistungsbereich über 50 kW. Für kleinere Leistungen kommen auch Standardpumpen in Frage. Solche Rückwärtslaufenden Pumpturbinen (RLPT) wurden bereits unter 10 kW realisiert. Die Technologie ist in der Schweiz aber noch wenig bekannt. Aus diesem Grund sollen mit den vorliegenden Arbeiten einerseits Fachgrundlagen über Einsatzmöglichkeiten und Planung solcher Anlagen erarbeitet werden und andererseits Erfahrungen über den praktischen Betrieb und die Wirtschaftlichkeit.

Ergebnisse in Stichworten: Am Beispiel des Trinkwasserkraftwerkes Emmensprung in Sörenberg wurden gestützt auf Messergebnisse die Arbeitsschritte der Dimensionierung aufgezeigt und die Wirkungsgrade kontrolliert. Die gemessenen Wirkungsgrade weichen für die unterschiedlichen Auslastungen lediglich um rund plus bzw. minus 1% ab. Die Stromgestehungskosten liegen bei 12,1 Rp. pro produzierte kWh Strom. Die Anlage ist angesichts der heute noch gültigen Abnahmetarife für unabhängige Produzenten von 15 Rp./kWh also wirtschaftlich. Eine Modellrechnung zeigt, dass Rückwärtslaufende Pumpen heute zwischen 10 und 100 kW wirtschaftlich eingesetzt werden können, bei Vergütungen von 20 - 30 Rp./kWh bereits ab rund 3 kW. Bedingung ist u.a. ein konstanter Zufluss. Sinkt die Auslastung unter 70%, so verschlechtert sich der Wirkungsgrad sehr deutlich und die Gestehungskosten steigen stark an. Wie bei anderen Trinkwasserkraftwerken hängt die Wirtschaftlichkeit der Rückwärtslaufenden Pumpen davon ab, dass keine zu grossen Mehrkosten für den Elektroanschluss, Räumlichkeiten und insbesondere die Sanierung der Druckleitungen entstehen. Das Potenzial der Rückwärtslaufenden Pumpen in der Schweiz, das in einer weiteren BFE-Studie noch weiter untersucht wird, liegt bei rund 52 GWh/a. Für die Umsetzung ist besonders wichtig, dass die langjährigen Erfahrungen der befragten Betreiber durchaus positiv sind.

Ausblick: Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprogramm sollen in einem leicht verständlichen Merkblatt dargestellt werden, um die Technologie der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen über das Marketing von EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen zu verbreiten. Darüber hinaus ist die Entwicklung von Standardpumpen zu prüfen, welche bei einem Ersatz von Druckreduzierventilen anwendbar sind. Wir schätzen das Potenzial dafür bei den 3000 Wasserversorgungen in der Schweiz auf rund 10'000 Stück, was bei 1 - 2 kW rund 100 GWh/a erneuerbarem Strom entspricht.

Einleitung

In der Schweiz wurden bereits 100 Trinkwasserkraftwerke gebaut, vorwiegend im Leistungsbereich über 50 kW. Trinkwasserkraftwerke im unteren Leistungsbereich sind noch wenig bekannt und kaum verbreitet. Mit Standardpumpen ergeben sich aber auch für kleine Leistungen neue Möglichkeiten zur Stromerzeugung. Die Technologie der Rückwärtslaufenden Pumpturbine (RLPT) kann bereits bei geringen Höhendifferenzen (ab 20 m) oder bei geringen Wassermengen (ab 10 l/s) sinnvoll eingesetzt werden. Beim heutigen Stand der Technik ist allerdings Voraussetzung, dass die zufließende Wassermenge praktisch konstant ist, was einen Dauerzufluss oder Schwallbetrieb bedingt.

Dieses Forschungsprogramm wurde mit dem Ziel gestartet, Fachgrundlagen zu dieser Technologie zu erarbeiten und die gesammelten Betriebserfahrungen auszuwerten. Die Arbeiten wurden unter Leitung von EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen in Zusammenarbeit mit der Wirtschaft durchgeführt. Die fachlichen Grundlagen wurden vom *Pumpenhersteller Häny AG, 8706 Meilen* unter Leitung von Herrn Reto Baumann durchgeführt.

Ziele des Forschungsprogrammes:

- Dimensionierungsgrundlagen erarbeiten.
- Einsatzgrenzen der Technologie anhand einfacher Kriterien aufzeigen.
- Wirtschaftlichkeit von Rückwärtslaufenden Pumpen aufzeigen.
- Betriebserfahrungen mit realisierten Anlagen auswerten.
- Eine erste Potenzialabschätzung für die Schweiz durchführen.

Die Erkenntnisse aus diesem Forschungsprogramm sollen dann in einem weiteren Schritt durch "EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen" genutzt werden, um diese Technologie weiter zu verbreiten. Dazu ist vorgesehen, über das Mandat Trinkwasser- und Abwasserkraftwerke einen Flyer für diese Standardpumpen zu erstellen, als Ergänzung zum neuen Handbuch "Energie in der Wasserversorgung" [1] und dem allgemeinen Flyer zu den Trinkwasserkraftwerken [2].

Die Arbeiten wurden in Absprache mit Herrn Manuel Buser, dem Projektbegleiter im Auftrage des BFE (Bundesamt für Energie), durchgeführt.

Wir möchten uns beim Bundesamt für Energie für die Auftragserteilung, bei der Wasserversorgungsgenossenschaft Sörenberg für die Unterstützung und bei Herrn Reto Baumann von der Firma Häny AG aus Meilen für sein grosses persönliches Engagement herzlich bedanken.

Im Namen "EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen"

Ernst A. Müller

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Messkonzept in Kürze	3
1.1 Arbeiten	3
1.2 Messaufbau/Vorgehen	3
1.3 Anlageparameter	3
1.4 Grössen und Einheiten	4
2. Kurzbeschreibung der Anlage in Sörenberg	5
2.1 Hydraulisches Schema	5
2.2 Trinkwasserkraftwerk mit Druckreduzierstation	6
2.3 Detailansichten der Anlage Emmensprung, Sörenberg	7
3. Ermittlung Wirkungsgrad am Beispiel der Anlage Sörenberg	8
3.1 Messvorgehen	8
3.2 Messung der erforderlichen Daten an der Anlage	8
3.3 Hersteller- und Planungsdaten von Generator und Pumpturbine	9
3.4 Berechnung des Turbinenwirkungsgrades im Vergleich Auslegungsdaten	10
3.5 Kennlinien der Pumpturbine im Rekuperationsbetrieb	11
3.6 Vergleich der Kennlinien für den Pump- und Turbinenbetrieb	12
3.7 Blindleistung im Rekuperationsbetrieb mit einem Asynchrongenerator	13
4. Wirtschaftlichkeit von Trinkwasserkraftwerken	14
4.1 Methode und Anforderungen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung	14
4.2 Rückliefertarife für erneuerbaren Strom am Beispiel EKZ	14
4.3 Berechnungsvorlage zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit	15
4.4 Einsatz einer Blindstromkompensationsanlage	16
4.5 Gestehungskosten und Wirtschaftlichkeit der Rückwärtslaufenden Pumpen	16
5. Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen	18
6. Aufbau eines Trinkwasserkraftwerks mittels Pumpturbinen	21
7. Betriebserfahrungen von Rückwärtslaufenden Pumpturbinen	23
8. Potenzial der Rückwärtslaufenden Pumpen in der Schweiz	25
Literatur	26

1. Messkonzept in Kürze

1.1 Arbeiten

- 1.1.1 Messung des Wirkungsgrades bei unterschiedlicher Auslastung im Vergleich zu Hersteller- und Planungsangaben anhand der Anlage Emmensprung in Sörenberg.
- 1.1.2 Aufzeigen der Einsatzgrenzen für Rückwärtslaufende Pumpturbinen (RLPT) im Vergleich mit konventionellen Turbinen (Pelton, Francis, Ossberger, ...)
- 1.1.3 Bericht über Erfahrungen mit realisierten Anlagen gestützt auf eine Umfrage bei den Betreibern.

1.2 Messaufbau/Vorgehen zu Punkt 1.1.1

Der Messaufbau ist in Fig. 2 dargestellt. Das Messvorgehen sieht vor, bei den verschiedenen eingestellten Nettofallhöhen jeweils den Druck (siehe Fig.2, Punkt q)), die Durchflussmenge (siehe Fig.2 k)) sowie die elektrische Leistungsabgabe ins Netz festzuhalten. Mit den gesammelten Werten sollen anhand der Bremskurve (siehe Fig.11) des Asynchrongenerators die jeweiligen Pumpturbinenwirkungsgrade berechnet werden. Die Verstellung der Nettofallhöhe erfolgt mittels Drosselung der Revisionsschieber.

$$\eta_{\text{hydr}} = f(Q)$$

1.3 Anlageparameter (im ausgelegten Betriebspunkt)

Medium	Quellwasser
Dichte	1000 kg/m ³
RLPT-Typ	HT-MB 40-160/5
Bruttofallhöhe	202.00 m
Nettofallhöhe	195.00 m
Durchsatz	500.00 l/min (0.00833 m ³ /s)
Leistung	9.40 kW (P _{2T})
Generator-Typ	160 M 2AR
Leistung	8.40 kW (P _{2G})
Nennleistung	11.00 kW (P _N)
Drehzahl	3070 min ⁻¹
Spannung	400 V (3x)
Frequenz	50 Hz

1.4 Grössen und Einheiten

	Messung	Berechnung	
Q	l/min	l/s	Durchsatz/Förderstrom im Turbinenbetrieb
Q _P	l/min	l/s	Förderstrom im Pumpbetrieb
H _{Netto}	m	m	Nettofallhöhe im Turbinenbetrieb
H _{Brutto}	m	m	Bruttofallhöhe / Geodätische Höhe
H _P	m	m	Förderhöhe im Pumpbetrieb
ρ	kg/ m ³	kg/ dm ³	Dichte
n	min ⁻¹	min ⁻¹	Drehzahl
T	°C	°C	Mediumtemperatur
η _T	%	-	Pumpturbinen-Wirkungsgrad
η _G	%	-	Asynchrongenerator-Wirkungsgrad
η _{gesamt}	%	-	Gesamt-Wirkungsgrad
I	A	A	Strom
U	V	V	Spannung
F	Hz	Hz	Frequenz
cosφ	-	-	Leistungsfaktor Generator
S	kVA	Va	Scheinleistung
Q	kvar	var	Blindleistung
P _{1T}	kW	W	Pumpturbinenleistung hydraulisch
P _{2T}	kW	W	Pumpturbinenleistung mechanisch
P _{1G}	kW	W	Generatorleistung mechanisch
P _{2G}	kW	W	Generatorleistung elektrisch
P _N	kW	W	Nennleistung Generator
HT	Rp./kWh	Rp./kWh	Hochtarif-Rücklieferung
NT	Rp./kWh	Rp./kWh	Niedertarif-Rücklieferung

2. Kurzbeschreibung der Anlage in Sörenberg

Die Anlage "Emmensprung" in Sörenberg wurde durch das Ingenieurbüro Kost + Partner AG aus Sursee, Herrn Peter Wobmann geplant, realisiert und im Oktober 2004 in Betrieb genommen. Die Rückwärtslaufende Pumpenturbine wurde von der Firma Häny AG aus Meilen geliefert.

2.1 Hydraulisches Schema

Die Quelfassung „Emmensprung“ (siehe Fig.1, Punkt a)) verfügt gemäss Planungsgrundlagen über eine mittlere Ergiebigkeit Q von 1000 l/min. Die konzessionierte Menge zur Nutzung als Trinkwasser beträgt 500 l/min, die restliche Wassermenge wird in einen Bach geführt. Somit wurde bei der Planung des Trinkwasserkraftwerkes mit einer dauernd verfügbaren, konstanten Fördermenge von 500 l/min gerechnet. Deshalb und wegen dem zeitweisen Gegendruck wurde eine Rückwärtslaufende Pumpe gewählt. Von der Fassung bis zum Kleinwasserkraftwerk mit Druckreduzierstation (siehe Fig.1 b)) resultiert eine Bruttofallhöhe von $H=202$ m. Nach der Reduzierung des Druckes wird das Trinkwasser einerseits via Hauptversorgungsnetz (siehe Fig.1 d)) in die Reservoirs Dorf und Flühütten (siehe Fig. e) und f)) geleitet, andererseits wird die direkt anliegende Talstation der Luftseilbahn versorgt und zukünftig auch noch ein naheliegendes Ferienhaus (siehe Fig.1 c)). Die Wasserversorgungsgenossenschaft deckt ihren Bedarf mit erster Priorität aus dem Quellwasser und in zweiter Priorität mit Grundwasser (siehe Fig.1 g)), welches ebenfalls in die beiden Reservoirs (Fig.1 e) und f)) gepumpt wird.

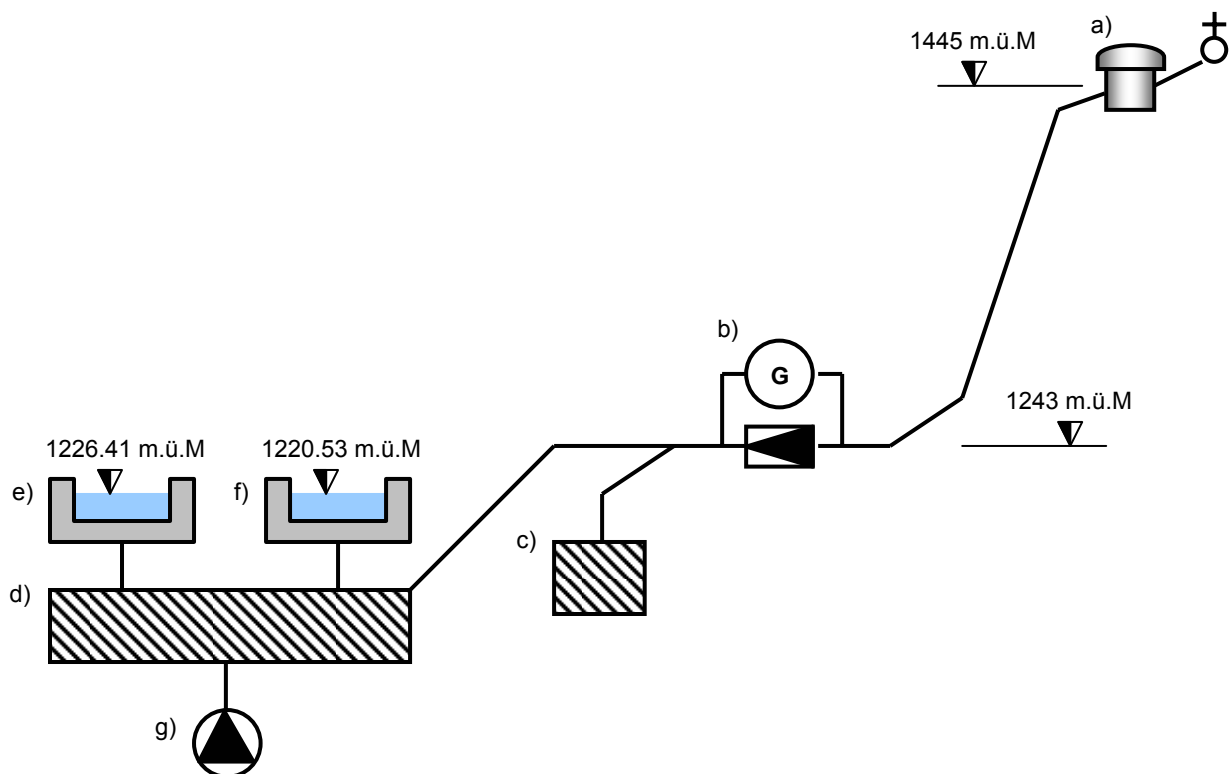


Fig.1 – Hydraulisches Schema der Wasserversorgungsgenossenschaft Sörenberg „Fassung Emmensprung“

2.2 Trinkwasserkraftwerk mit Druckreduzierstation

Im Normalbetrieb wird der resultierende dynamische Zulaufdruck des Quellwassers mittels der Rückwärtslaufenden Pumpturbine (siehe Fig.2 a)) entspannt, der Asynchrongenerator angetrieben und somit elektrische Leistung erzeugt. Falls die Rückwärtslaufende Pumpturbine nicht in Betrieb ist, wird das Wasser automatisch auf die Druckreduzierstation (siehe Fig.2 d)) im Bypassstrang umgeleitet, welche die Druckenergie mittels Umwandlung in Reibungsenergie abbaut. Zur Sicherstellung der Qualität des Trinkwassers durchläuft dieses nach der Druckreduzierung zuerst eine UV-Anlage (siehe Fig.2 i)) und dann eine Trübungsmessung (siehe Fig.2 l)), welche im Fall des Überschreitens der eingestellten Werte sofort die Einleitung in den Verwurf (siehe Fig.2 m)) aktiviert. Das Trinkwasser wird nach der Behandlung den Benutzern zugeführt (siehe Fig.2 o)).

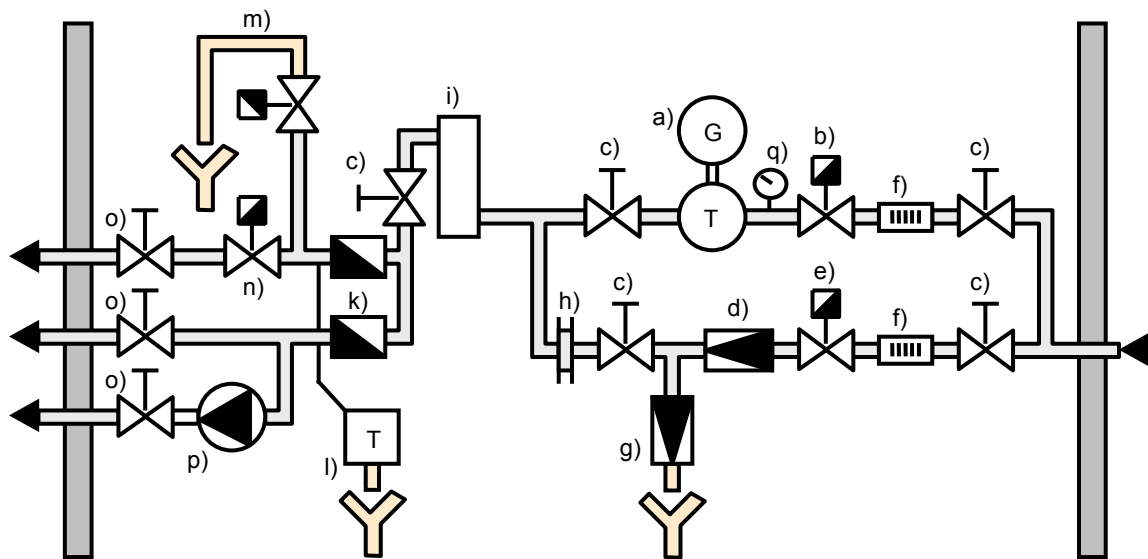


Fig.2 – Kleinwasserkraftwerk mit Druckreduzierstation

Legende zu Fig.2:

- a) Rückwärtslaufende Pumpturbine mit Drehstrom Asynchrongenerator direkt gekuppelt
- b) Motorschieber zur Zu- bzw. Abschaltung der Pumpturbine
- c) Revisionsschieber
- d) Druckreduzierventil in der Bypassleitung
- e) Motorschieber zur Zu- bzw. Abschaltung des Druckreduzierventils
- f) Schmutzfänger zum Systemschutz vor allfälligen Feststoffen
- g) Überdrucksicherheitsventil mit Verwurf
- h) Mengenbegrenzungsventil (Blende)
- i) UV-Reinigungsanlage
- k) Durchflussmessung
- l) Trübungsmessung
- m) Verwurf mit Motorschieber
- n) Einlaufklappe Netz mit Motorschieber
- o) Revisionsschieber
- p) Druckerhöhungsanlage
- q) Druckmessung (dynamisch)

2.3 Detailansichten der Anlage Emmensprung, Sörenberg

Die nachfolgenden Darstellungen zeigen wichtige Hauptkomponenten der Anlage (gemäss Fig.2)



Fig.3 - Rückwärtslaufende Pumpturbine mit direkt gekoppeltem Asynchrongenerator



Fig.4 - Rückwärtslaufende Pumpturbine (RLPT)



Fig.5 - Steuerung



Fig.6 – Zuleitung von der Quelfassung

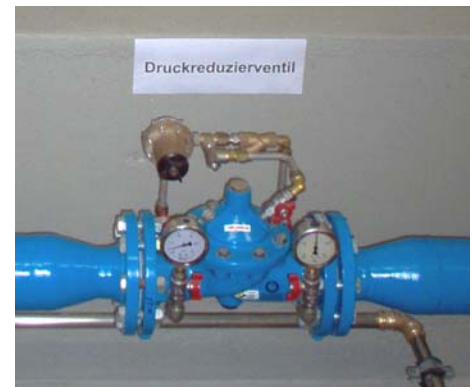


Fig.7 – Druckreduzierventil (Bypass)



Fig.8 – Durchflussmesser

3. Ermittlung Wirkungsgrad am Beispiel der Anlage Sörenberg

3.1 Messvorgehen

Das Messvorgehen sieht vor, bei den verschieden eingestellten Nettofallhöhen jeweils den Druck (siehe Fig.2, Punkt q)), die Durchflussmenge (siehe Fig.2 k)) sowie die elektrische Leistungsabgabe und die Phasenströme ins Netz festzuhalten. Die Verstellung der Nettofallhöhe erfolgt mittels Drosselung der Revisionsschieber. Anhand von Herstellerangaben bezüglich des Generators kann der effektive Pumpenwirkungsgrad, sowie der Blindleistungsbezug aus dem Netz errechnet werden. Das Messung auf der Anlage entspricht nicht in allen Punkten den definierten Vorgaben nach ISO 9906.

3.2 Messung der erforderlichen Daten an der Anlage (Mittelwerte)

Messung Nr.	Förderstrom Q [l/min]	Fallhöhe H_{Netto} [m]	Strom I [A]	Spannung U [V]	Phase 1 P_{2G} / I [kW] / [A]	Phase 2 P_{2G} / I [kW] / [A]	Phase 3 P_{2G} / I [kW] / [A]	Leistung P_{2G} [kW]
1	500	193	15.3	400	2.67 / 15.2	2.63 / 15.5	2.66 / 15.4	7.97
2	473	176	13.9	391	2.24 / 13.7	2.20 / 13.9	2.30 / 14.0	6.74
3	430	160	11.7	381	1.61 / 11.5	1.56 / 11.7	1.65 / 11.9	4.82
4	400	145	Für diesen Betriebsbereich liegen keine verlässlichen Daten vor.					
5	345	132						

Fig.9 - Messergebnisse

Direkte Erkenntnisse aus den gemessenen Werten:

- Unter der Fördermenge von 345 l/min (Messung 5) trennte sich der Generator vom elektrischen Netz ab (Minimalfördermenge der Anlage).
- Die Anzeigegenauigkeit der installierten Messgeräte war für die Messwerte 4 und 5 zu gering, daher konnten diese Werte nicht weiterverwendet werden.
- Die Spannung sinkt zusehends mit der Reduzierung des Zulaufdruckes bzw. des Förderstromes.
- Die Phasensymmetrie zeigt ein gleichmässiges Belastungsbild. Mit sinkender Abgabeleistung nimmt auch die Symmetrie ab, Phase 2 fällt tendenziell ab.

3.3 Hersteller- und Planungsdaten von Generator und Pumpturbine

Die Daten für den Generator waren nicht für die verschiedenen Situationen vorhanden und mussten somit aus empirischen Werten interpoliert werden (in Zusammenarbeit mit ABB Schweiz AG). Der theoretische Pumpturbinenwirkungsgrad wird von der Firma Sulzer, gemäss ISO 9906 Annex II, angegeben. Dieser soll unter anderem durch Berechnung verifiziert werden.

Messung Nr.	Förderstrom Q [l/min]	Fallhöhe H_{Netto} [m]	Leistung P_{2G} [kW]	Generator η_G [-]	Generator cosφ [-]	Turbine η_T [-]
1	500	193	7.97	0.87	0.75	0.59
2	473	176	6.74	0.86	0.72	0.58
3	430	160	4.82	0.81	0.63	0.53
4	400	145	Für diesen Betriebsbereich liegen keine verlässlichen Daten vor.			
5	345	132				

Fig.10 – Vorliegende Daten

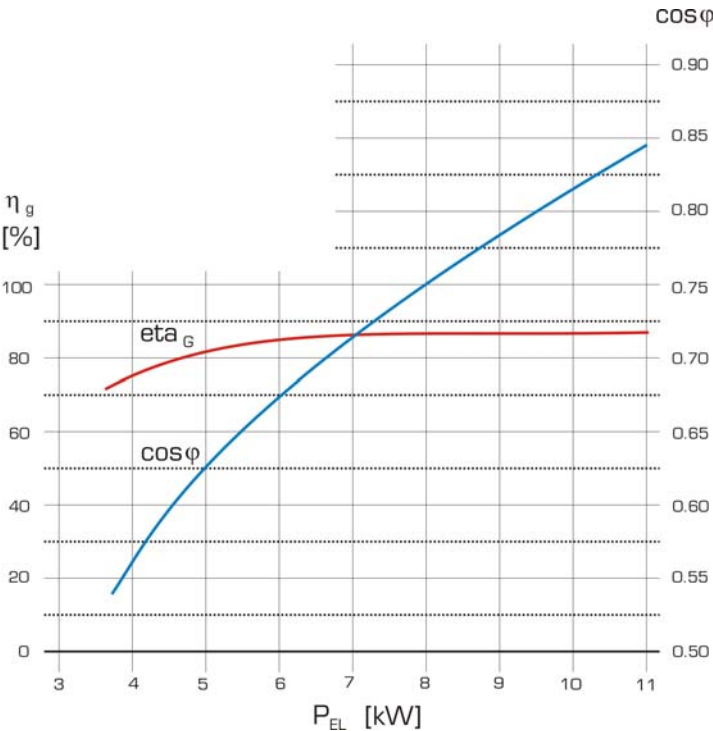


Fig.11 – Empirisch interpolierte Asynchrongeneratordaten

3.4 Berechnung des Turbinenwirkungsgrades im Vergleich Auslegungsdaten

Anhand der gemessenen Werte und der Herstellerangaben wird der Turbinenwirkungsgrad überprüft. Das Schema (Fig.12) zeigt die Zusammenhänge der physikalischen Größen. Die Drehzahl „n“ sinkt mit abnehmender Förderleistung gegen die Synchrondrehzahl. Ist diese erreicht, wechselt der Generator in den Antriebsmodus und bezieht Leistung aus dem Netz (bei $Q < 270 \text{ l/min}$).

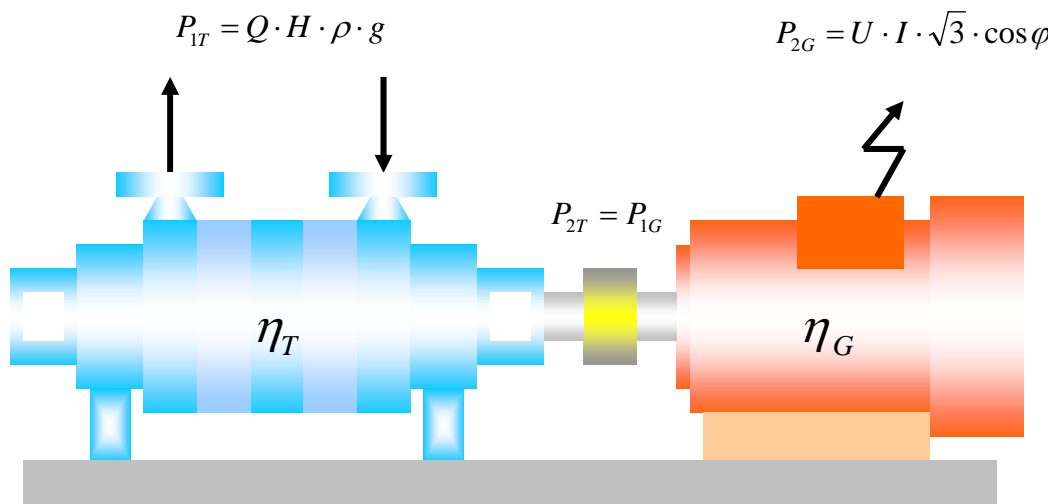


Fig.12 – Physikalische Zusammenhänge

Messung Nr.	Q [l/min]	H _{Netto} [m]	Leistung P _{1T} [kW]	Leistung P _{2T} = P _{1G} [kW]	Leistung P _{2G} [kW]	U [V]	I [A]	cosφ [-]	η _G [-]	Turbine ¹⁾ η _T [-]
1	500	193	15.777	9.198	7.97	400	15.3	0.75	0.87	0.583
2	473	176	13.611	7.837	6.74	391	13.9	0.72	0.86	0.576
3	430	160	11.091	5.950	4.82	381	11.7	0.63	0.81	0.536

Fig.13 – Berechnung des hydraulischen Wirkungsgrades der Turbine

Messung Nr.	Turbine ¹⁾ η _T [-]	Turbine ²⁾ η _T [-]	Abweichung absolut [-]	Abweichung prozentual [%]	Gesamtwirkungsgrad η _{Gesamt} [-]
1	0.583	0.59	- 0.007	- 1.2	0.507
2	0.576	0.58	- 0.004	- 0.7	0.495
3	0.536	0.53	+ 0.006	+ 1.1	0.434

Fig.14 – Vergleich der gemessenen Wirkungsgrade der Turbine und den Herstellerangaben

¹⁾ Aus Messdaten berechneter Wirkungsgrad

²⁾ Wirkungsgrad nach Herstellerangaben

3.5 Kennlinien der Pumpturbine im Rekuperationsbetrieb

Mittels Drosselung wurde ein Teil der nutzbaren Druckenergie am Schieber absorbiert und somit der Betriebspunkt der Turbine variiert.

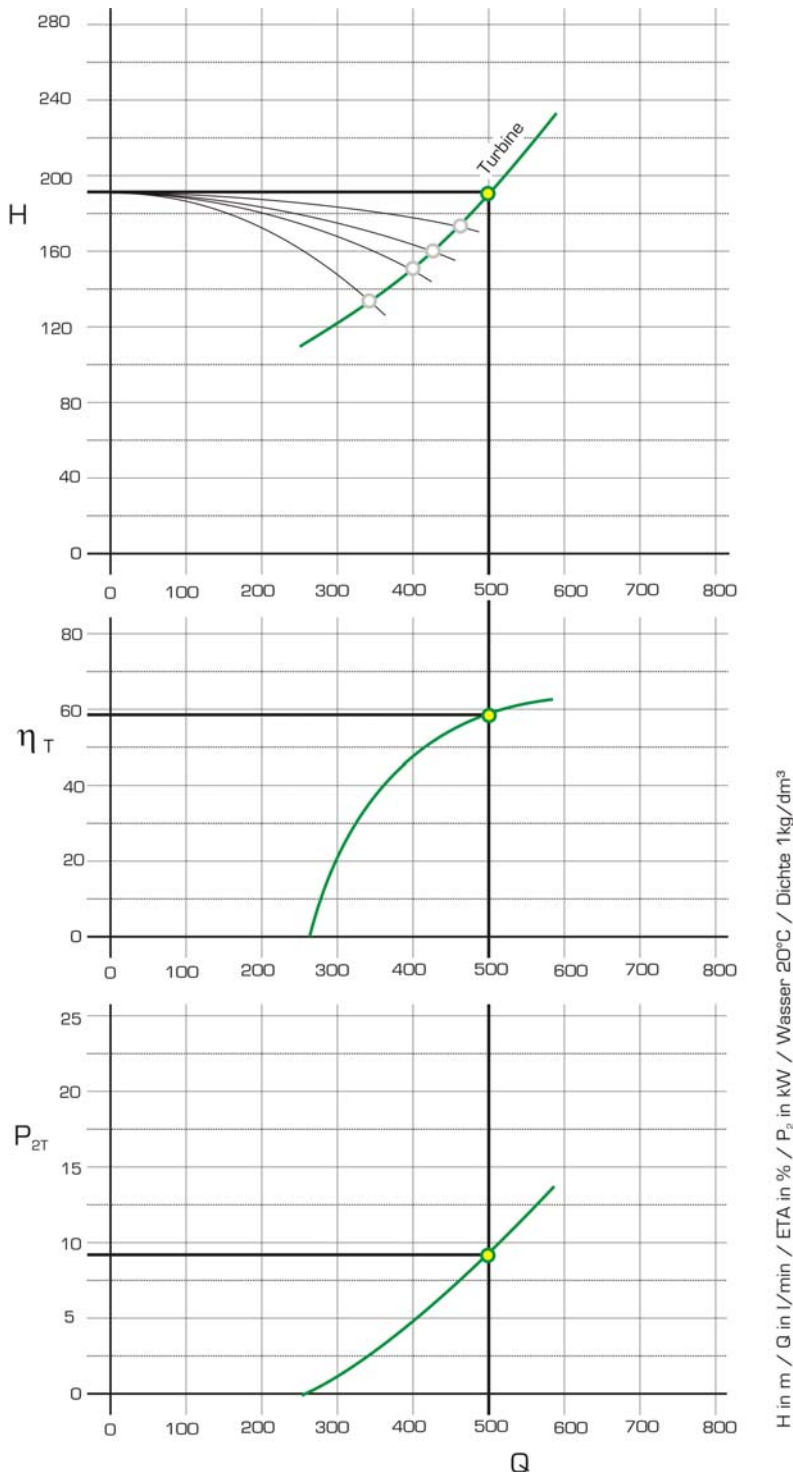


Fig.15 – Kennlinie für den Rekuperationsbetrieb

Der Auslegungspunkt liegt bei,

- $Q = 500$ l/min
- $H = 193$ m
- $\eta_{aT} = 58.3\%$
- $P_{2T} = 9.2$ kW

Die Maschine läuft stabil auf dem Auslegungspunkt.

Aufgrund der hohen Wirkungsgradeinbusse im Vergleich zu anderen Technologien (Pelton, ...) ist die Regelung des Vordruckes (mittels Drosselung) als Lösungsansatz zu vermeiden.

Falls der Betriebspunkt trotzdem variiert werden soll, ist zu beachten, dass das Regelorgan auf der Austrittsseite der Pumpturbine vorgesehen wird. Findet die Drosselung vor dem Eintritt statt, besteht die Gefahr der lokalen Kavitation in der Pumpturbine, ebenso ist das Strömungsbild ungünstig und vermindert somit den Wirkungsgrad. Diese Anordnung hat zur Folge, dass der maximal zulässige Pumpendruck überprüft werden muss.

Als Drosselorgan sollte wenn möglich ein kavitationsarmer Ringkolbenschieber vorgesehen werden.

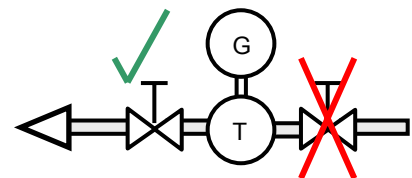
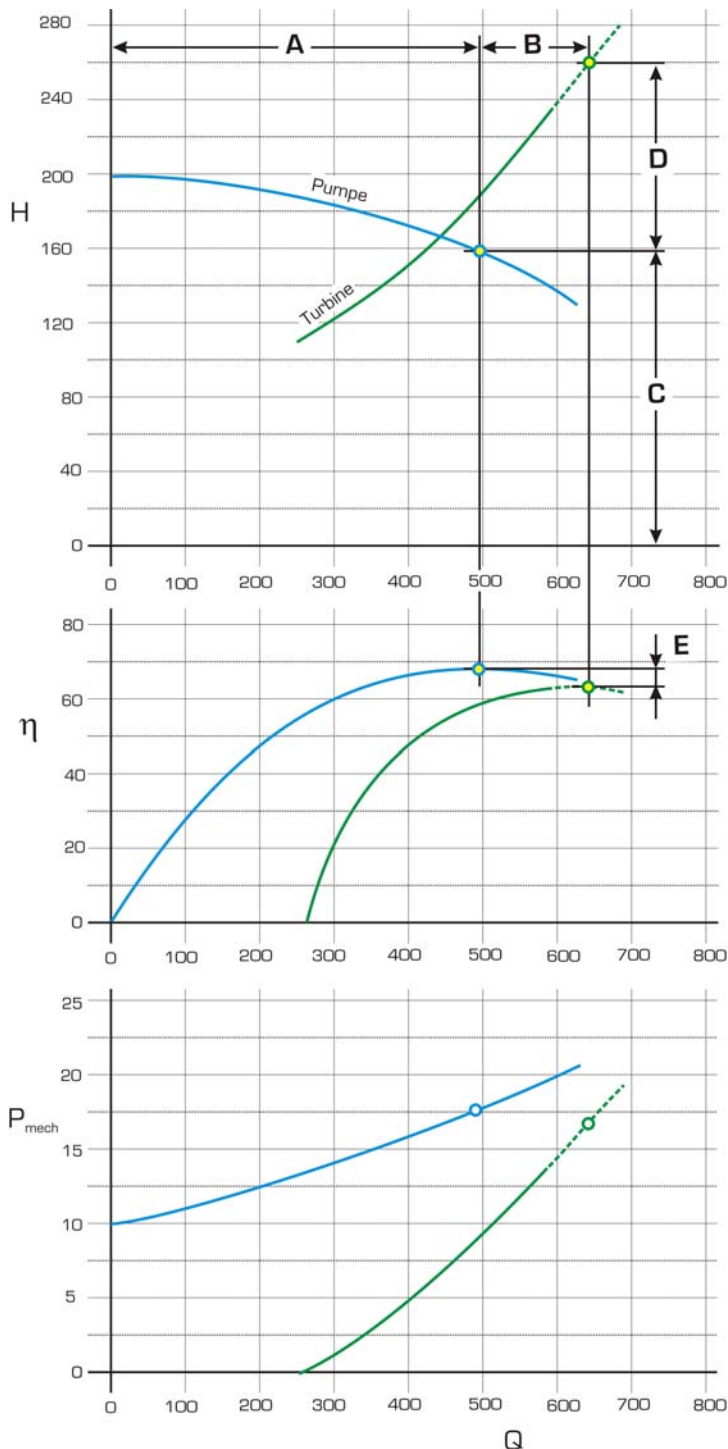


Fig.16 – Drosselregelung

3.6 Vergleich der Kennlinien für den Pump- und Turbinenbetrieb

Der Vergleich diverser Typen ergibt empirische Werte für die Abschätzung der Turbinenkennlinie einer Kreiselpumpe. Der Vergleich bezieht sich immer auf den Punkt des besten Wirkungsgrades. Die Form der Turbinenkennlinie kann anhand der Pumpenkennlinie nicht ohne weiteres abgeleitet bzw. berechnet werden.



Im Fall Sörenberg konnten folgende, Werte ermittelt werden:

$$A + B = 1.30 \cdot A$$

$$C + D = 1.63 \cdot C$$

$$E = \eta_P \cdot 0.91$$

Nachfolgend die empirischen Werte des Pumpenherstellers Häny AG. Die Formeln ergeben die Auslegungsdaten einer entsprechenden Standardpumpe, welche die gewünschten Daten im Turbinenbetrieb erbringt. Es kann keine Gewähr für die Faktoren übernommen werden.

$$Q_P = \frac{A + B}{1.3} = A$$

$$H_P = \frac{C + D}{1.4} = C$$

$$E = \eta_P \cdot 0.95$$

Die Pumpenturbine bezieht bis 40% von Q_{Topt} Leistung aus dem Netz und wird somit bis zu dieser Grenze vom Asynchrongenerator motorisch angetrieben.

Fig.17 – Kennlinien für den Pump- und Turbinenbetrieb

3.7 Blindleistung im Rekuperationsbetrieb mit einem Asynchrongenerator

Die Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie ist bei den üblicherweise kleinen Leistungen von Trinkwasserkraftwerken mittels einem Asynchrongenerator gegenüber einer Synchronanlage in der Anschaffung und im Unterhalt meist günstiger. Dies gilt sowohl für Rückwärtslaufende Pumpturbinen wie auch für Peltonturbinen, die mit einer festen Drehzahl arbeiten. Das Prinzip eines Asynchrongenerators basiert jedoch auf dem Bezug von Blindleistung aus einem Netz (Netzparallelbetrieb), der zum Teil bezahlt werden muss. Der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ beschreibt das Verhältnis von abgegebener Wirkleistung P zu bezogener Blindleistung Q .

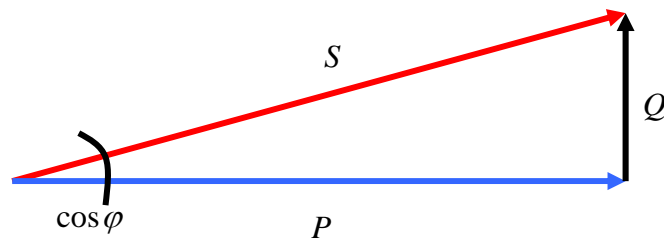


Fig.18 – Physikalische Zusammenhänge

Messung Nr.	Wirkleistung P_{2G} [kW]	Scheinleistung S [kVA]	U [V]	I [A]	$\cos\varphi$ [-]	η_G [-]	Blindleistung Q [kvar]
1	7.97	10.60	400	15.3	0.75	0.87	6.99
2	6.74	9.41	391	13.9	0.72	0.86	6.57
3	4.82	7.72	381	11.7	0.63	0.81	6.03

Fig.19 – Berechnung des gesamten Blindleistungsbezugs

Die kostenpflichtig bezogene Blindleistung wird bei den meisten Netzbetreibern aufgrund der Differenz zu einem definierten $\cos\varphi = 0.92$ (Gratisbezug) und dem effektiven $\cos\varphi$ errechnet.

Messung Nr.	Blindleistung Q_{ist} [kvar]	Blindleistung Q_{soll} [kvar]	$\cos\varphi$ ist [-]	$\cos\varphi$ soll [-]	Scheinleistung S [kVA]	Differenz ΔQ [kvar]
1	6.99	4.15	0.75	0.92	10.60	2.84
2	6.57	3.68	0.72	0.92	9.41	2.89
3	6.03	3.03	0.63	0.92	7.72	3.00

Fig.20 – Berechnung des kostenpflichtigen bzw. zu kompensierenden Blindleistungsbezugs

4. Wirtschaftlichkeit von Trinkwasserkraftwerken

4.1 Methode und Anforderungen für Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Wirtschaftlichkeit von Trinkwasserkraftwerken wird durch einen Vergleich der gesamten Kosten zum gesamten Nutzen berechnet, wobei die gesamte Nutzungsdauer betrachtet wird. Die Kosten entsprechen der Summe aus den jährlichen Kapitalkosten plus den Betriebs- und Unterhaltskosten. Die Kapitalkosten errechnen sich aus der Verzinsung und Amortisation der Investitionen, welche sich gemäss der Annuitätenmethode aus den durch das Trinkwasserkraftwerk verursachten Investitionen ergeben. Der Nutzen ergibt sich aus den Einnahmen durch den Verkauf der erzeugten Stromproduktion (Rekuperation) oder den Einsparungen durch den geringeren Stromeinkauf, wenn die Wasserversorgung den produzierten Strom selbst nutzt.

Heute sind Elektrizitätswerke verpflichtet erneuerbaren Strom abzukaufen und den Überschuss von unabhängigen Produzenten zu rund 15 Rp./kWh zu vergüten. *(Die rechtlichen Grundlagen werden derzeit überarbeitet, wobei vorerst der Nationalrat eine Vergütung von 15 Rp./kWh bekräftigt hat und auf die gesamte produzierte Strommenge ausdehnen will, auch von unabhängigen Produzenten. Eine kostendeckende Vergütung der Gestehungskosten würde das Potenzial erhöhen. Neue Informationen dazu erteilt EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen.)*

Die Trinkwasserkraftwerke sind wirtschaftlich, wenn die jährlichen Kosten kleiner sind als der jährliche Nutzen. Aufgrund der Vorgaben des SIA gestützt auf die neue SIA-Norm 480 Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau [5] sind dabei die externen Kosten in den Entscheidungen zu berücksichtigen. Das bedeutet für Trinkwasserkraftwerke, dass die Einsparungen mit einem Zuschlag auf die gegebenen Strompreise von 5 Rp./kWh zu berechnen sind.

4.2 Rückliefertarife für erneuerbaren Strom am Beispiel EKZ (Gültig ab 01.10.04) [4]

Bestimmungen EKZ:

Bei Anlagen bis 3 kW werden Zähler ohne Rücklaufhemmung verwendet, bei Anlagen mit grösserer Leistung muss die ins Versorgungsnetz eingespeiste Energie separat gemessen werden.

Auf Wunsch des unabhängigen Produzenten wird auch bei Anlagen unter 3 kW eine Vergütung gestützt auf den Rückliefertarif gewährt. Die dafür notwendigen nachträglichen Änderungen an den Installationen und Messeinrichtungen erfolgen auf Kosten des Produzenten.

Für die Rücklieferungen elektrischer Energie die nicht von unabhängigen Produzenten gemäss Art.1, Abs.a der Energieverordnung stammt oder die aus Wasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 1 MW gewonnen wird ist, der Tarif RE nicht anwendbar.

Für die Einspeisung aus Produktionsanlagen die zwischen 1992 und 1999 in Betrieb genommen wurden, wird auf Verlangen des unabhängigen Produzenten ein Zuschlag von 1 Rp./kWh vergütet.

Im übrigen gelten die Bestimmungen der individuell abgeschlossenen Verträge zwischen dem EKZ und dem unabhängigen Produzenten.

Tarife	Wirkleistungsrücklieferung		Blindleistungsbezug
	Oktober-März	April-September	
Hochtarif (HT)	22.0 Rp./kWh	15.0 Rp./kWh	4.1 Rp./kvarh
Niedertarif (NT)	15.0 Rp./kWh	10.0 Rp./kWh	kostenlos

Hochtarif: Montag – Freitag 07.00 – 20.00 Uhr, Samstag 07.00 – 13.00 Uhr; Niedertarif: übrige Zeit

4.3 Berechnungsvorlage zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Trinkwasserkraftwerken

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Berechnung der Wirtschaftlichkeit anhand der Anlage Sörenberg (am Beispiel der vorgängig aufgezeigten Rücklieferatarife des EKZ).

Wirtschaftlichkeitsrechnung von
Trinkwasserkraftwerken



1.0	<u>Anlage- und Turbinendaten:</u>	
1.1	Objektbezeichnung:	Sörenberg, Fassung Emmensprung
1.2	Turbinen-Typ:	Reversepumpe
1.3	Baureihenbezeichnung:	HT-MB 40-160/5
1.4	Menge	8.33 l/s
1.5	Nettofallhöhe	193 m
1.6	Drehzahl	3008 min-1
1.7	Durchgangsdrehzahl	- min-1
1.8	Leistungsabgabe Turbine	9.198 kW
1.9	Leistungsabgabe ins Netz	7.97 kW
1.10	Mediumtemperatur	10 °C
1.11	Installationshöhe über Meer	1850 müM
1.12	Ziellebensdauer	25 Jahre
1.13	Anzahl Betriebstage pro Jahr	350 Tage/Jahr
1.14	Anzahl Betriebsstunden pro Tag	24 h/Tag
1.15	jährliche Betriebsstunden	8'400.00 h/a
1.16	jährliche Rekuperation	66'948.00 kWh/a
1.17	Vergütung der Rekuperation	0.185 CHF/kWh
2.0	<u>Erstellungs- und Betriebskosten:</u>	
2.1	Turbine und Schaltschrank	69'332.00 CHF
2.2	Zusätzliche Aufwendungen wie: Rohrleitungsanpassungen Leitsystemanpassungen, bauliche Veränderungen	60'000.00 CHF
2.3	Anschaffungskosten Anlage	129'332.00 CHF
2.4	Betriebs-/Unterhaltskosten pro Jahr	700.00 CHF/J
3.0	<u>Vergütung und Stromgestehungskosten:</u>	
3.1	Nomineller Zinssatz	3 %
3.2	Aufzinsungsfaktor	q ⁿ 2.09
3.3	jährliche Vergütung (Brutto)	12'385.38 CHF/a
3.4	Annuität absolut	7'427.26 CHF/J
3.5	Stromgestehungskosten der Anlage	0.121 CHF/kWh

Die Anlage kann wirtschaftlich betrieben werden.

Erläuterungen zur Berechnungsvorlage:

- 1.11 Die Installationshöhe über Meer ist bei der Planung von Trinkwasserkraftwerken zu berücksichtigen, da abhängig davon zusätzlich Leistungsreserven für den Generator einkalkuliert werden müssen.
- 1.12 Die Rückwärtslaufenden Pumpturbine erreichen beim Einsatz einer schweren Gussausführung in der Praxis folgende Lebensdauer:
 Pumpturbine mit einer Nominaldrehzahl von 1500 min^{-1} -> 25-30 Jahre
 Pumpturbine mit einer Nominaldrehzahl von 3000 min^{-1} -> 20-25 Jahre
- 1.17 Anhand der Zeitverteilung auf die verschiedenen Tarife des Netzbetreibers kann ein Durchschnittswert für die Rekuperationsvergütung berechnet werden. An dieser Stelle sind die Tarife zugrunde gelegt, die am Beispiel des EKZ in Kap. 4.3 aufgeführt werden, was im Mittel 18,5 Rp./kWh ergibt und über dem Ansatz für unabhängige Produzenten von 15 Rp./kWh liegt.
- 2.2 Um die Aussagekraft der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu gewährleisten, sind unter diesem Punkt nur die zusätzlichen Investitionen anzugeben. Wenn eine Druckreduzierstation so oder so erneuert werden muss, dürfen die dafür anfallenden Kosten nicht dem Trinkwasserkraftwerk angelastet werden. (Die gesamten Kosten belaufen sich in Sörenberg auf 167'300 Fr., wenn zusätzlich zum Trinkwasserkraftwerk weitere Vorleistungen für Gebäude, Fassung und Druckleitung berücksichtigt werden).
- 2.4 Die Betriebs- und Unterhaltskosten beinhalten die Wartungsaufwendungen an der Anlage, die administrative Verwaltung sowie die Versicherung.
- 3.1 Der nominelle Zinssatz beschreibt den Kapitalzins (über die Nutzungsdauer) abzüglich der Inflation.
- 3.5 Die Stromgestehungskosten zeigen die Summe der Aufwendungen bezogen auf eine zurückgelieferte Kilowattstunde. Daraus ist ersichtlich, dass die Anlage in Sörenberg wirtschaftlich betreiben werden kann, sowohl in Bezug auf die 15 Rp./kWh für unabhängige Produzenten wie auch in Bezug auf das Tarifbeispiel des EKZ.

4.4 Einsatz einer Blindleistungskompensationsanlage bei Asynchrongeneratoren

Bei einem Wirtschaftlichkeitsvergleich sollten die entstehenden Kosten für den Blindleistungsbezug bereits in der Planung berücksichtigt werden. Dabei ist auch zu prüfen, wie hoch die Kosten dafür sind und ob sich der Einsatz einer Blindstromkompensationsanlage lohnt. Die Tarife für die bezogene Blindleistung sind analog der Rückliefertarife für Wirkleistung beim jeweiligen Netzbetreiber zu erfragen.

4.5 Gestehungskosten und Wirtschaftlichkeit der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen

Die Gestehungskosten hängen von zahlreichen Faktoren ab. Insbesondere können sich durch notwendige Anpassungen der Druckleitungen Mehrkosten ergeben. Die nachfolgenden Zahlen können deshalb nur einen ersten groben Überblick geben. Für Einzelfälle müssen die Gestehungskosten selbstverständlich individuell berechnet werden.

Die nachfolgenden Zahlen zeigen die Gestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung der Turbine und der Anlagegrösse. Damit die Zahlen besser vergleichbar sind, wurden Anpassungen bei der Druckleitung (noch) nicht berücksichtigt.

Bei Anlagen von 10 kW und einer mittleren Auslastung von 70% liegen die Gestehungskosten bei 15 Rp./kWh, als bei der heutigen Schwelle der Wirtschaftlichkeit. Auffallend ist, dass die Gestehungskosten sich aufgrund folgender zwei Parameter deutlich ändern: Die Gestehungskosten sinken deutlich, wenn es sich um grössere Anlagen handelt und die Auslastung gegen 100% ansteigt. Unwirtschaftlich sind demgegenüber heute kleinere Anlagen und solche, die eine geringe Auslastung aufweisen. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien sind aber die Gestehungskosten von kleinen Trinkwasserkraftwerken unter 10 kW durchaus noch interessant, so dass bei einer kostendeckende Vergütung von z.B. 20 - 30 Rp./kWh auch diese kleinen Stromproduktionsanlagen wirtschaftlich betrieben werden könnten.

Anlagegrösse P _{2G} [kW]	100	10	5	3
Gestehungskosten [CHF/kWh] (ohne Berücksichtigung Aufwand für ev. Anpassungen der Druckleitung)				
Volle Auslastung 100 % (360d/a)	0.06	0.12	0.15	0.18
Mittlere Auslastung 70 % (252 d/a)	0.09	0.15	0.21	0.24
Schwache Auslastung 40 % (144 d/a)	0.15	0.22	0.37	0.43
Mittlere Lebensdauer [Jahre]	30	25	20	20

Bedingungen:

1. Die zugrunde liegenden Anlagekosten sind jeweils abgeschätzt und beinhalten folgende Leistungen: Turbine mit Generator, Steuerung, Rohrleitungen im Turbinenhaus, Armaturen und Druckreduzierung im Bypass, Baumeisterarbeiten, Elektroinstallationsarbeiten, Engineeringhonorare und die Mehrwertsteuer.
2. Bei der Kalkulation nach dem Annuitätsprinzip ist ein Zins von 3% berücksichtigt und ein der Leistung entsprechender Betrag für Wartung und Unterhalt der Anlage.
3. Die Kalkulationsbeispiele gelten für den Ersatz einer bestehenden Druckreduzierstation. Anpassungen bei der gesamten Druckleitung wurden nicht berücksichtigt, da diese objektspezifisch sehr stark variieren und keine zuverlässigen Aussagen erlauben würden. Ebenso sind keine Aufwendungen allfälliger hydrogeologischer Abklärungen enthalten.
4. Diese Zahlen müssen für eine kostendeckende Vergütung noch um den Aufwand für die Druckleitungen erhöht werden. Dabei dürfen aber selbstverständlich nicht die gesamten Kosten für die Erneuerung, Sanierung oder Anpassung einer Druckleitung berücksichtigt werden, sondern nur die Mehrkosten im Vergleich zu einer ohnehin notwendigen Anpassung.

5. Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen

Das untenstehende Diagramm zeigt den sinnvollen Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpturbine, der heute im allgemeinen im Bereich von 10 bis 100 kW Pumpenturbinenleistung liegt. Bei einer Wassermenge von z.B. 10 l/s braucht es für den wirtschaftlichen Einsatz bei einer Vergütung von 15 Rp./kWh eine Höhendifferenz von 125 m. Bei 100 l/s reicht bereits eine Höhendifferenz von 10 - 15 m. Bei einer höheren Vergütung von z.B. 20 - 30 Rp./kWh erweitert sich der sinnvolle Einsatzbereich auf 5 kW oder sogar auf 3 kW. Dadurch wird z.B. bei 10 l/s eine Höhendifferenz von bereits 50 m interessant. (Die Wirtschaftlichkeit muss aber in jedem Fall individuell geprüft werden.)

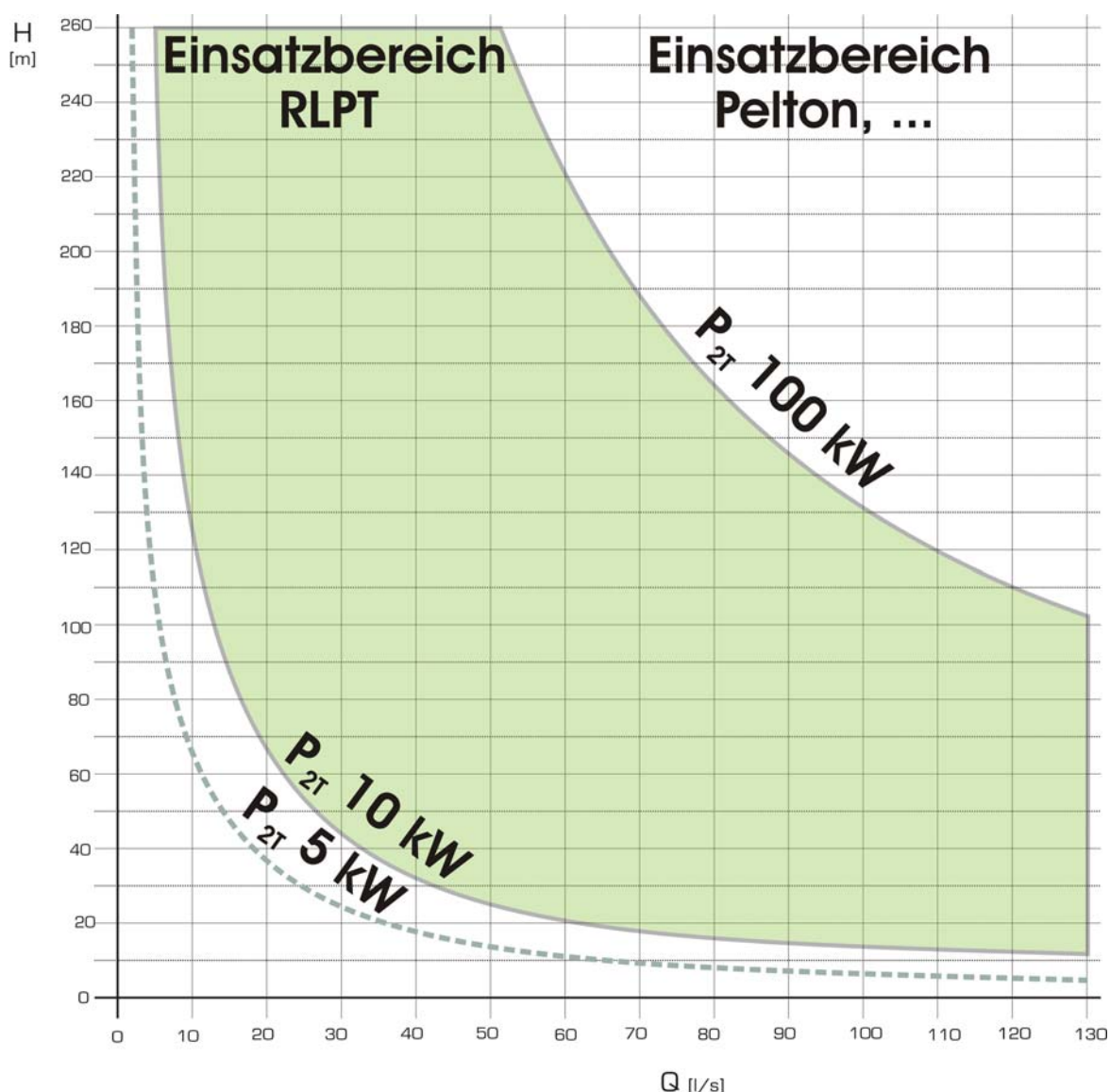


Fig.21 – Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpen in Abhängigkeit der Wassermenge und Höhendifferenz (grün: wirtschaftlicher Bereich bei heutiger Vergütung von 15 Rp./kWh).

Aufgrund der nachfolgenden Grafik lässt sich - in Abhängigkeit der Wassermenge und der Höhendifferenz - für den Einsatz der Rückwärtslaufenden Pumpe der Turbinenwirkungsgrad ermitteln. Die Grafik soll damit zur approximativen Abschätzung der Leistungsabgabe dienen.

In der Grafik sind zudem die Anlagen eingezeichnet, die seit 1990 erstellt wurden. Damit wird in der Praxis bestätigt, dass auch kleine Anlagen unter 10 kW eingesetzt werden können.

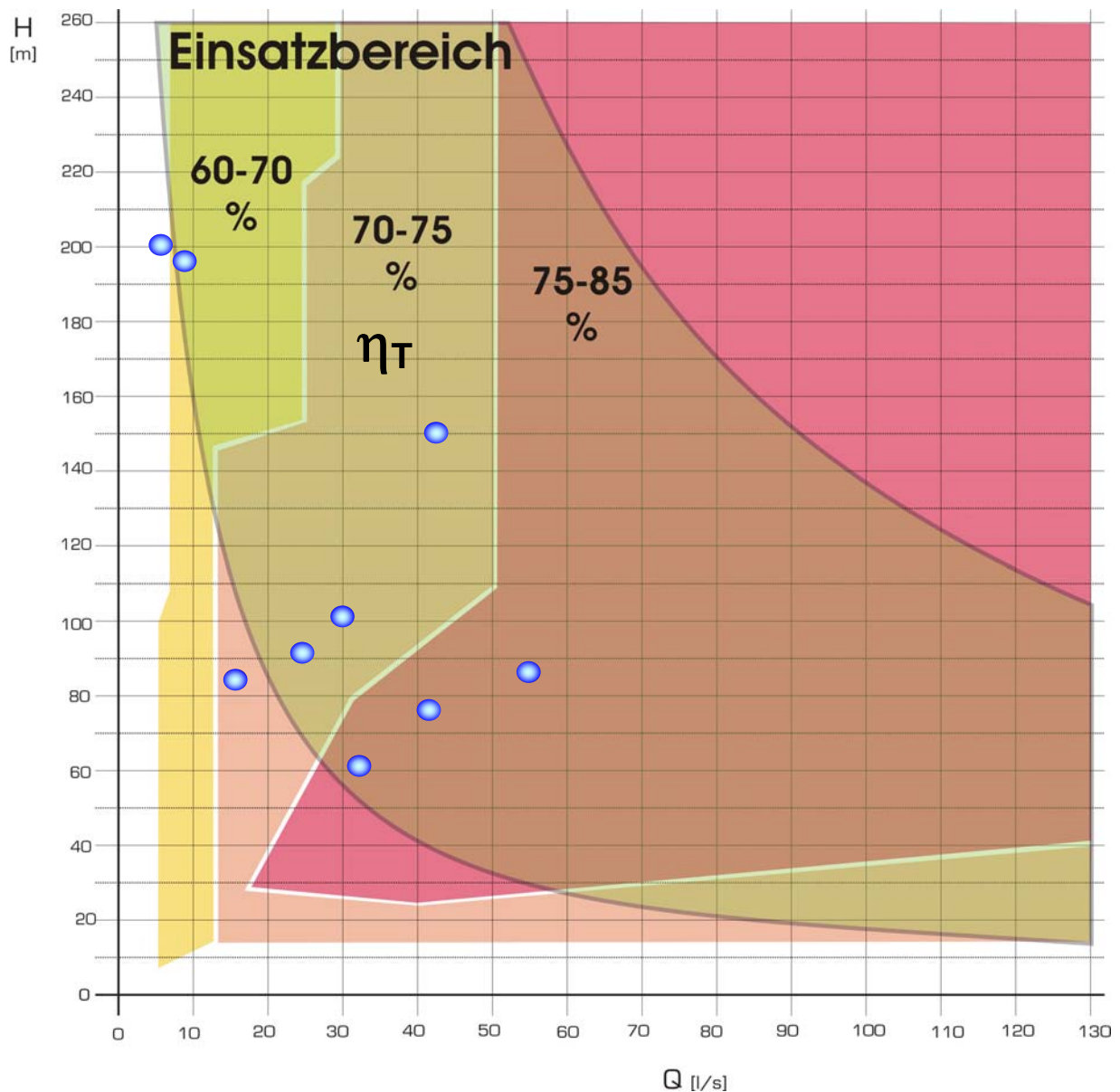


Fig.22 – Turbinenwirkungsgrad (η_T) und realisierte Anlagen in Abhängigkeit Wassermenge und Höhendifferenz

Lesebeispiel:

- bei 10 l/s Wassermenge reicht Höhendifferenz von 150 m für sinnvollen Einsatz einer RLPT, der Turbinenwirkungsgrad liegt bei 60-70%
- bei 100 l/s Wassermenge reicht Höhendifferenz von 18 m für sinnvollen Einsatz einer RLPT, der Turbinenwirkungsgrad liegt bei 70 - 75%

● Realisierte Anlagen der Firma Häny AG in der Schweiz seit 1990

Aufgrund der Erfahrungen an durchgeführten Projekten und der Berechnungen in diesem Forschungsprogramm liegt der wirtschaftliche Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen zwischen 10 und 100 kW. Liegen die Werte über ca. 50 kW, so ist aus wirtschaftlichen Überlegungen auch der Einsatz von anderen Technologien wie der Peltonturbine zu prüfen.

Zur approximativen Abschätzung der elektrischen Leistung einer Anlage kann die nachstehende Formel verwendet werden. Dabei ist der Turbinenwirkungsgrad aus dem Diagramm (Fig.22) ersichtlich, als Generatorwirkungsgrad kann mit 0.9 (90%) gerechnet werden.

$$P_{2G} = Q \cdot H_{Netto} \cdot \rho \cdot g \cdot \eta_T \cdot \eta_G$$

Als wichtigste Voraussetzung für den Einsatz einer Rückwärtslaufenden Pumpturbine kann folgende Aussage herangezogen werden:

„Wenn der Turbine eine konstante Wassermenge zufließt, sind optimale Einsatzbedingungen für eine Rückwärtslaufende Pumpturbine gegeben“

Diese Anforderung kann einerseits erreicht werden, durch einen Dauerzufluss oder durch einen Schwallbetrieb. Ist diese Anforderung erfüllt, so zeigt Fig.21 den sinnvollen Einsatzbereich der Rückwärtslaufenden Pumpturbine. Weitere Kriterien wie die Eignung der Leitung (Druck), die Möglichkeit der Unterbringung der Turbine, die Nähe eines elektrischen Anschlusses etc. müssen individuell ermittelt und in der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

6. Aufbau eines Trinkwasserkraftwerks mittels Pumpturbine

Das nachfolgend beschriebene Funktionsschema erfordert den Aufbau der Anlage gemäss den Erläuterungen zur „Bypass-Installation“.

1. Die Pumpturbine erhält den Startbefehl von der Steuerung, da im höhergelegenen Reservoir eine ausreichende Wasserreserve vorhanden ist.
2. Der Motorschieber vor der Pumpturbine wird geöffnet, die Leistungsabgabe ans Netz wird gestartet.
3. Im Störfall (z.B. Netzauswurf), wird gleichzeitig der Motorschieber vor der Pumpturbine geschlossen und der Motorschieber zum Bypass mit Druckvernichtung geöffnet. Ebenso verhindert die ausgelöste Scheibenbremse am Generator ein hochfahren der Pumpturbine auf die Durchbrenndrehzahl.

Der Grundsatz der Bypass-Installation basiert auf einer möglichst uneingeschränkten Verfügbarkeit des Trinkwassers. Deshalb ist parallel zur Rückwärtslaufenden Pumpturbine (RLPT) eine Drosselung (z.B. mittels Blendscheiben und Druckreduzierventilen) vorgesehen, über welche bei Ausserbetriebnahme der Pumpturbinengruppe das Wasser den Verbrauchern zugeführt werden kann. Bei der Installation einer Pumpturbinengruppe ist für einen optimalen Betrieb darauf zu achten, dass die Anlage möglichst nur auf einem definierten Betriebspunkt (im Auslegungsbereich) läuft.

Muss zusätzlich zur ausgelegten Fördermenge, z.B. im Löschfall, mehr Wasser transportiert werden, kann als Drosselung ein Ringkolbenschieber eingesetzt werden, welcher mit verschiedenen Öffnungsstellungen den Druck bzw. den Förderstrom gesteuert variieren kann.

Ebenfalls muss bei Bypass-Installationen immer eine Notstromversorgung vorgesehen werden, welche bei einem Netzausfall die Schieberstellungen verändern kann.

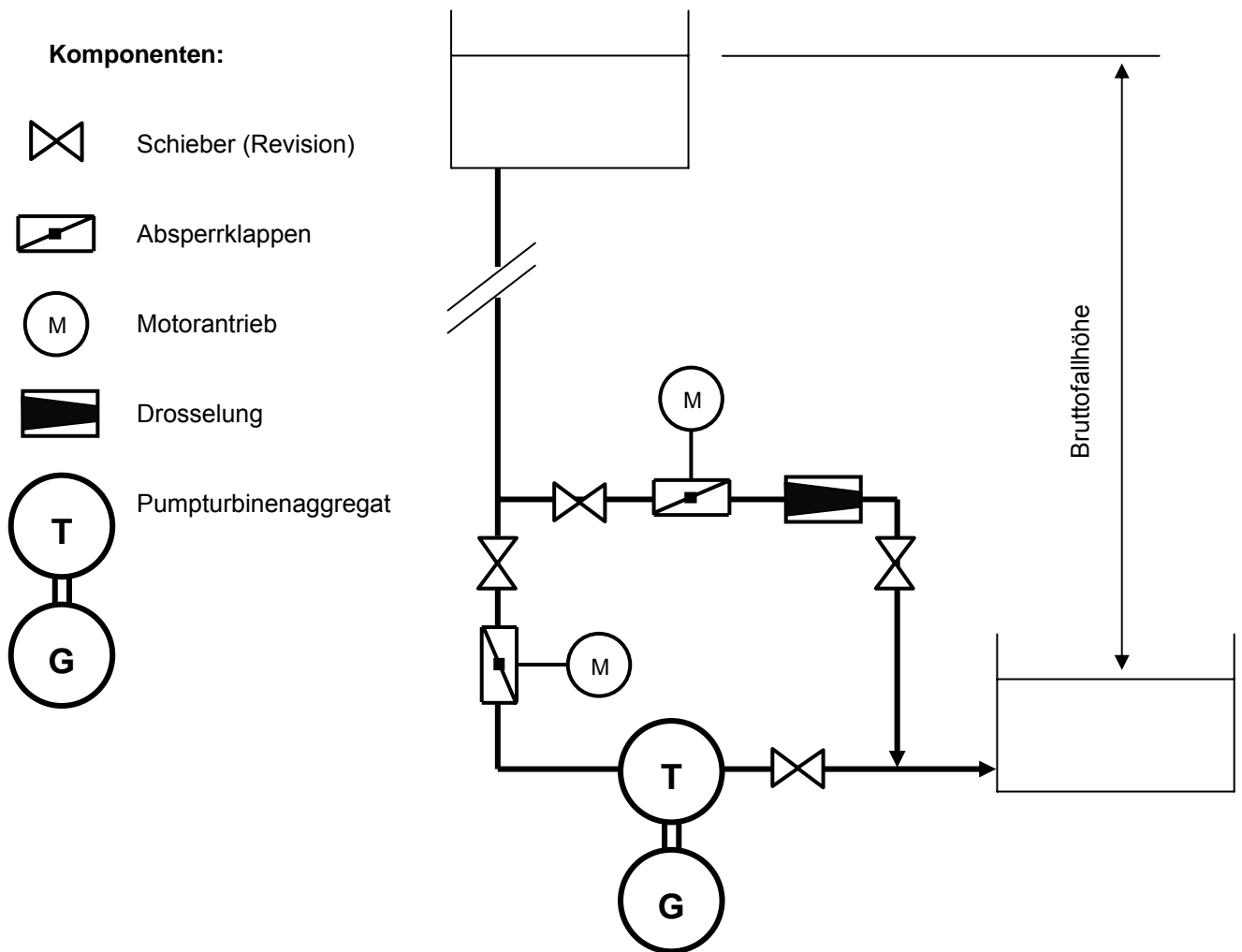


Fig.23 – Schema der Bypass-Installation

7. Betriebserfahrungen von Rückwärtslaufenden Pumpen

Um bezüglich der Zuverlässigkeit der Technologie Erfahrungswerte zu sammeln, wurden zwei Anlagebetreiber befragt und deren Anlagen besichtigt.

Anlage:	WV Gommiswald Reservoir Risiberg
Installation:	Sulzer-Hochdruckpumpturbine MB50-180/4 / 1550 min ⁻¹ Jahrgang 1994
Serial-Nr.:	3-491.4396/94
Förderstrom:	900 l/min (15 l/s)
Förderhöhe:	84.6 m (netto)
Wellenleistung:	9.2 kW
EL.Leistung:	7.8 kW (Netzeinspeisung)
Betriebs-h:	32'102 h



Fig.24 – Pumpturbine der WV Gommiswald

Betriebsart: Das höherliegende Reservoir, das von Quellen versorgt wird, speist das tiefer gelegene Reservoir Risiberg. Die Druckvernichtung erfolgt über die RLPT oder ein parallel eingesetztes Druckreduzierventil.

Technik: Wellenabdichtung der Pumpturbine mittels Stopfbüchspackungen.

Ölgeschmierte Lager mit Schauglas zur einfachen optischen Kontrolle.

Langsamlaufende (vierpolige, 1550 min⁻¹) Maschine für maximale Lebensdauer.

Asynchrongenerator mit angebauter Scheibenbremse, welche bei einem Netzausfall die Pumpturbinengruppe sofort stoppt, um eine Beschleunigung auf die Durchbrenn- bzw. Durchgangsdrehzahl zu verhindern und somit die Anlage zu schützen. Diese Lösung schützt das System gleichzeitig vor einem schädlichen Druckschlag z.B. bei einem Nullspannungsfall, da das Medium bei stehender Pumpturbine weiterhin mit nur leicht erhöhtem Widerstand durchfließen kann.

Erfahrung:

- Sehr positive Einstellung der Betreiber nach mehr als 10 Jahren Erfahrung
- Keine Wartungsarbeiten erforderlich seit 11 Jahren
- Keine Störungsinterventionen seit der Inbetriebnahme
- Imagegewinn für die Wasserversorgung

Zuständig: Herr Fürer

Anlage:	WV Altstätten Reservoir Obermühle
Installation 1:	Sulzer-Hochdruckpumpturbine MB100/4 / 1545 min-1 Jahrgang 1990
Förderstrom:	1800 l/min (30 l/s)
Förderhöhe:	100 m (netto)
Wellenleistung:	22.5 kW
EL.Leistung:	21.0 kW (Netzeinspeisung)
Installation 2:	Sulzer-Hochdruckpumpturbine MB100/7 / 1525 min-1 Jahrgang 1990
Förderstrom:	2600 l/min (43.3 l/s)
Förderhöhe:	150 m (netto)
Wellenleistung:	49.0 kW
EL.Leistung:	43.0 kW (Netzeinspeisung)
Serial-Nr.:	3-492.0167/90
Betriebs-h:	nicht verfügbar



Fig.25 – Pumpturbinen der WV Altstätten

Betriebsart: Das höherliegende Reservoir versorgt das tiefer gelegene Reservoir Obermühle. Pumpturbine1 vernichtet nur einen Teil der Druckenergie und führt das Wasser wieder einem höher gelegenen Reservoir zu. Pumpturbine2 vernichtet die gesamte Druckenergie und führt das Wasser dem Reservoir Obermühle zu.

Technik: Zuflussregelung über einen Ringkolbenschieber vorgesehen (Drosselung).

Wellenabdichtung der Pumpturbinen mittels Stopfbüchspackungen.

Ölgeschmierte Lager mit Schauglas zur einfachen optischen Kontrolle.

Langsamlaufende (vierpolige, 1550 min^{-1}) Maschinen für maximale Lebensdauer.

Aggregat mit zusätzlich angebaute Schwungmasse, welche bei einem Netzausfall die Drehzahlveränderung der Pumpturbinengruppe dämpft, um eine Beschleunigung auf die Durchbrenn- bzw. Durchgangsdrehzahl zu verhindern, und somit die Anlage zu schützen. Diese Lösung schützt das System gleichzeitig vor einem schädlichen Druckschlag z.B. bei einem Nullspannungsfall, durch die Dämpfung der zusätzlichen Schwungmasse.

Erfahrung:

- Sehr positive Einstellung der Betreiber nach 15 Betriebsjahren
- Beinahe keine Wartungsarbeiten erforderlich seit 15 Jahren
- Es musste ein defekter Drehzahlmesser an einem Generator ersetzt werden
- Imagegewinn für die Wasserversorgung

Zuständig: Herr Eisenlohr

8. Potenzial der Rückwärtslaufenden Pumpen in der Schweiz

Vor mehr als 10 Jahren wurden mit der DIANE-Studie [6] die Potenziale der Trinkwasserkraftwerke untersucht. Erfasst wurden von den 2264 Wasserversorgungen in der Schweiz 61% (1374). Nicht erfasst wurden ganze Kantone v.a. im Flachland. Kleine Leistungen unter 10 kW wurden nicht berücksichtigt.

Für die Potenzialabschätzung der Rückwärtslaufenden Pumpturbine wurde in einem ersten Schritt die DIANE-Studie von 1994 ausgewertet und der untere Leistungsbereich von 10 - 100 kW untersucht. Die DIANE-Studie weist in diesem Bereich, der für den Einsatz der RLPT geeignet ist, insgesamt in der Schweiz 283 zusätzliche Nutzungen mit 57,7 GWh/a Produktion aus. Wieviel davon in den letzten 10 Jahren realisiert wurden, ist nicht bekannt. Wir haben deshalb das Potenzial von 1994 um geschätzte 28% auf 42 GWh/a reduziert. Ein Teil der Nutzungen, vor allem im höheren Leistungssegment, ist auch für die Pelton-Technologie geeignet, so dass wir nochmals eine Reduktion von 40% angenommen haben. Das heutige Potenzial der Rückwärtslaufenden Pumpturbinen wird für die in der DIANE-Studie ermittelten Nutzungen auf 25,1 GWh/a geschätzt. Drei Viertel davon (18,1 GWh/a) liegen im Leistungsbereich zwischen 10 und 40 kW und nur 9% im Bereich über 60 kW, wo die Peltonturbine mit zunehmender Leistung immer stärker vertreten ist.

Wir gehen davon aus, dass im Bereich von 10 - 100 kW selbst bei den erfassten 1374 Wasserversorgungen weitere Möglichkeiten für die RLPT bestehen. Wir schätzen dass bei 5% der erfassten Objekte noch RLPT eingesetzt werden können. Bei einer mittleren Leistung von 20 kW und einer mittleren Auslastung von 70% (6'570 h/a) ergibt das eine Produktion pro Anlage von 131'000 kWh/a. Daraus ergibt sich ein Potenzial von 69 Anlagen mit 9 GWh/a. Bei den von der DIANE-Studie nicht erfassten 935 Wasserversorgungen schätzen wird, dass bei 10% RLPT eingesetzt werden können, was 93 Anlagen mit 12,3 GWh/a ergibt.

Insgesamt ergibt sich daraus für die Rückwärtslaufenden Pumpturbinen in der Schweiz gemäss obigen Herleitungen ein Potenzial für 488 Anlagen mit einer mittleren Leistung von 16 kW und einer Stromproduktion von 52 GWh/a.

Es muss aber betont werden, dass es sich hier ganz eindeutig erst um eine sehr grobe Abschätzung handelt. Aus diesem Grunde hat auch das Programm Kleinwasserkraftwerke von EnergieSchweiz den Auftrag erteilt, abzuklären, wie das gesamte heutige Potenzial der Trinkwasserkraftwerke in der Schweiz genauer ermittelt werden könnte. Aufgrund dieser Vorabklärungen sollen anschliessend die Arbeiten für die Potenzialerhebung angegangen werden.

Literatur:

- [1] R. Baumann, B. Kobel, R. Marugg, E.A. Müller, J. Rüegsegger et al: **Energie in der Wasserversorgung, Ratgeber zur Energiekosten und Betriebsoptimierung**, im Auftrag EnergieSchweiz, Vertrieb SVGW, Zürich/Bern 2004.
- [2] Energie in Infrastrukturanlagen: **Im Trinkwasser schlummert Ökostrom**, Flyer erstellt im Rahmen von EnergieSchweiz, Bern 2003.
- [3] SVGW, EnergieSchweiz, Uli Lippuner AG: **7. Lippuner-Seminar am 18. Nov. 2004 in Vaduz, Fachtagung Wasser 2004: "Energiezukunft in der Wasserversorgung"**, Herausgeber Uli Lippuner, Sargans 2004.
- [4] EKZ, Elektrizitätswerke des Kantons Zürich: **Rückliefertarif für erneuerbare Energie RE**, ZGZ-Nr. 21.113/10.02
- [5] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein: **SIA Norm 480, Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen im Hochbau**, Zürich 2004.
- [6] M. Hintermann: **Elektrizität aus Trinkwassersystemen, Inventar und Potentialerhebung Trinkwasser-Kraftwerke in der Schweiz**, DIANE Klein-Wasserkrafwerk, im Auftrag Bundesamt für Energie, Bern 1994.