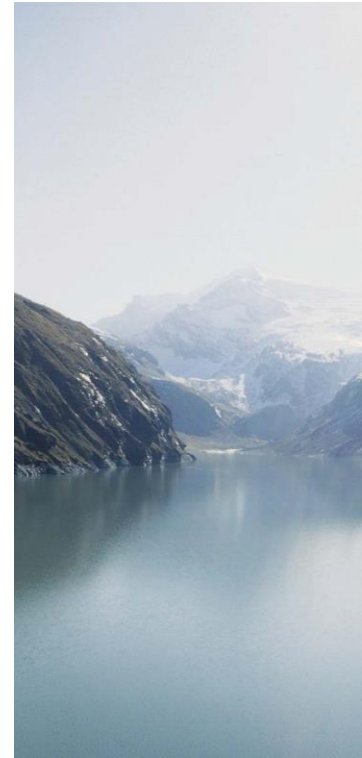
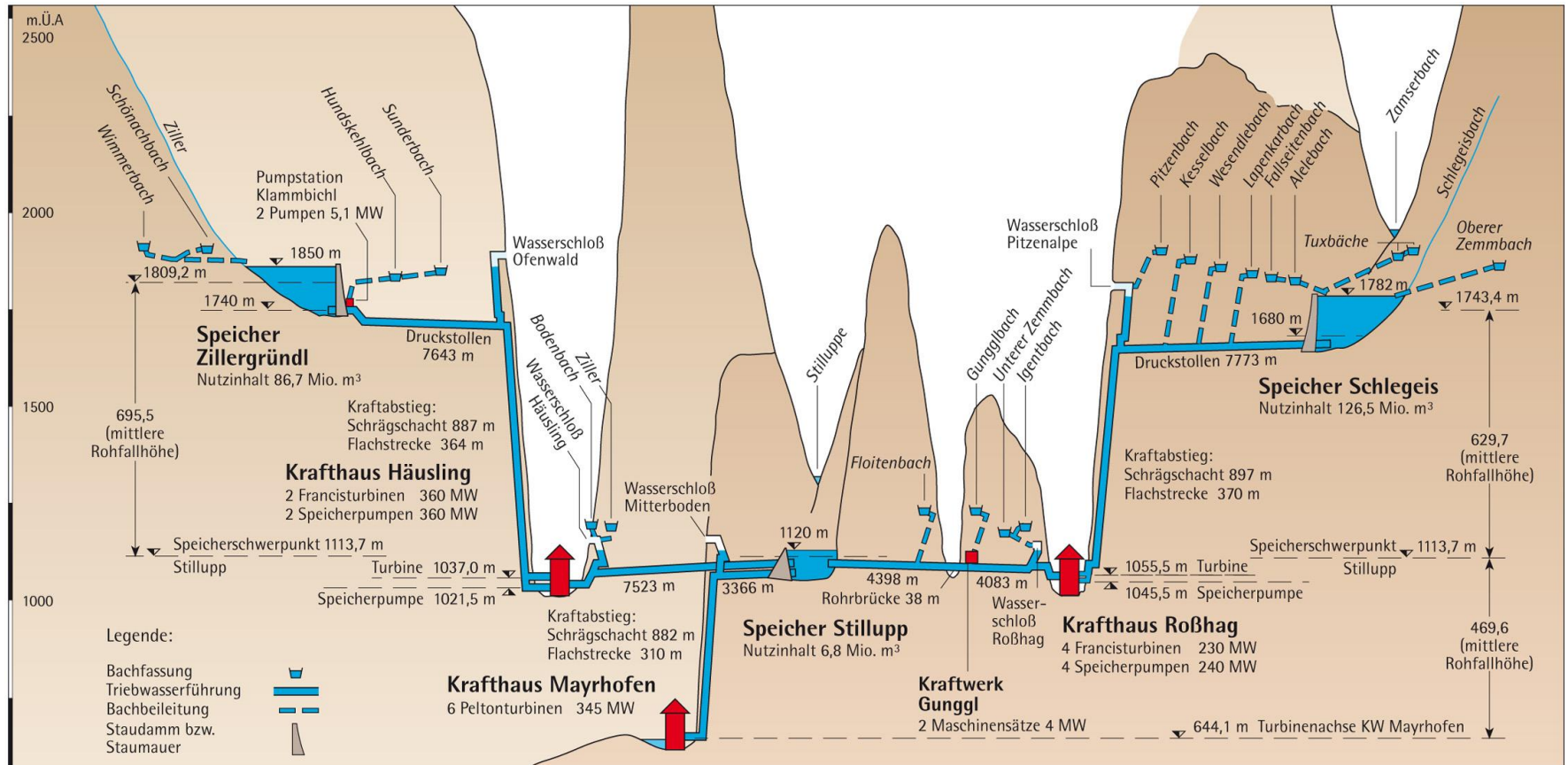


Short-term hydro scheduling problem

Dr. Nikolaus Rab, 15. Dezember 2023

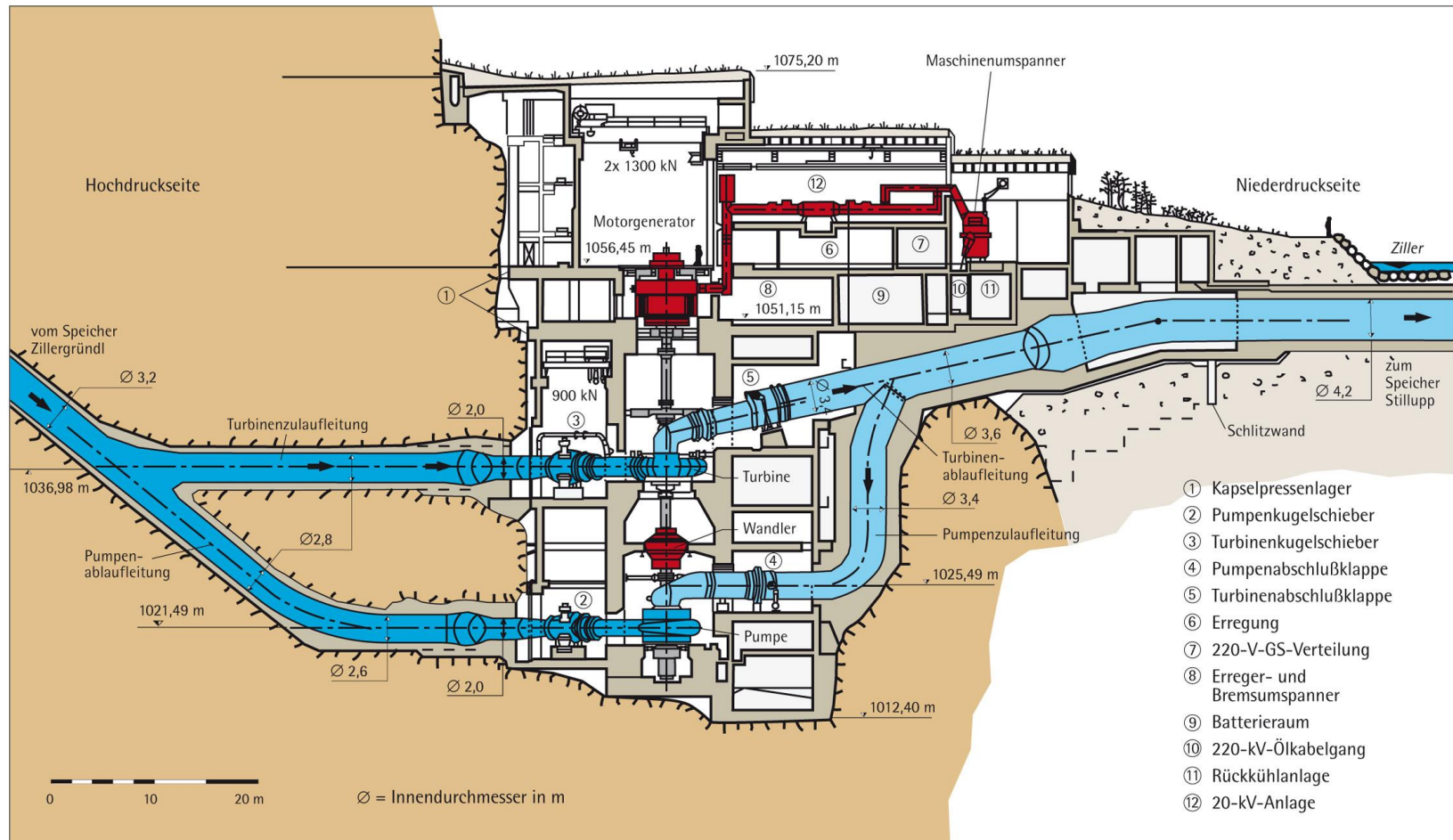




Speichergruppe Zemm-Ziller (Tirol).



15.12.2023



Krafthaus des Pumpspeicherkraftwerks Häusling (Zemm-Ziller, Tirol).

Short-Term Hydro Scheduling problem (STHS)

Optimierungsprogramm zur Ermittlung optimaler Leistungsfahrpläne von Wasserkraft-Einheiten (Turbinen und/oder Pumpen einer einzelnen Anlage oder eines gesamten Systems) für einen Zeitraum von 1 Tag bis 1 Woche.

Zielfunktion

Zielfunktion

- Beim Vorhandensein eines kompetitiven Strommarktes → Gewinnmaximierung
- Bei Stromsystemen mit zentralen Leistungs-Vorgaben → Minimierung des Wertes der genutzten hydraulischen Energie

Standard-Nebenbedingungen

- NB 1: Bilanzgleichung der Speicher (*water balance of reservoirs*)
- NB 2: Betriebsgrenzen der Speicher (*storage limits of reservoirs*)
- NB 3: Fall- und Förderhöhen und Berücksichtigung der Druckverluste im Triebwasserweg (*head and flow-related head losses*)
- NB 4: Leistungskennlinien der Einheiten (Leistung-Durchfluss-Beziehung) (*Input/output curves*)
- NB 5: Einschränkungen für Durchflüsse oder Leistungen (*limits of water discharge or power production*)
- NB 8: Verbindung zu mittel- bzw. langfristigen Optimierungsprogrammen (→ nächste VO-Einheit)
 - Ziel-Inhalt für Speicher oder (*reservoir target volumes*)
 - Wasserwerte der End-Inhalte der Speicher (*reservoir water values*)

NB 4: Leistungs-Kennlinien (*Input/Output Curves*)

Turbinenbetrieb

- Elektrische Leistung abhängig von der **Fallhöhe** (und somit vom Füllstand der Speicher)
- Leistung **regelbar** (Änderung des **Turbinendurchflusses**)
- Leistung **verringert** sich durch **Verluste** bei der Energieumwandlung (hydraulische → elektrische Energie)

$$P_{TB}(H, Q_{Turb}, \dots) = \frac{\rho g}{10^6} H Q_{Turb} \eta_{TB}(H, Q_{Turb}, \dots)$$

P_{TB}	Abgegeben elekt. Leistung im Turbinenbetrieb	MW
H	Fallhöhe	m
Q_{Turb}	Turbinendurchfluss	$m^3 \cdot s^{-1}$
η_{TB}	Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb	1
ρ	Dichte des Wassers ($\rho \approx 10^3$)	$kg \cdot m^{-3}$
g	Erdbeschleunigung ($g \approx 9.81$)	$m \cdot s^{-2}$

Pumpbetrieb

- Elektrische Leistung abhängig von der **Förderhöhe** (und somit vom Füllstand der Speicher)
- Leistung **nicht regelbar** (**Pumpenförderstrom** steht in festem Zusammenhang mit Förderhöhe: „Pumpenkennlinie“)
- Leistung **erhöht** sich durch **Verluste** bei der Energieumwandlung (elektrische → hydraulische Energie)

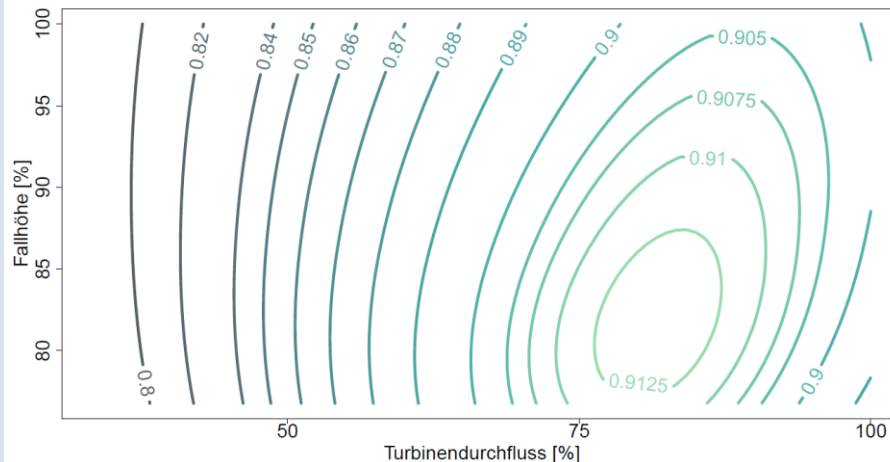
$$P_{PB}(H, \dots) = \frac{\rho g}{10^6} H \frac{Q_{Pump}(H, \dots)}{\eta_{PB}(H, \dots)}$$

P_{PB}	Aufgenommene elekt. Leistung im Pumpbetrieb	MW
H	Fall- bzw. Förderhöhe	m
Q_{Pump}	Pumpenförderstrom	$m^3 \cdot s^{-1}$
η_{PB}	Wirkungsgrad im Pumpbetrieb	1
ρ	Dichte des Wassers ($\rho \approx 10^3$)	$kg \cdot m^{-3}$
g	Erdbeschleunigung ($g \approx 9.81$)	$m \cdot s^{-2}$

NB 4: Leistungs-Kennlinien - Wirkungsgrad η (efficiency)

A. Turbinen und Pumpen

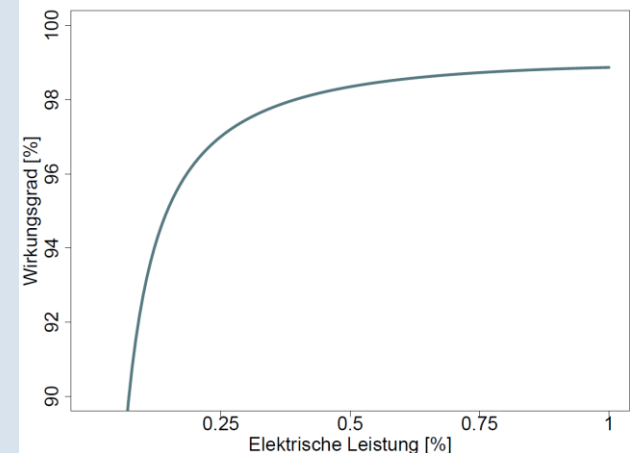
- **Komplexe Zusammensetzung** aus Druckverlusten (Reibung, Stoßverluste, Mischverluste), volumetrischen Verlusten (Leckverluste) und Bremsverlusten (Radreibungs- und Ventilationsverluste).
- **Systematische Unterschiede** bei verschiedenen **Maschinentypen** (Francis-Turbine, Pelton-Turbine, Pumpturbine, Radialpumpe, ...)
- Wirkungsgradcharakteristik selbst **beim selben Typ** grundsätzlich **nicht gleich** (individuell zu bemessende Geometrie)
- Abhängig vom **Durchfluss** und **Fall- bzw. Förderhöhe**.



Wirkungsgrade einer beispielhaften Francis-Turbine (sog. Muscheldiagramm)

B. Welle und Generator

- Verluste umfassen u.a. **mechanische Verluste** (Lagerreibung, Ventilationsverluste), **Eisenverluste** und **Stromwärmeverluste**.
- Abhängig von der elektrischen **Leistung**.



Wirkungsgrad eines beispielhaften Generators samt Welle

NB 4: Leistungs-Kennlinien - Modellierungsaspekte

Modellierung bei konstanter Fall- bzw. Förderhöhe

Beim STHS-Problem ist es für große Speicher auf Grund des kurzen Planungszeitraums grundsätzlich „zulässig“ die Wert-Änderungen von Fall- und Förderhöhe zu vernachlässigen und von konstanten Werten auszugehen. Da die Fall- und Förderhöhe direkten Einfluss auf den Wirkungsgrad und damit die Leistungskennlinie hat, vereinfacht dies die Modellierung signifikant:

- **Pumpenbetrieb:** Wirkungsgrad ist ein **Skalar**, da Leistung einer Pumpe nicht regelbar ist
- **Turbinenbetrieb:** Wirkungsgrad ist eine **nicht-lineare Funktion des Turbinen-Durchflusses**. Dieser Zusammenhang wird meist approximativ als Polynom oder rationales Polynom beschrieben. Hier ein Beispiel nach Raabe:

$$\eta_{\text{Turb}}(Q_{\text{Turb}}) = \begin{cases} 0 & \text{wenn } Q_{\text{Turb}} < Q_{\text{Leerlauf}}, \\ \frac{\frac{Q_{\text{Turb}} - Q_{\text{Leerlauf}}}{Q_{\text{Max}}}}{c_0 + c_1 \left(\frac{Q_{\text{Turb}} - Q_{\text{Leerlauf}}}{Q_{\text{Max}}} \right) + c_2 \left(\frac{Q_{\text{Turb}} - Q_{\text{Leerlauf}}}{Q_{\text{Max}}} \right)^2} & \text{wenn } Q_{\text{Leerlauf}} \leq Q_{\text{Turb}} \leq Q_{\text{Max}}. \end{cases}$$

η_{Turb}	Wirkungsgrad der Maschine im Turbinenbetrieb	1
Q_{Turb}	Turbinen-Durchfluss	$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Q_{Leerlauf}	Minimaler Turbinen-Durchfluss zur Überwindung der Leerlauf-Verluste	$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
Q_{Max}	Maximaler Turbinen-Durchfluss (Ausbau-Durchfluss)	$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$
c_i	i -ter Koeffizient der Wirkungsgrad-Formel	1

Repräsentative Parameter für Francis- und Pelton-Turbinen sind dabei:

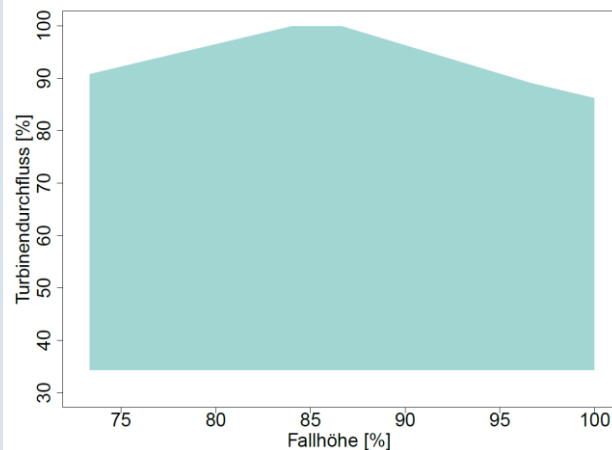
	$Q_{\text{Leerlauf}}/Q_{\text{Max}}$	c_0	c_1	c_2
Pelton	0,07	0,03	0,99	0,1
Francis	0,095	0,18	0,63	0,31

Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, 2015, S. 342

NB 5: Einschränkungen Durchfluss und Förderstrom Q

Turbinendurchfluss

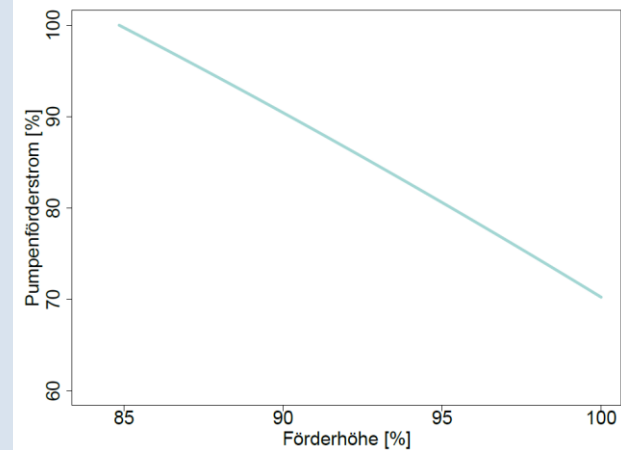
- Einschränkungen durch **technische Restriktionen** (max. Öffnung) sowie **unzulässige Betriebspunkte** (Vermeidung von Schwingungen, Kavitationsschäden, etc.) in **Abhängigkeit von der Fallhöhe**.
- Systematische Unterschiede bei verschiedenen Maschinentypen (Francis, Pelton, Pumpturbine), aber auch **stark individuell** je Maschine.



Beispielhafter Durchflussbereich einer Francis-Turbine

Pumpenförderstrom

- Der Pumpenförderstrom ist grundsätzlich eine **monoton fallende Funktion der Förderhöhe** (Pumpenkennlinie).
- Die Steilheit der Pumpenkennlinie hängt dabei von der individuellen Charakteristik der Pumpe ab (ins. von der spezifischen Drehzahl)

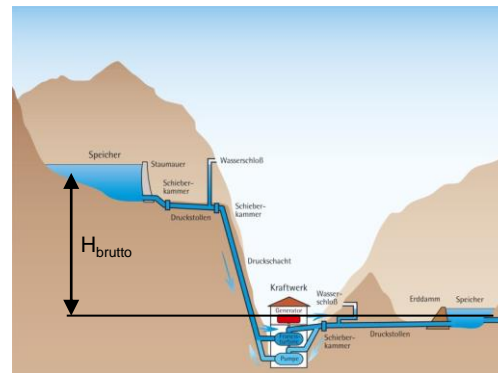


Beispielhafte Pumpenkennlinie

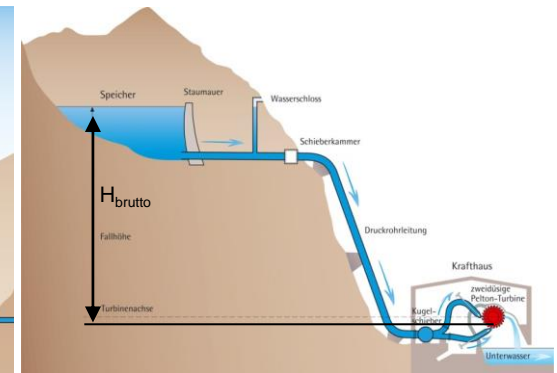
NB 3: Fall- und Förderhöhen H (head)

Brutto-Höhe H_{brutto} (gross head)

- Differenz zwischen den Wasserständen des Oberliegers (oberer Speicher) und des Unterliegers (unterer Speicher).
- Ausnahme: Pelton-Turbinen – hier ist die Fallhöhe die Differenz zwischen dem Wasserstand des Oberliegers und der Turbinenachse.



Francis mit Radialpumpe



Pelton

Netto-Höhe H (net head)

- Durch die Reibung im Triebwasserweg, wird der Druck für die Turbine reduziert (Darcy-Weisbach-Gleichung).
- Die Netto-Höhe ist jene, die diesem Druck entspricht. Sie ist in allen Berechnungen – also zusätzlich zur Leistungskennlinie auch bei Wirkungsgrad und fallhöhenabhängigen Durchflussgrenzen – zu berücksichtigen.
- Dies bedingt eine wechselseitige, nicht-lineare Abhängigkeit („head effect“), die oft als Komplexitätsgründen vernachlässigt oder simplifiziert wird.

$$H = \text{Peg}_{\text{Oberlieger}} - \text{Peg}_{\text{Unterlieger}} - \alpha_{\text{TWW}} Q_{\text{TWW}}^2$$

H	Fallhöhe einer Francis-Turbine	m
$\text{Peg}_{\text{Oberlieger}}$	Pegelstand des Oberlieger-Speichers	m
$\text{Peg}_{\text{Unterlieger}}$	Pegelstand des Unterlieger-Speichers	m
α_{TWW}	Durchflussbeiwert für die Reibung im Triebwasserweg	$\text{s}^2 \cdot \text{m}^{-5}$
Q_{TWW}	Durchfluss Triebwasserweg	$\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$

NB 3: Fall- und Förderhöhen - Modellierungsaspekte

Vereinfachter Modellierungsansatz

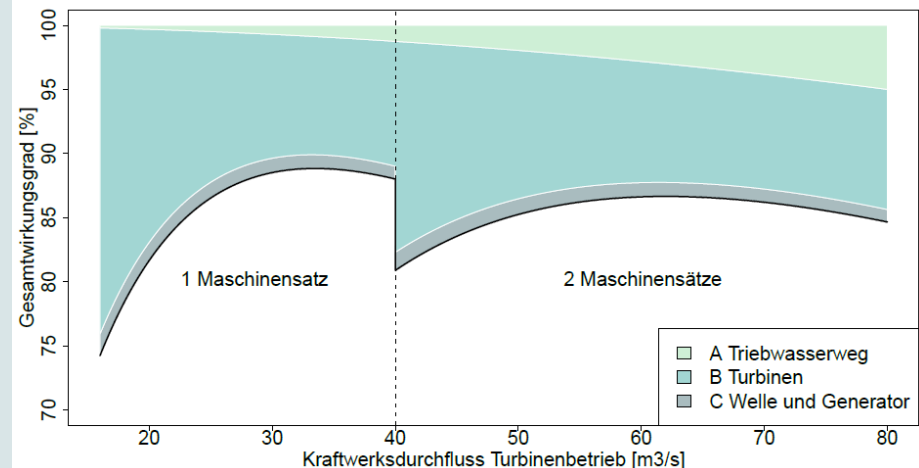
- Brutto-Fallhöhe wird als konstant angenommen.
- Leistungskennlinie, Wirkungsgrad und Durchflussgrenzen werden in Abhängigkeit von der konstanten Brutto-Fallhöhe modelliert.
- Durchfluss-abhängige Druckverluste werden in eine **Verlustleistung** umgerechnet, diese reduziert im Turbinenbetrieb die Turbinen-Leistung.

$$P_{vTWW} = \frac{\rho g}{10^6} \alpha_{TWW} Q_{TWW}^3$$

P_{vTWW}	Verlust-Leistung	MW
α_{TWW}	Durchflussbeiwert	$s^2 \cdot m^{-5}$
Q_{TWW}	Durchfluss Triebwasserweg	$m^3 \cdot s^{-1}$
ρ	Dichte des Wassers ($\rho \approx 10^3$)	$kg \cdot m^{-3}$
g	Erdbeschleunigung ($g \approx 9.81$)	$m \cdot s^{-2}$

Resultierender Gesamtwirkungsgrad

In dieser vereinfachten Modellierung nimmt der maximal erreichbare Gesamtwirkungsgrad **mit der eingesetzten Maschinenzahl** auf Grund der kubisch zunehmenden Verluste im Triebwasserweg ab. Dieser Effekt besteht auch so in der Realität, wobei zusätzlich noch die wechselseitigen Auswirkungen einer Fallhöhen-Änderung auf Wirkungsgrad und Durchflussgrenzen auftreten.



Gesamtwirkungsgrad eines beispielhaften Kraftwerkes mit zwei Francis-Turbinen

Optimierung STHS als MIP

STHS als MILP

Mixed integer Linear Programmes

- umfassen ausschließlich lineare Variablen-Beziehungen.
- beinhalten auch Variablen, die ganzzahlig sind (integer oder SOS2) → im STHS insbesondere für Ein- und Aus-Zustände der Einheiten und die stückweise Linearisierung der nicht-linearen Leistungskennlinie.

SOS2-Variablen

Eigenschaften von SOS2-Variablen (special orderd sets of type 2):

$$\lambda_0, \lambda_1, \dots, \lambda_N$$

1. nicht-negative Variablen,
2. maximal zwei SOS2-Variablen dürfen ungleich 0 sein,
3. sind zwei SOS2-Variablen ungleich 0, dann müssen diese benachbart sein also beispielsweise λ_1 und λ_2 .

Approximation nicht-lineare Leistungskennlinie als stückweise lineare Funktion

- **Schema:** Nicht-linearer Zusammenhang kann effizient als stückweise lineare Funktion mittels SOS2-Variablen approximiert werden, die SOS2-Variablen entsprechen dabei die Gewichtungsfaktoren der Konvexkombinationen der Stützstellen.
- **Beispiel:** Leistungskennlinie in Abhängigkeit von Q_{Turb} im Turbinenbetrieb (konstante Fallhöhe):

nicht-linear

$$P_{\text{TB}} = \frac{\rho g}{10^6} H Q_{\text{Turb}} \eta_{\text{Turb}}(Q_{\text{Turb}})$$

Variablen P_{TB} und Q_{Turb} stehen in einer nicht-linearen Beziehung zueinander.

approximiert
durch



stückweise linear

$$P_{\text{TB}} = \sum_{n=0}^N \lambda_n P_{\text{TB},n} \quad \text{mit Parametern (Werte bei n-ter Stützstelle):}$$

$$Q_{\text{Turb}} = \sum_{n=0}^N \lambda_n Q_{\text{Turb},n} \quad P_{\text{TB},n} := \frac{\rho g}{10^6} H Q_{\text{Turb},n} \eta_{\text{Turb}}(Q_{\text{Turb},n})$$

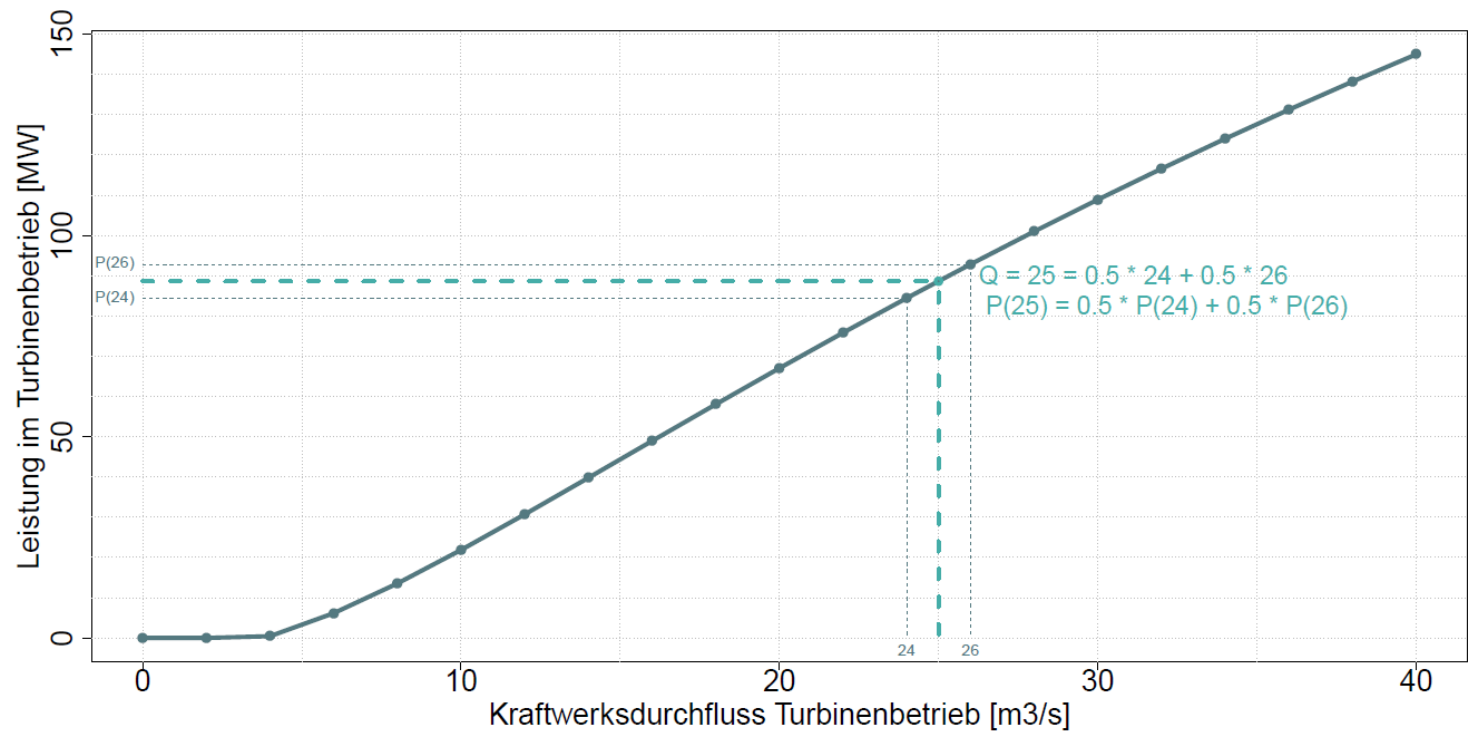
$$Q_{\text{Turb},n} := \frac{n}{N} Q_{\text{max}}$$

und SOS2-Variablen $\lambda_0, \lambda_1, \dots, \lambda_N$ für die zusätzlich gilt $\sum_{n=0}^N \lambda_n = 1$.

Stückweise lineare Leistungskennlinie (*picewise linear approximation*)

Beispiel: Leistungskennlinie (eine Turbine, konstante Fallhöhe, $N=21$):

Der Zusammenhang zwischen Durchfluss und Leistung kann in diesem Beispiel bei $Q=25 \text{ m}^3/\text{s}$ *eindeutig* mit den SOS2-Variablen $\lambda_{12}=0.5$ und $\lambda_{13}=0.5$ (sowie $\lambda_i=0$ sonst) abgebildet werden.



Stückweise linearisierte beispielhafte Leistungskennlinie

Baugleiche Maschinensätze

Zusammenfassung

Besteht ein Kraftwerk aus zwei oder mehr baugleichen Maschinensätzen, so kann die Leistungskennlinien in diesem Fall **zusammengefasst** werden, d.h. für M baugleiche Maschinensätze, die sich *im Turbinenbetrieb befinden*, gilt:

$$P_{\text{Turb}} = \sum_{n=0}^N \lambda_n P_{\text{Turb},n} \quad \text{mit Parametern (Werte bei n-ter Stützstelle):}$$

$$P_{\text{Turb},n} := \frac{\rho g}{10^6} H Q_{\text{Turb},n} \eta_{\text{Turb}}(Q_{\text{Turb},n})$$

$$Q_{\text{Turb}} = \sum_{n=0}^N \lambda_n Q_{\text{Turb},n} \quad Q_{\text{Turb},n} := \frac{n}{N} Q_{\text{max}}$$

und SOS2-Variablen $\lambda_0, \lambda_1, \dots, \lambda_N$ für die zusätzlich gilt $\sum_{n=0}^N \lambda_n = M$.

Voraussetzung

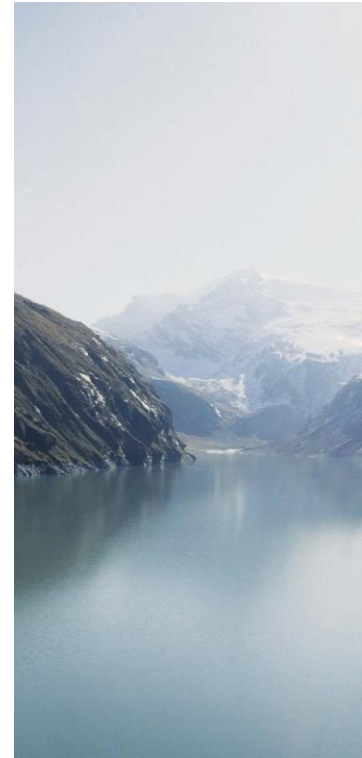
Grundsätzlich ist eine solche Zusammenfassung baugleicher Maschinensätze nur möglich, wenn die baugleichen Maschinensätze eine **monoton steigende Grenzkostenfunktion** besitzen, d.h. der Wasserbedarf im Intervall Q_{\min} bis Q_{\max} für ein zusätzliches MW mit zunehmender Leistung steigt (was in der Regel auch gegeben ist). Bei der vereinfachten Modellierung mittels für konstanter Fallhöhen bedeutet dies:

$$P''_{\text{Turb}}(Q_{\text{Turb}}) > 0 \quad \text{für} \quad Q_{\text{Turb}} \in [Q_{\min}, Q_{\max}]$$

Aufgabenstellung

Erstellung einer Bidding-Curve für die Spot-Markt-Auktion

Dr. Nikolaus Rab, 15. Dezember 2023



Aufgabenstellung: Erstellung einer Bidding-Curve für den Spot-Markt (1)

Schritt 1: Ermitteln Sie den optimalen Pump- und Turbinenbetrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes für eine Woche (168 Stunden) auf Basis einer gegebenen Strompreis-Prognose aus einem Fundamental-Modell (Gewinnmaximierung).

Kraftwerk:

- Die Fall- bzw. Förderhöhe wird *konstant* mit 410 m angenommen.
- Das Kraftwerk besitzt zwei Pumpturbinen mit einem zulässigen Turbinendurchfluss-Bereich von 16 bis 40 m³/s im und einem Pumpenförderstrom von 35 m³/s je Maschinensatz.
- Der Wirkungsgrad im Turbinenbetrieb kann durch die Wirkungsgrad-Formel auf S. 10 mit den Parametern der Francis-Turbine beschrieben werden. Er soll im Modell stückweise linear approximiert werden mit 21 äquidistanten Stützstellen. Der Wirkungsgrad im Pumpbetrieb ist 92%.
- Es wird vereinfacht angenommen, dass es keine Verluste im Triebwasserweg gibt.

Speicher:

- Der Anfangs- und Endinhalt des Oberliegers sind jeweils 40 hm³, maximaler Inhalt 60 hm³.
- Für den Unterlieger gibt es keine Einschränkungen (nicht zu modellieren).
- Der natürliche Zufluss in den Oberlieger beträgt konstant 2 m³/s.

Systemnutzungsentgelte:

- Berücksichtigen Sie, dass 12 Euro/MWh für die Einspeisung bzw. 20 Euro/MWh für die Entnahme von elektrischer Energie als Systemnutzungsentgelte („Netzgebühren“) zu entrichten sind.

Hinweis:

- SOS2-Variablen werden in GAMS als „SOS2 variable“ deklariert.

Aufgabenstellung: Erstellung einer Bidding-Curve für den Spot-Markt (2)

Schritt 2: Ermitteln Sie auf Basis der Optimierungsergebnisse die jeweiligen Preise, ab denen Sie eine gewisse Leistung im Pump- und Turbinenbetrieb einsetzen. Leitet Sie daraus eine Bidding-Curve (Angebots-Kurve) ab, die Sie für die Auktion am Spot-Markt am nächsten Tag einstellen würden.

Lösungsvorschlag:

Preis EUR/MWh	Angebotene Leistung MW
453,97	13,54
442,70	13,98
429,91	14,43
424,93	248,08
323,28	-306,03