

Kleinwasserkraftwerke

Wahl, Dimensionierung und Abnahme einer Kleinturbine



Impulsprogramm PACER
Bundesamt für Konjunkturfragen

**Konzept und Gestaltung
der französisch-
sprachigen Ausgabe**

F. Heer, ingénieur EPFL, 1450 Ste-Croix
J.-M. Chapallaz, ingénieur EPFL/SIA, 1450 Ste-Croix

**Mit Dokumentations-
beiträgen von**

Électricité Neuchâteloise SA, 2035 Corcelles

Deutsche Übersetzung

M. Roth, R. Widmer und H. Kaspar
Basler & Hofmann, 8029 Zürich

Satz und Layout

Education Design Sepp Steibli, 3006 Bern

**Projektleitung und
Koordination**

J. Graf, Ingenieur HTL, 1423 Fontanezier

Trägerorganisationen

Die folgenden Verbände und Organisationen empfehlen und unterstützen die Teilnahme an der PACER-Kursserie «Dimensionierung von Kleinwasserkraftwerken»

- INFEL** Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung
- INFOENERGIE** Öffentliche Energieberatung
- ISKB** Interessenverband Schweizerischer Kleinkraftwerk-Besitzer
- SIA** Schweizerischer Ingenieur- und Architekten-Verein
- SOFAS** Sonnenenergie Fachverband Schweiz
- STV** Schweizerischer Technischer Verband
- SVLD** Schweizerischer Verein für Lehr- und Demonstrationskraftwerke
- vsa** Verband Schweizerischer Abwasser- und Gewässerschutzfachleute
- VSE** Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Originalausgabe: ISBN 3-905232-57-X

Copyright© Bundesamt für Konjunkturfragen, 3003 Bern, Oktober 1995
Auszugsweiser Nachdruck unter Quellenangabe erlaubt.

Zu beziehen bei der Eidg. Drucksachen- und Materialzentrale, 3000 Bern
(Bestellnummer 724.247.4 d)

Form. 724.247.4 d 10.95 U30224

Vorwort

Das Aktionsprogramm «Bau und Energie» ist auf sechs Jahre befristet (1990–1995) und setzt sich aus den drei Impulsprogrammen (IP) zusammen:

- IP BAU – Erhaltung und Erneuerung
- RAVEL – Rationelle Verwendung von Elektrizität
- PACER – Erneuerbare Energien

Mit den Impulsprogrammen, die in enger Kooperation von Wirtschaft, Schulen und Bund durchgeführt werden, soll der qualitative Wertschöpfungsprozess unterstützt werden. Dieser ist gekennzeichnet durch geringen Aufwand an nicht erneuerbaren Rohstoffen und Energie sowie abnehmende Umweltbelastung, dafür gesteigerten Einsatz von Fähigkeitskapital.

Im Zentrum der Aktivität von PACER steht die Förderung verstärkter Nutzung erneuerbarer Energien. Bis heute ist der Beitrag der erneuerbaren Energien, mit Ausnahme der Wasserkraft und trotz des beträchtlichen Potentials, sehr gering geblieben. Das Programm PACER soll deshalb

- die Anwendungen mit dem besten Kosten-/ Nutzenverhältnis fördern,
- den Ingenieuren, Architekten und Installateuren die nötigen Kenntnisse vermitteln,
- eine andere ökonomische Betrachtungsweise einführen, welche die externen Kosten (Umweltbelastung usw.) mit einbezieht sowie
- Behörden und Bauherren informieren und ausbilden.

Kurse, Veranstaltungen, Publikationen, Videos, etc.

Umgesetzt werden sollen die Ziele von PACER durch Aus- und Weiterbildung sowie Information. Die Wissensvermittlung ist auf die Verwendung in der täglichen Praxis ausgerichtet. Sie baut hauptsächlich auf Publikationen, Kursen und Veranstaltungen auf. Zielpublikum sind vor allem IngenieurInnen, ArchitektInnen, InstallateurInnen sowie Angehörige bestimmter spezialisierter Berufszweige aus dem Bereich der erneuerbaren Energien. Die Verbreitung allgemeiner Information ist ebenfalls ein wichtiger Bestandteil des Programmes. Sie soll Anreize geben bei Bauherren, ArchitektInnen, IngenieurInnen und Behördenmitgliedern.

InteressentInnen können sich über das breitgefächerte, zielgruppenorientierte Weiterbildungsangebot in der Zeitschrift IMPULS informieren. Sie erscheint zwei- bis viermal jährlich und ist (im Abonnement, auch in französisch und italienisch) beim Bundesamt für Konjunkturfragen 3003 Bern, gratis erhältlich. Jedem/r Kurs- oder VeranstaltungsteilnehmerIn wird jeweils eine Dokumentation abgegeben. Diese besteht zur Hauptsache aus der für den entsprechenden Anlass erarbeiteten Fachpublikation. Diese Publikationen können auch unabhängig von Kursbesuchen direkt bei der Eidg. Drucksachen- und Materialzentrale (EDMZ), 3000 Bern, bezogen werden.

Zuständigkeiten

Um das ambitionöse Bildungsprogramm bewältigen zu können, wurde ein Organisations- und Bearbeitungskonzept gewählt, das neben der kompetenten Bearbeitung durch SpezialistInnen auch die Beachtung der Schnittstellen sowie die erforderliche Abstützung bei Verbänden und Schulen der beteiligten Branchen sicherstellt. Eine aus VertreterInnen der interessierten Verbände, Schulen und Organisationen bestehende Kommission legt die Inhalte des Programmes fest und stellt die Koordination mit den übrigen

Aktivitäten zur Förderung der erneuerbaren Energien sicher. Branchenorganisationen übernehmen die Durchführung der Weiterbildungs- und Informationsangebote. Für deren Vorbereitung ist das Programmleitungsteam (Dr. Jean-Bernard Gay, Dr. Charles Filleux, Jean Graf, Dr. Arthur Wellinger, Irene Wuillemin, BfK) verantwortlich. Die Sachbearbeitung wird im Rahmen von Arbeitsgruppen erbracht, die inhaltlich, zeitlich und kostenmässig definierte Einzelaufgaben zu lösen haben.

Dokumentation

Die Broschüre «Wahl, Dimensionierung und Abnahme einer Kleinturbine» ist eine von vier Publikationen, in welchen die technischen Aspekte der Projektierung und Ausführung von Kleinwasserkraftwerken behandelt werden:

- «Wasserturbinen»
- «Generatoren und elektrische Installationen»
- «Regelung und Sicherheit der Anlage»
- «Wahl, Dimensionierung und Abnahme einer Kleinturbine»

Zugleich Kursunterlage und Anleitung für die Praxis, hilft die Broschüre den nichtspezialisierten Ingenieuren und Technikern bei der Projektierung und Ausführung von Kleinwasserkraftwerken.

Die technischen Grundlagen in der früher erschienenen Broschüre «Einführung in Bau und Betrieb von Kleinstwasserkraftwerken» werden im Hinblick auf die Dimensionierung und die Wirtschaftlichkeit neu aufgegriffen und vertieft behandelt:

- Projektierungsgrundlagen
- Wasserdargebot und Ausbauwassermenge
- Wirkungsgrade und Leistungen
- Turbinentypen und ihre Wahl
- Abschätzung der jährlichen Energieproduktion und der Wirtschaftlichkeit

Die theoretischen Ausführungen werden anhand eines Beispiels aus der Praxis erläutert, in welchem in einem bestehenden Wasserkraftwerk eine zusätzliche Maschinengruppe installiert wird.

Im abschliessenden Kapitel sind die verschiedenen Prüfungen und Abnahmeversuche beschrieben, welche im Rahmen der Inbetriebnahme und Abnahme durchzuführen sind.

Die vorliegende Kursunterlage ist das Ergebnis einer intensiven Vernehmlassung. Die französische Version wurde den Teilnehmern des Pilotkurses zur Beurteilung vorgelegt. Dies gestattete den Autoren, notwendige Anpassungen an ihren Texten vorzunehmen. In diesem Sinne können sie die Verantwortung für deren Inhalt übernehmen. Weitere Verbesserungsvorschläge und Anregungen können entweder an den Kursleiter oder an das Bundesamt für Konjunkturfragen gerichtet werden.

Wir möchten uns bei allen bedanken, die zum Gelingen der vorliegenden Publikation beigetragen haben.

Oktober 1995 Bundesamt für Konjunkturfragen
Prof. B. Hotz-Hart
Vizedirektor für Technologie

Inhaltsübersicht

1	Ziel der Broschüre	7
2	Machbarkeitsstudie – Übersicht	9
2.1	Allgemeines	10
2.2	Vorgehen	10
2.3	Grundlagen	10
3	Schätzung der Energieproduktion	13
3.1	Wasserdargebot, Abflussganglinien und Abflussdauerkurven	14
3.2	Charakteristische Abflussmengen	16
3.3	Gefälle	20
3.4	Hydraulische Leistung	28
3.5	Turbinen	28
3.6	Mechanische Leistung	36
3.7	Generatoren	36
3.8	Elektrische Leistung	38
3.9	Elektrische Energie	42
4	Schätzung der Jahreskosten	45
4.1	Investitionskosten I	47
4.2	Kapitalkosten K	48
4.3	Betriebs- und Unterhaltskosten B	49
4.4	Jahresgesamtkosten G	49
5	Abschätzung der Wirtschaftlichkeit	49
5.1	Energiegestehungskosten	50
5.2	Rücklieferungstarif	50
5.3	Abschätzung der Rentabilität	50
6	Anwendungsbeispiel	51
6.1	Aufgabenstellung	52
6.2	Grundlagen	52
6.3	Lösung	54
7	Abnahmeversuche	61
7.1	Generelle Überlegungen	62
7.2	Versuche und Überprüfungen während der Inbetriebsetzung	64
7.3	Abnahmeversuche und Überprüfung der Leistungsmerkmale	66
7.4	Leistungsmessungen an der Maschinengruppe	67
7.5	Normen und Richtlinien	74
	Literaturverzeichnis	75
	Publikationen und Videos des Impulsprogrammes PACER	77

1 Ziel der Broschüre

Im ersten Teil der vorliegenden Broschüre werden technische Grundlagen zur Dimensionierung von Kleinwasserkraftwerken aufgearbeitet.

Sie sollen dem nichtfachspezialisierten Ingenieur ermöglichen, erste Abschätzungen zur Machbarkeit eines Neubaues oder einer Erneuerung einer Kleinwasserkraftanlage vorzunehmen.

Es wird gezeigt, welche Grundlagen erarbeitet werden müssen, und wie eine solche Machbarkeitsstudie vorgenommen werden kann.

Aufgrund einer solchen Machbarkeitsstudie kann entschieden werden, ob das Projekt weiterverfolgt werden soll und ob sich die Ausarbeitung einer Vorstudie durch ein spezialisiertes Ingenieurbüro aufdrängt.

In der vorliegenden Publikation werden ausschliesslich die technischen und wirtschaftlichen Grundlagen für eine Machbarkeitsstudie behandelt.

Die rechtlichen Aspekte, welche namentlich die Konzessionserteilung und den Umweltschutz betreffen, findet der Leser in der Broschüre «Einführung in Bau und Betrieb von Kleinwasserkraftwerken» sowie in den Informationsblättern zu den einzelnen Kantonen.

Zur Verdeutlichung der Theorie wird das praktische Vorgehen anhand des Kraftwerkes in St-Sulpice vorgeführt.

Der zweite Teil der Broschüre beinhaltet Hinweise zu den Abnahmeversuchen, welche schon im Hinblick auf eine Bestellung der elektromechanischen Ausrüstung vorzusehen sind. Bei diesen Abnahmeversuchen ist eine gute Vorbereitung und gewissenhafte Ausführung nötig, um genaue und zuverlässige Resultate zu erreichen. Die verschiedenen Messmethoden sowie die Durchführung der entsprechenden Messungen werden vorgestellt.

2 Machbarkeitsstudie – Übersicht

2.1	Allgemeines	10
2.2	Vorgehen	10
2.3	Grundlagen	10
2.3.1	Technische Machbarkeit	10
2.3.2	Abschätzung der Wirtschaftlichkeit	11

2.1 Allgemeines

Nachfolgend wird die Ermittlung des **Energiegestehungspreises** aufgezeigt.

Dieser muss dem **Verkaufspreis** (oder dem Gestehungspreis anderer Energiequellen) gegenübergestellt werden.

Aus diesem Vergleich ergibt sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

2.2 Vorgehen

- Die Investitionen, welche zur Realisierung der Anlage nötig sind, bestimmen die jährlichen Kapitalkosten. Zusammen mit den Betriebs- und Unterhaltskosten bilden sie die **Jahreskosten**.
- Die Jahreskosten dividiert durch die **jährliche Energieproduktion** ergibt den Energiegestehungspreis.

2.3 Grundlagen

2.3.1 Technische Machbarkeit

Eine erste Beurteilung und Annahme einer Projektvariante erfolgt aufgrund der geologischen Verhältnisse, der Platzverhältnisse, der Zufahrt usw.

In einem zweiten Schritt müssen dann folgende **Grundlagen** erarbeitet werden:

- Topographie
 - Längenprofil des Gewässerlaufes
 - Situationsplan mit Höhenlinien, Gebäuden, Werkleitungen usw.
 - Erschliessungsmöglichkeiten sowie möglicher Anschluss an das Elektrizitätsnetz
 - Baugrunduntersuchungen
- Hydrologie
 - Die verfügbare Wassermenge bestimmt zusammen mit weiteren hydrologischen Gegebenheiten weitgehend die Dimensionierung des Werkes sowie die Typen, die Grösse und die Fabrikate der verschiedenen Anlageteile.

2.3.2 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit

Für die Ermittlung der **Jahreskosten** müssen folgende Grundlagen erhoben werden:

- Einheitspreise oder Erfahrungswerte für die Berechnung der Erstellungskosten
- Zinssätze für die Kalkulation der Kapitalkosten
- Schätzung der Betriebs- und Unterhaltskosten

(Richtwerte für diese drei Positionen sind in der Publikation «Einführung in Bau und Betrieb von Kleinstwasserkraftwerken», Anhang C, Seite 88 und Kapitel 4 zu finden)

Zur Berechnung der **Energieproduktion** benötigt der Ingenieur:

- Hydrologische Grundlagen (Wasserdargebot)
- Verfügbare Fallhöhe
- Geometrie und Material der hydraulischen Anlageteile (Berechnung der hydraulischen Verluste)
- Maschinenspezifikationen (Wirkungsgrade, Einsatzbereiche usw.)

Schliesslich werden noch die Stromtarife für den Vergleich mit dem Gesteinspreis benötigt.

3 Schätzung der Energieproduktion

3.1	Wasserdargebot, Abflussganglinien und Abflussdauerkurven	14
3.2	Charakteristische Abflussmengen	16
3.3	Gefälle	20
3.3.1	Bruttogefälle H	20
3.3.2	Hydraulische Energieverluste	20
3.3.3	Nettogefälle H _n	24
3.4	Hydraulische Leistung	28
3.5	Turbinen	28
3.5.1	Allgemeines	28
3.5.2	Auswahl Turbinentyp	28
3.5.3	Turbinenwirkungsgrad	32
3.5.4	Zusammenfassung der Turbineneigenschaften	35
3.6	Mechanische Leistung	36
3.7	Generatoren	36
3.7.1	Auswahl Generatorentyp	36
3.7.2	Generatorenwirkungsgrad	36
3.8	Elektrische Leistung	38
3.8.1	Definition	38
3.8.2	Teilleistung	38
3.8.3	Zusammenfassung der Verluste	40
3.9	Elektrische Energie	42

3.1 Wasserdargebot, Abflussganglinien und Abflussdauerkurven

Symbol: Q

Einheit: $[m^3/s]$ oder $[l/s]$

Die Kenntnis der verfügbaren Wassermenge ist für eine Wasserkraftanlage ausschlaggebend. Dafür muss die **Abflussganglinie** (Kurve 1, Figur 3.1) gemessen werden. Im allgemeinen genügt eine tägliche Messung während mindestens einem Jahr.

Die **Abflussdauerkurve** (Kurve 2, Figur 3.1) wird durch Aufsummieren der Ganglinie ermittelt. Die Flächen unter den Kurven 1 und 2 sind gleich gross und repräsentieren das gesamte Wasservolumen, welches im Beobachtungszeitraum abgeflossen ist.

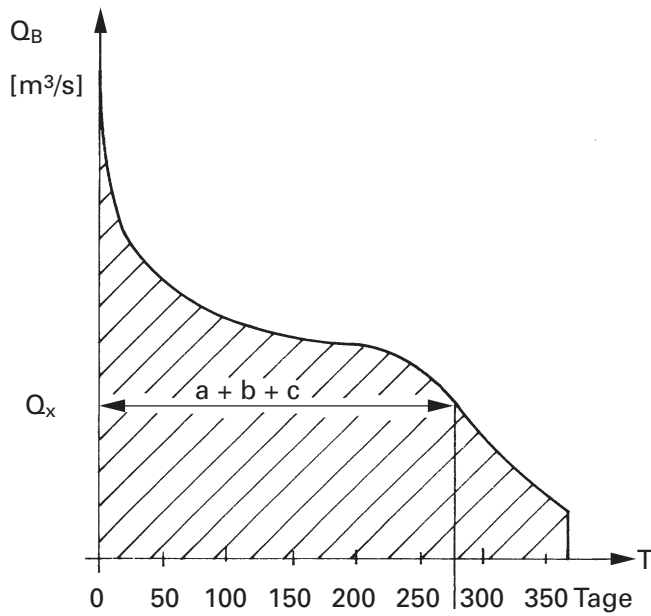
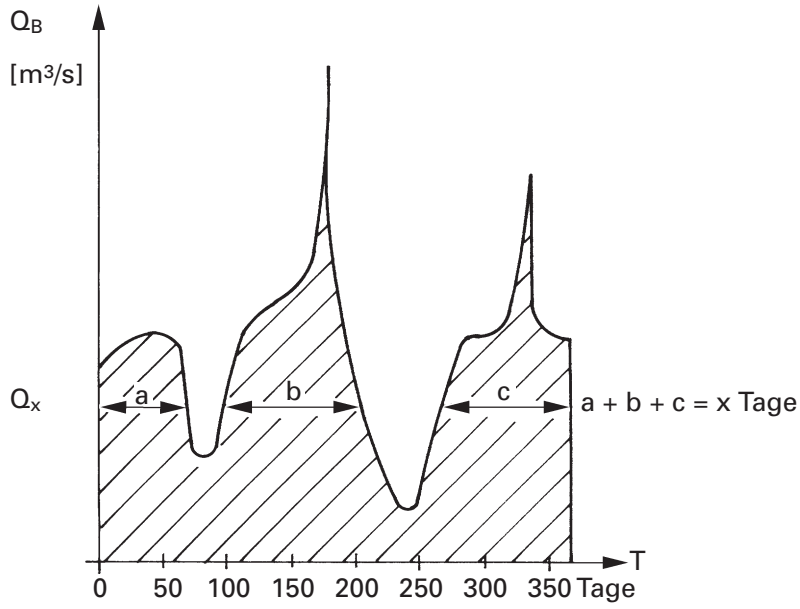
Die Abflussdauerkurve ergibt die Anzahl Tage im Jahr, an denen eine bestimmte Abflussmenge erreicht oder überschritten wird.

Q_x ist diejenige Abflussmenge, welche während **x** Tagen im Jahr erreicht oder überschritten wird.

Es ist vorteilhaft, Messungen über mehrere Jahre zu erheben. In diesem Fall können Dauerkurven für jedes Einzeljahr konstruiert und anschliessend gemittelt werden.

Achtung: Es ist nicht statthaft, die Tagesabflussmengen von jedem Jahr zu mitteln und daraus eine Dauerkurve zu konstruieren. Eine solche Mittelung wäre für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Anlage unbrauchbar.

Von besonderem Interesse sind die Abflussdauerkurven von Extremjahren. Sie zeigen die Auswirkungen von Trocken- und Nassjahren auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auf.



Figur 3.1:
Abflussganglinie
und -dauerkurve

3.2 Charakteristische Abflussmengen

Symbol: Q

Einheit: [m^3/s] oder [l/s]

Die **Mindestrestwassermenge Q_{rest}** ist diejenige Abflussmenge, welche nach einer oder mehreren Entnahmen von Wasser im Fließgewässer verbleiben muss. Die Mindestrestwassermengen sind in Art. 31 des Bundesgesetzes über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz) festgelegt (vgl. Tabelle 3.2).

Q_{347} ist die Abflussmenge, welche, gemittelt über zehn Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird, was ungefähr während 95% im Jahr der Fall ist.

Die berechnete Restwassermenge muss erhöht werden, wenn weitere im Gesetz aufgeführte Anforderungen (z. B. der Fischerei) nicht erfüllt werden können.

Die **Nutzwassermenge Q** ist die Differenz zwischen der Zuflussmenge im Fließgewässer Q_B und der Restwassermenge Q_{rest} :

$$Q = Q_B - Q_{rest}$$

Die **Ausbauwassermenge Q_A** ist diejenige Wassermenge, auf welche die Anlage bemessen wird. Sie bestimmt weitgehend die Anlagekosten und dient der Berechnung der Energieproduktion. Die Festlegung der Ausbauwassermenge ist somit von zentraler Bedeutung.

Wahl der Ausbauwassermenge

Die Wahl der Ausbauwassermenge hängt von vielen Faktoren ab:

- Konzession, falls vorhanden
- Kapazität der bestehenden Anlageteile (bei Sanierungen)
- Abflussregime des Gewässers (Charakteristik der Dauerkurve)
- Betriebsart (Insel- oder Parallelbetrieb)

Die optimale Lösung wird schrittweise mittels Vergleich von Kosten und Nutzen gesucht.

Art. 31 Mindestrestwassermenge

¹ Bei Wasserentnahmen aus Fließgewässern mit ständiger Wasserführung muss die Restwassermenge mindestens betragen:

bis 60 l/s Abflussmenge Q_{347}	50 l/s
und für je weitere 10 l/s Abflussmenge Q_{347}	8 l/s mehr,
für 160 l/s Abflussmenge Q_{347}	130 l/s
und für je weitere 10 l/s Abflussmenge Q_{347}	4.4 l/s mehr,
für 500 l/s Abflussmenge Q_{347}	280 l/s
und für je weitere 100 l/s Abflussmenge Q_{347}	31 l/s mehr,
für 2500 l/s Abflussmenge Q_{347}	900 l/s
und für je weitere 100 l/s Abflussmenge Q_{347}	21.3 l/s mehr,
für 10 000 l/s Abflussmenge Q_{347}	2500 l/s
und für je weitere 1000 l/s Abflussmenge Q_{347}	150 l/s mehr,
ab 60 000 l/s Abflussmenge Q_{347}	10 000 l/s

Tabelle 3.2

Als ersten Anhaltspunkt können die folgenden **Richtwerte** dienen.

Ein Kraftwerk im Parallelbetrieb wird seine Energieproduktion maximieren.

Die Ausbauwassermenge hängt somit von der Charakteristik der Abflussdauerkurve ab.

Das Optimum der Ausbauwassermenge befindet sich im allgemeinen zwischen 50 und 90 Tagen der Abflussdauerkurve.

$Q_A = Q_{90}$ bis Q_{50} Parallelbetrieb

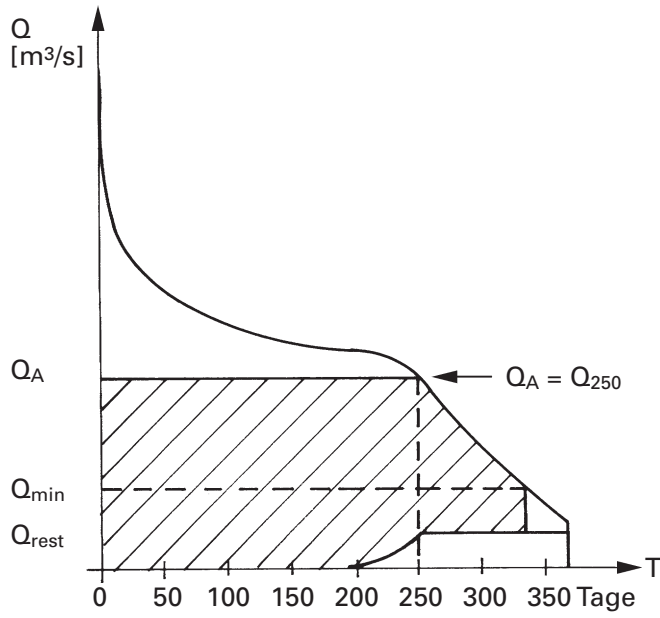
Im Inselbetrieb soll das Werk über eine möglichst lange Zeit im Jahr Strom liefern, falls es die einzige Energiequelle des Verbrauchers ist.

Man wählt daher eine Ausbauwassermenge, die in der Größenordnung von Q_{250} der Abflussdauerkurve oder kleiner liegt.

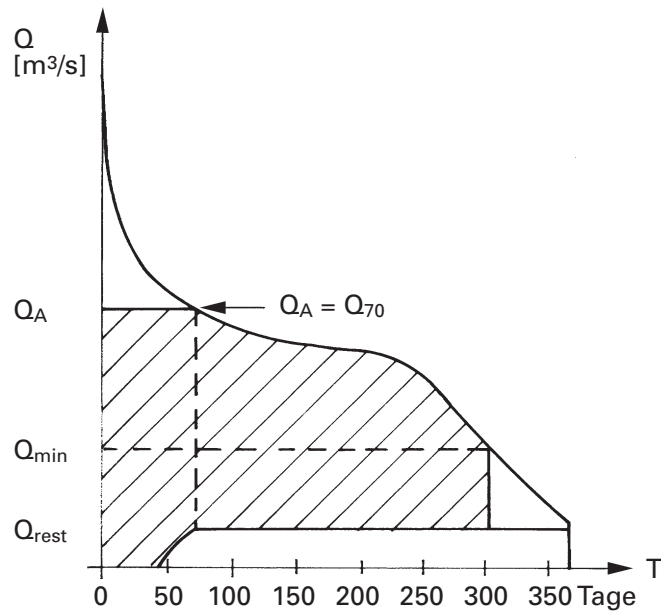
$Q_A \leq Q_{250}$ Inselbetrieb

Die **minimale Nutzwassermenge** Q_{\min} stellt die kleinste Wassermenge dar, welche von der Turbine noch verarbeitet werden kann.

Abflussmengen, die diesen Grenzwert unterschreiten, sind für die Energieproduktion verloren.



1) Inselbetrieb



2) Parallelbetrieb

Figur 3.2:
Charakteristische
Abflussmengen

3.3 Gefälle

Symbol: H

Einheit: [m]

3.3.1 Bruttogefälle H

Die Bruttofallhöhe oder Gesamtenergie entspricht der Höhendifferenz zwischen dem Oberwasserspiegel bei der Entnahmestelle am Gewässer und dem Unterwasserspiegel bei der Turbine. Diese topographische Grösse kann entweder im Gelände vermessen oder aus Karten herausgelesen werden.

Die Festlegung des massgebenden Unterwasserspiegels hängt vom Turbintyp ab (vgl. Kapitel 3.5.4).

Die Gleichung von Bernoulli beschreibt die Energiebilanz längs einer Stromröhre.

$$H = z + \frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} + \Sigma H_v \quad [3.1]$$

H : Bruttogefälle oder Gesamtenergie **[m]**

z : Höhenlage (potentielle Energie) **[m]**

$p/\rho g$: Druckhöhe (p ist der Überdruck gegenüber der Atmosphäre) **[m]**

$v^2/2g$: Geschwindigkeitshöhe (kinetische Energie) **[m]**

g : Erdbeschleunigung = **9.81 [m/s²]**

ρ : Dichte des Wassers = **1000 [kg/m³]**

ΣH_v : Hydraulische Energieverluste **[m]**

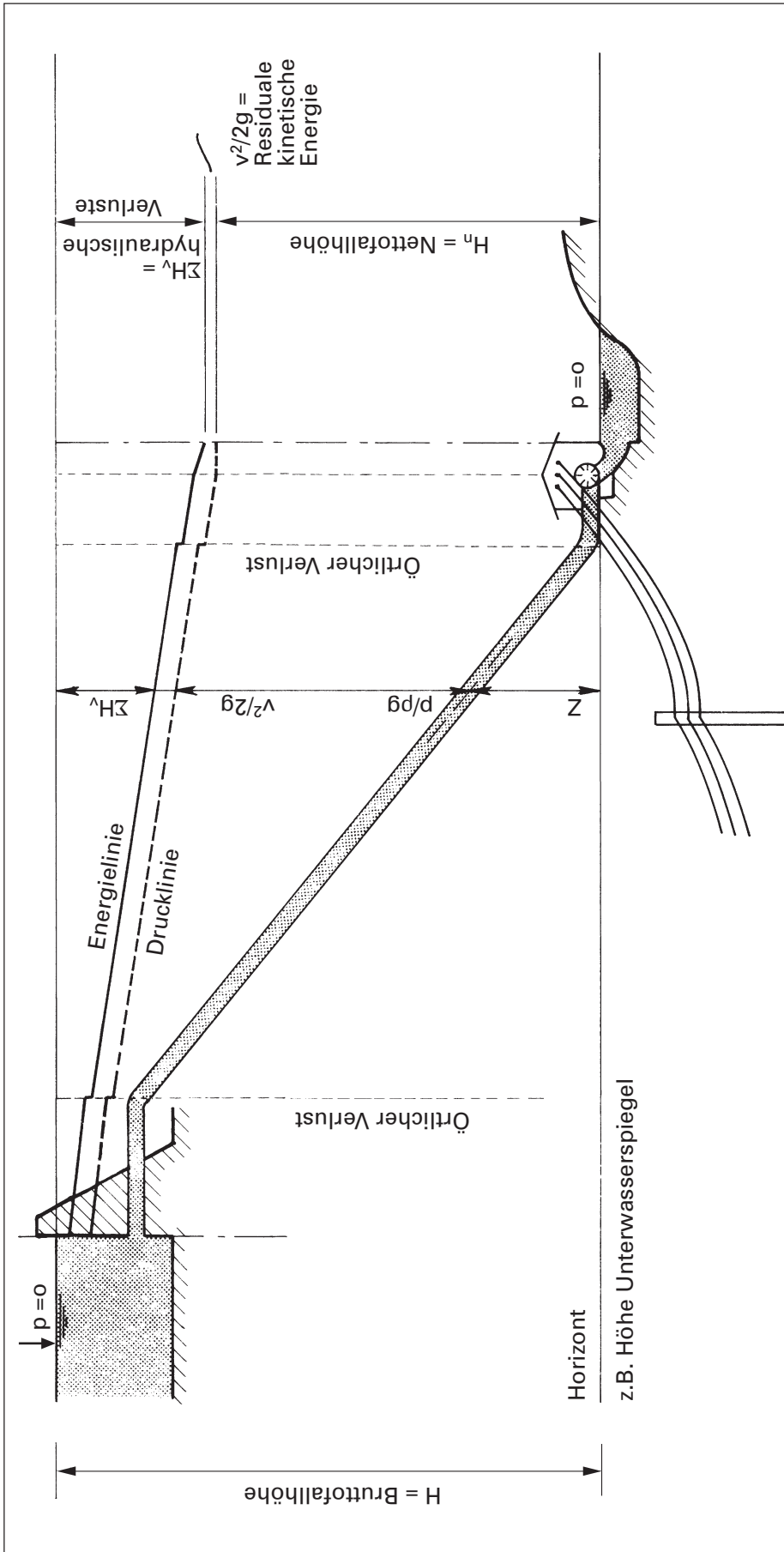
Die Figur 3.3.1 zeigt das Schema einer Wasserkraftanlage mit der Darstellung der verschiedenen Grössen aus Gleichung [3.1] entlang des Wasserweges.

3.3.2 Hydraulische Energieverluste

Die hydraulischen Energieverluste sind von der Geometrie und Materialbeschaffenheit der Anlageteile abhängig. Sie variieren in Abhängigkeit der Nutzwassermenge.

Die Verluste werden unterschieden in:

- Örtliche Verluste
- Kontinuierliche Verluste (Reibungsverluste)



Figur 3.3.1:
Schema eines
Kleinwasserkraftwerkes

Örtliche Energieverluste werden vorwiegend in lokal begrenzten Zonen von Strömungsablösungen durch Störungen erzeugt, z. B. bei Ein- und Ausläufen, Rechen, Verengungen, Aufweitungen, Krümmungen, Verzweigungen usw.

Der örtliche Energieverlust nimmt im Quadrat zur Strömungsgeschwindigkeit zu und wird wesentlich von Form und Grösse der geometrischen Unregelmässigkeiten beeinflusst.

$$H_{vs} = \xi \cdot \frac{v^2}{2g} \quad [3.2]$$

H_{vs} : örtliche Energieverlusthöhe [m]

ξ : Verlustbeiwert [-] (Der Beiwert hängt vom Typ der Unregelmässigkeit sowie von dessen Geometrie ab. Kennwerte können Standardwerken entnommen werden, z. B. {1}, vgl. Literaturverzeichnis)

v : Strömungsgeschwindigkeit oberhalb der Unregelmässigkeit [m/s]

g : Erdbeschleunigung [m/s²]

Die **kontinuierlich verteilten Verluste H_{vr}** (Reibungsverluste) werden von Schubspannungen, die von glatten oder rauhen Wänden ausgehen, hervorgerufen. Sie treten sowohl in Kanälen als auch in Rohrleitungen auf.

Auch der Reibungsverlust nimmt mit der Strömungsgeschwindigkeit im Quadrat zu, im weiteren ist er abhängig von der Form des durchflossenen Querschnittes, der Länge der Fließstrecke sowie der Oberflächenbeschaffenheit der Rohre oder Kanäle.

Im allgemeinen genügt folgender Ansatz:

Formel von Strickler

$$H_{vr} = \frac{v^2 \cdot L}{K^2 \cdot R_h^{4/3}} \quad [3.3]$$

H_{vr} : Reibungsverlusthöhe [m]

v : Strömungsgeschwindigkeit [m/s]

K : Rauigkeitsbeiwert nach Strickler [m^{1/3}/s], abhängig vom Material und seiner Oberflächenbeschaffenheit

Der **K-Wert** muss mit Hilfe von Tabellen bestimmt werden, was meist mit einer Unsicherheit behaftet ist. Längerfristig spielt die Oberflächenveränderung infolge Ablagerungen eine Rolle, was zu einer Abnahme des **K-Wertes** führt. Es empfiehlt sich daher, den **K-Wert** zu variieren und die dadurch bedingten Streuungen der jährlichen Energieproduktion kritisch zu analysieren.

Kenngrössen für den **K-Wert** sind der Literatur zu entnehmen, z. B. {2}, vgl. Literaturverzeichnis. Beispielhaft seien folgende Werte angegeben:

Material	Zustand	K [m^{1/3}/s]
Stahl	neu	75
Stahl	schlechter Zustand, verrostet, verkrustet	60
Beton	glatt	85
Beton	rauh	60
PE, PVC		100

*Tabelle 3.3.2:
Reibungsbeiwerte K
nach Strickler*

R_h : Hydraulischer Radius des Abflussquerschnittes [**m**]. Dieser ist definiert als Quotient von Abflussquerschnittsfläche und benetztem Umfang.

Die Figur 3.3.2 zeigt die Berechnung der hydraulischen Radien für Rechteck- und Kreisquerschnitte.

Bei verschiedenen hydraulischen Bedingungen entlang des Zuleitungsstranges können die erforderlichen Grössen v , R_h und K zur Berechnung der Reibungsverlusthöhe H_{vr} abschnittsweise ermittelt und aufsummiert werden.

3.3.3 Nettogefälle H_n

Die Nettofallhöhe entspricht der effektiven Energie, welche auf die Turbine wirkt.

Wendet man die Gleichung von Bernoulli im Abflussquerschnitt des Unterwassers an (vgl. Figur 3.3.1), so sind die Ausdrücke z und $p/\rho g$ gleich Null zu setzen. Diese Energieanteile werden mit Hilfe der Turbinen in mechanische Energie umgewandelt. Demgegenüber sind die Anteile ΣH_v (hydraulische Verluste) und $v^2/2g$ (kinetische Energie im Unterwasser) für die Energiegewinnung verloren.

Aus diesem Grunde wird bei den Überdruck- oder Reaktionsturbinen die Stömungsgeschwindigkeit im Unterwasser so klein als möglich gehalten. Dazu dienen grosse Abflussquerschnitte und Entlüftungsrohre (vgl. Kapitel 3.5.4).

Die verfügbare Nettofallhöhe wird damit:

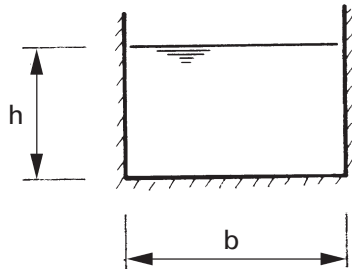
$$H_n = H - \Sigma H_v - \frac{v^2}{2g} \quad [3.4]$$

Im Rahmen von Voruntersuchungen für Kleinwasserkraftwerke kann der Energieverlust infolge der Strömungsgeschwindigkeit im Unterwasser meist vernachlässigt werden.

Im Falle von Niederdruckanlagen mit kleinen Fallhöhen darf er hingegen nicht vernachlässigt werden.

Die Formeln [3.2] und [3.3] zeigen, dass sowohl die örtlichen Energieverluste als auch die Reibungsverluste quadratisch von der Strömungsgeschwindigkeit und damit auch **quadratisch** von der Abflussmenge abhängen.

Rechteckquerschnitt

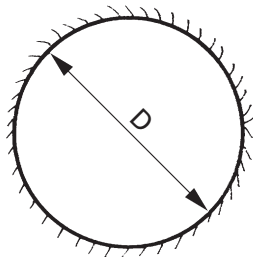


$$F = b h$$

$$P = b + 2 h$$

$$R_h = \frac{b h}{b + 2 h}$$

Kreisquerschnitt



$$F = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$P = \pi D$$

$$R_h = \frac{S}{P} = \frac{D}{4}$$

Figur 3.3.2:
Bestimmung des
hydraulischen Radius
für Rechteck-
und Kreisquerschnitte

Damit lässt sich die Summe der hydraulischen Energieverluste in Funktion der Nutzwassermenge Q wie folgt ausdrücken:

$$\Sigma H_v = A \cdot Q^2 \quad [3.5]$$

Berechnet man die Summe der Energieverluste beispielsweise für eine Nutzwassermenge Q_i , so kann der Koeffizient A wie folgt bestimmt werden:

$$A = \frac{\Sigma H_v (Q_i)}{Q_i^2} \quad [3.6]$$

Setzt man den Wert A in Gleichung [3.5] ein, so lässt sich ΣH_v für alle Nutzwassermengen Q_i auf einfache Weise berechnen und die Nettofallhöhe gemäss [3.4] in einem Diagramm in Funktion der Nutzwassermenge Q darstellen.

$$H_n = f(Q) \quad [3.7]$$

Beispiel:

$H = 22 \text{ [m]}$

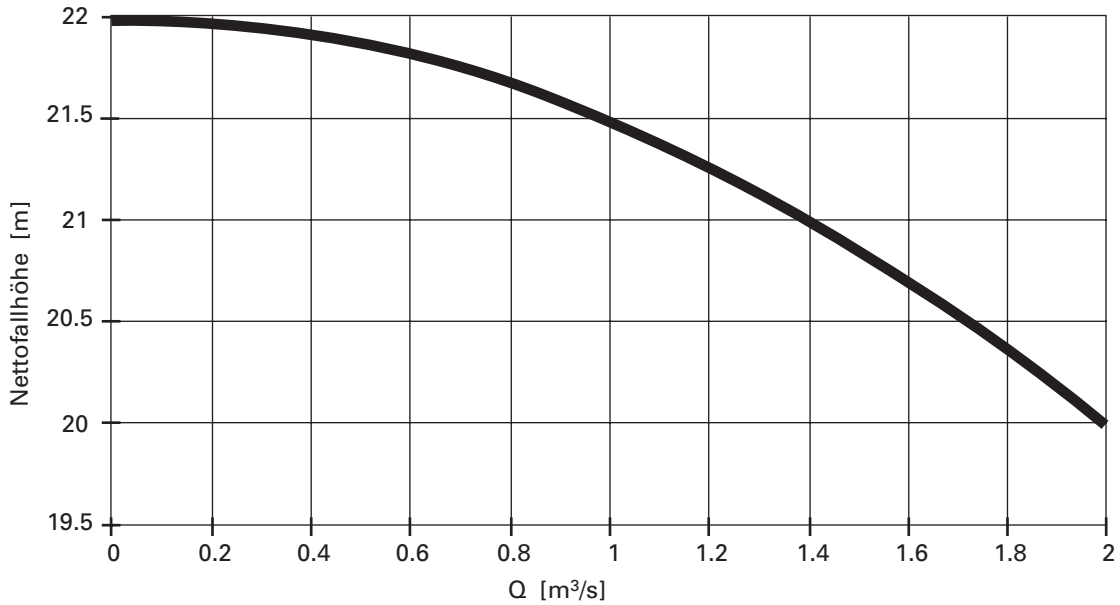
Das ergibt:

für $Q = 2 \text{ [m}^3\text{/s]} = \sum H_v = 2 \text{ [m]}$

[3.6] $\rightarrow A = 2/2^2 = 0.5 \text{ [s/m}^2\text{]}$

[3.5] $\rightarrow \sum H_v = 0.5 \cdot Q^2 \text{ [m]}$

[3.4] $\rightarrow H_n = 22 - 0.5 \cdot Q^2 \text{ [m]}$



Im allgemeinen liegen die Verluste bei der Ausbauwassermenge in der folgenden Größenordnung:

$\sum H_v = 10 \text{ bis } 15\% \text{ von } H$

$H_n = 0.85 \text{ bis } 0.9 \cdot H \quad [3.8]$

Figur 3.3.3:
Nettofallhöhe in Funktion der
Nutzwassermenge – Beispiel

3.4 Hydraulische Leistung

Symbol: P **Einheit: [W]** oder gebräuchlicher: **[kW]**

Die verfügbare hydraulische Leistung kann mittels der Nutzwassermenge und der Nettofallhöhe ermittelt werden:

$$P_{\text{hyd}} = Q \cdot H_n \cdot \rho \cdot g \quad [3.9]$$

P : Leistung **[W]**
Q : Nutzwassermenge **[m³/s]**
H_n : Nettofallhöhe **[m]**
ρ : Dichte des Wassers = **1000 [kg/m³]**
g : Erdbeschleunigung = **9.81 [m/s²]**

3.5 Turbinen

3.5.1 Allgemeines

Die hydraulische Leistung muss in mechanische Leistung umgewandelt werden, welche entweder direkt genutzt wird (Mühlen, Pumpen) oder ihrerseits in elektrische Leistung umzuwandeln ist.

Die Umwandlung der hydraulischen Leistung in mechanische erfolgt mittels einer **Turbine**, welche durch den Wasserstrom in Rotation versetzt wird.

Es gibt vier Haupttypen von Turbinen:

- Pelton
- Francis
- Kaplan
- Durchström

Sie sind in den Figuren 3.5.1.a und 3.5.1.b dargestellt.

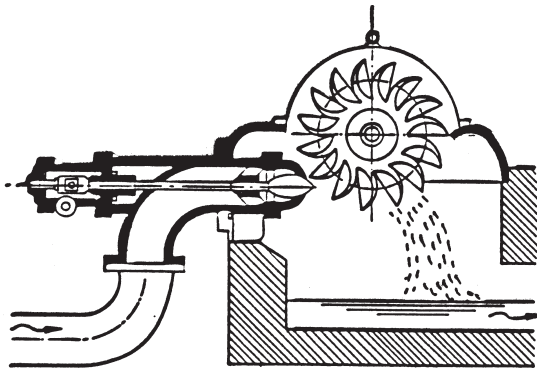
Bei Kleinwasserkraftwerken mit ausgeglichenem Abflussregime kommen zusätzlich auch noch Pumpen – als Turbinen eingesetzt – zur Anwendung.

3.5.2 Auswahl Turbinentyp

Die Wahl des Turbinentyps hängt von der Ausbaumassermenge Q_A und der Nettofallhöhe H_n ab (vgl. Figur 3.5.2).

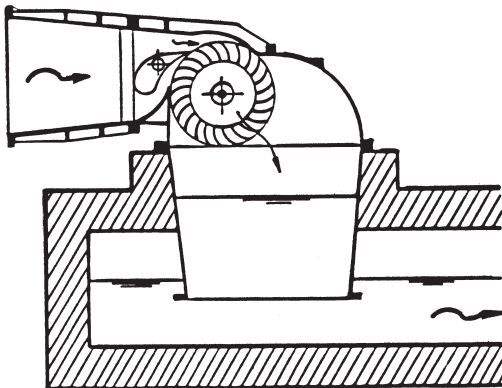
In Grenzbereichen der einzelnen Turbinentypen sind detaillierte Vergleiche nötig. Dabei müssen neben der Wirtschaftlichkeit noch andere Beurteilungsfaktoren herangezogen werden, z. B. die Anfälligkeit auf Fremdkörper, Lärm, die Anordnung und Konstruktion der Maschinengruppe, der Unterhalt usw.

Detailliertere Informationen zur Wahl der Turbine können der PACER-Broschüre «Wasserturbinen» entnommen werden.



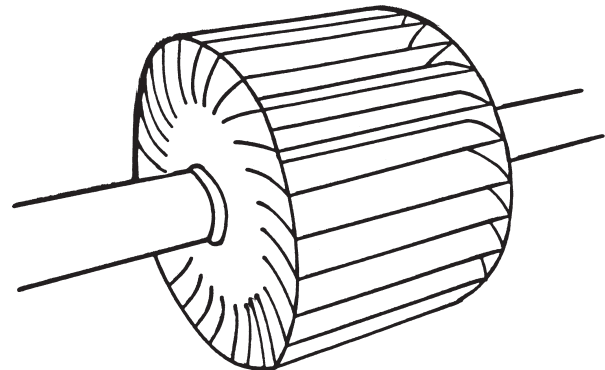
Pelton-Turbine

Q klein
H gross

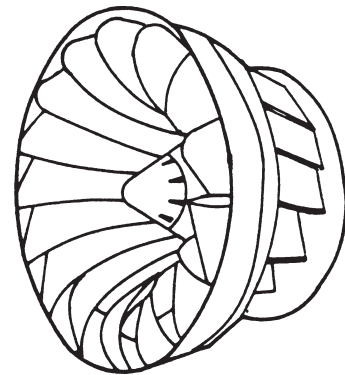
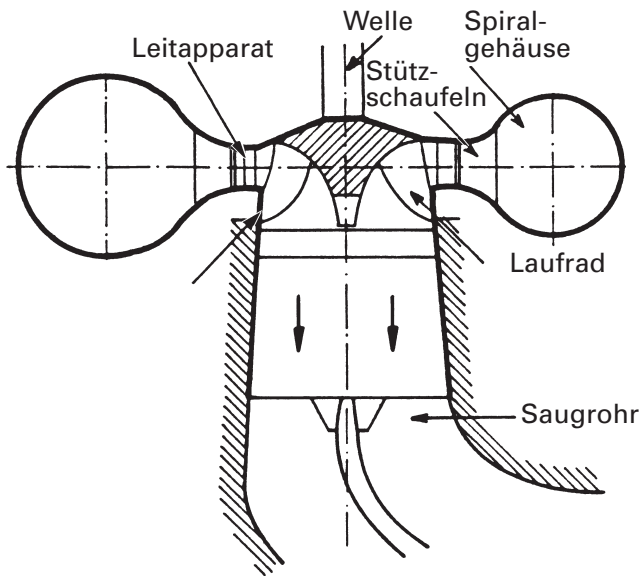


Durchströmturbine

Q klein bis mittel
H mittel bis klein

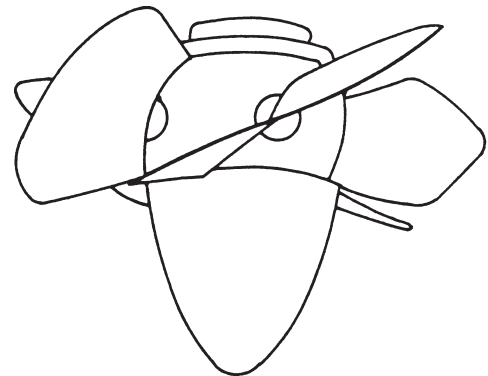
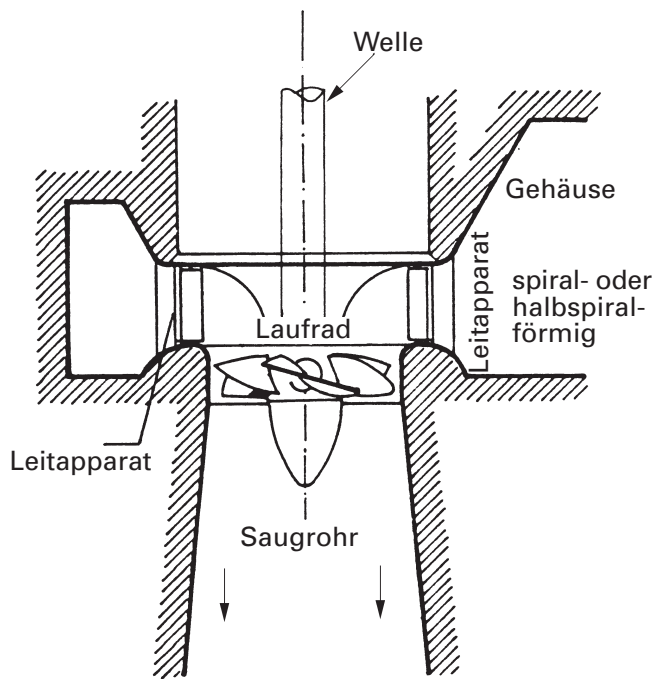


Figur 3.5.1.a:
Wasserturbinen



Francis-Turbine

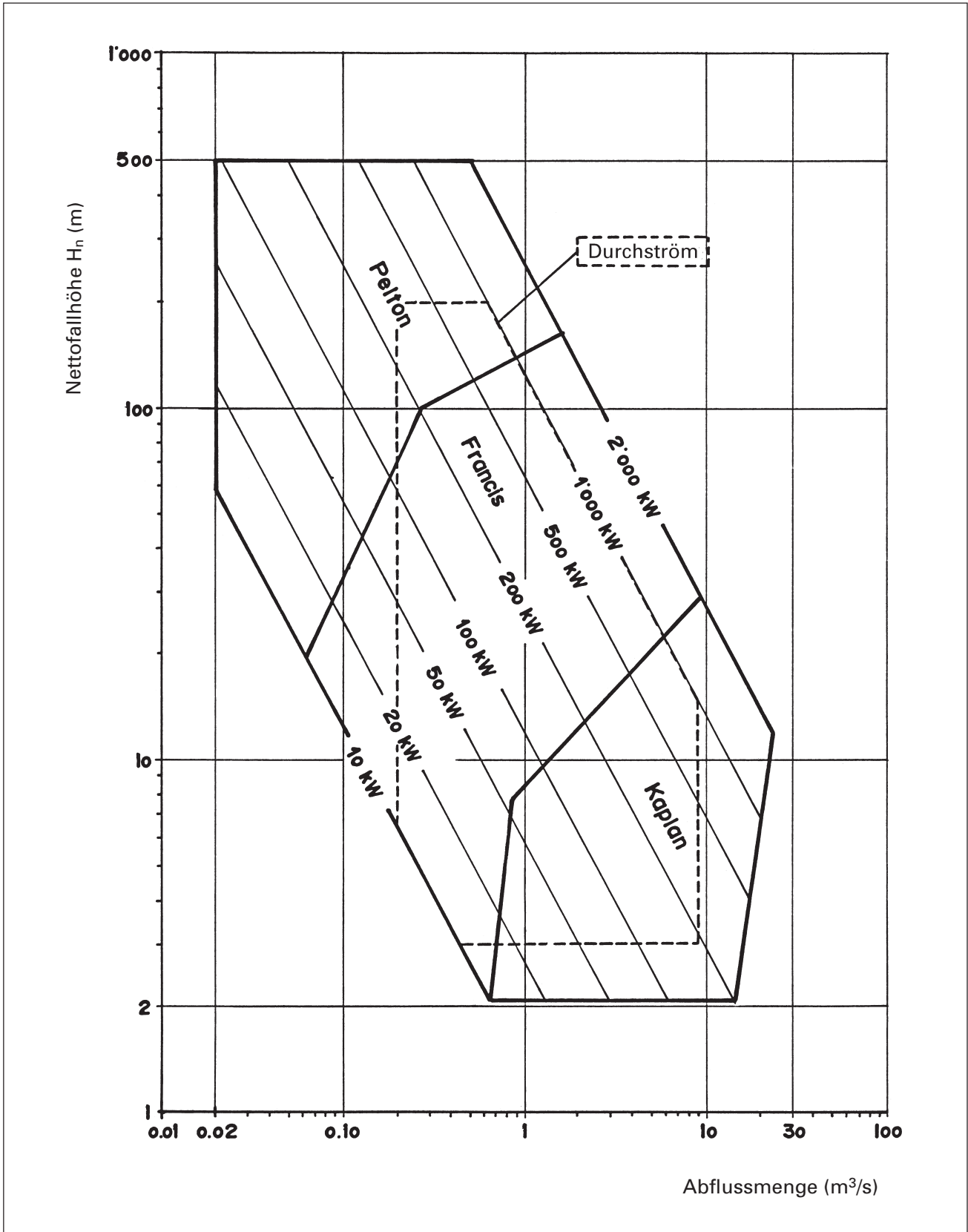
Q mittel
H mittel



Kaplan-Turbine

Q gross
H klein

Figur 3.5.1.b:
Wasserturbinen



Figur 3.5.2:
Anwendungsbereiche der
verschiedenen Turbinentypen
(Nettofallhöhe, Abfluss-
mengen, Leistung)

3.5.3 Turbinenwirkungsgrad

Symbol: η_t

Einheit: [-]

Die Umwandlung der hydraulischen Leistung in mechanische mittels Turbinen ist mit Verlusten verbunden. Ein Teil der Leistung geht in Form von Wärme und Lärm verloren.

Der Wirkungsgrad quantifiziert diese Verluste und ist definiert als:

$$\eta_t = P_{\text{mech}}/P_{\text{hyd}}$$

Der Wirkungsgrad hängt stark von der Wassermenge ab. Er wird vom Turbinenhersteller in Form von Diagrammen oder Tabellen angegeben. Ein Beispiel ist in Figur 3.5.3.a gegeben.

Der maximale Wirkungsgrad liegt bei einer Wassermenge zwischen 60 und 90% der Ausbauwassermenge.

Der Wirkungsgrad bei der Ausbauwassermenge ist daher immer kleiner als der maximale Wert.

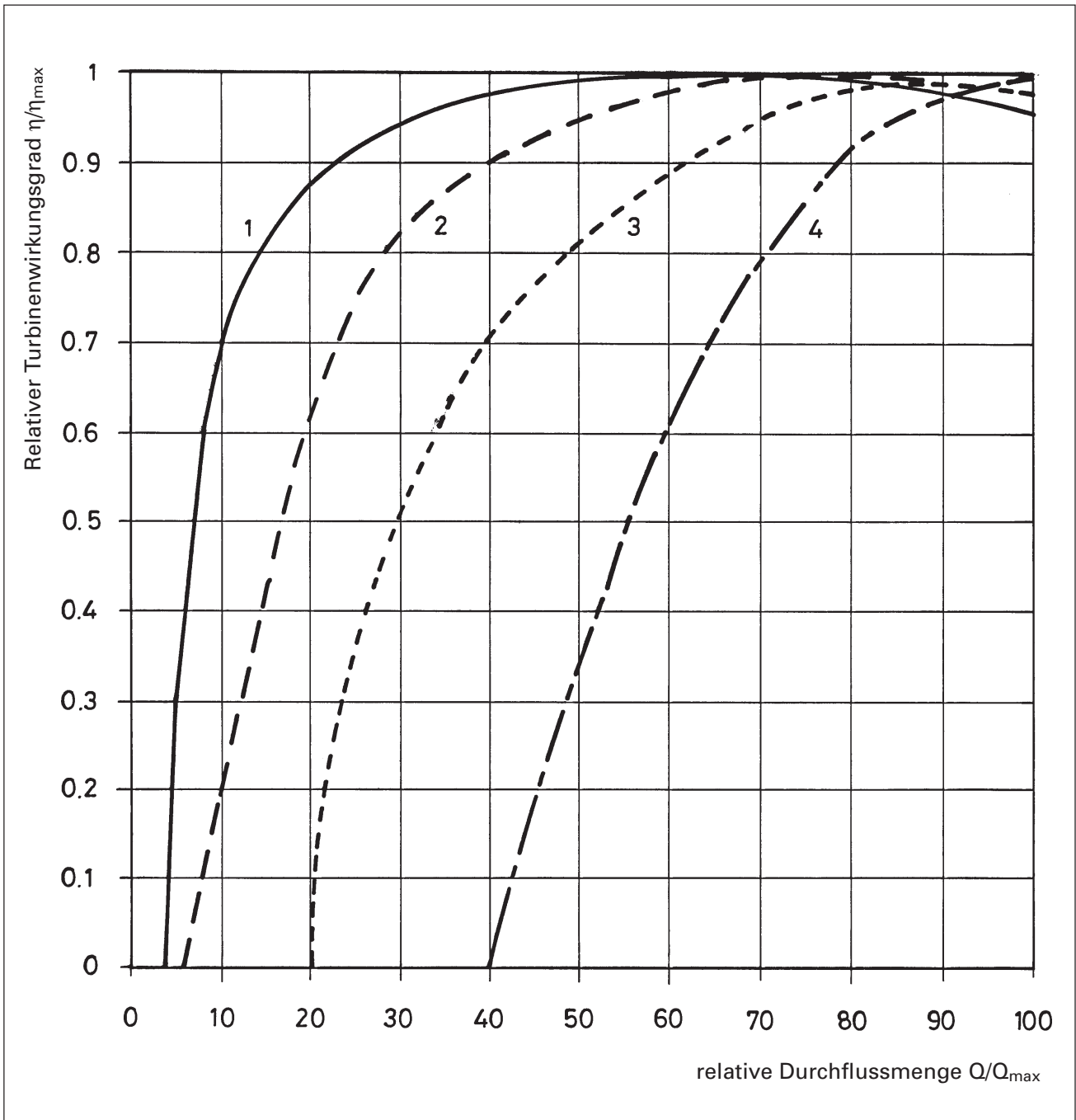
Anmerkungen zum Turbinenwirkungsgrad in Kleinwasserkraftwerken

In grossen Wasserkraftwerken, die normalerweise mit mehreren Maschinengruppen ausgerüstet sind, ist der Wirkungsgrad der Ausbauwassermenge massgebend.

Die Maschinengruppen werden dabei in Abhängigkeit der verfügbaren Nutzwassermenge gestaffelt aufgeschaltet (vgl. Figur 3.5.3.b).

In Kleinwasserkraftwerken mit nur einer Maschinengruppe muss der Wirkungsgrad über den gesamten Nutzwassermengenbereich möglichst hoch sein. Dabei wird ein etwas tieferer maximaler Wert in Kauf genommen. Wichtig ist somit auch der Wirkungsgrad bei Teillast.

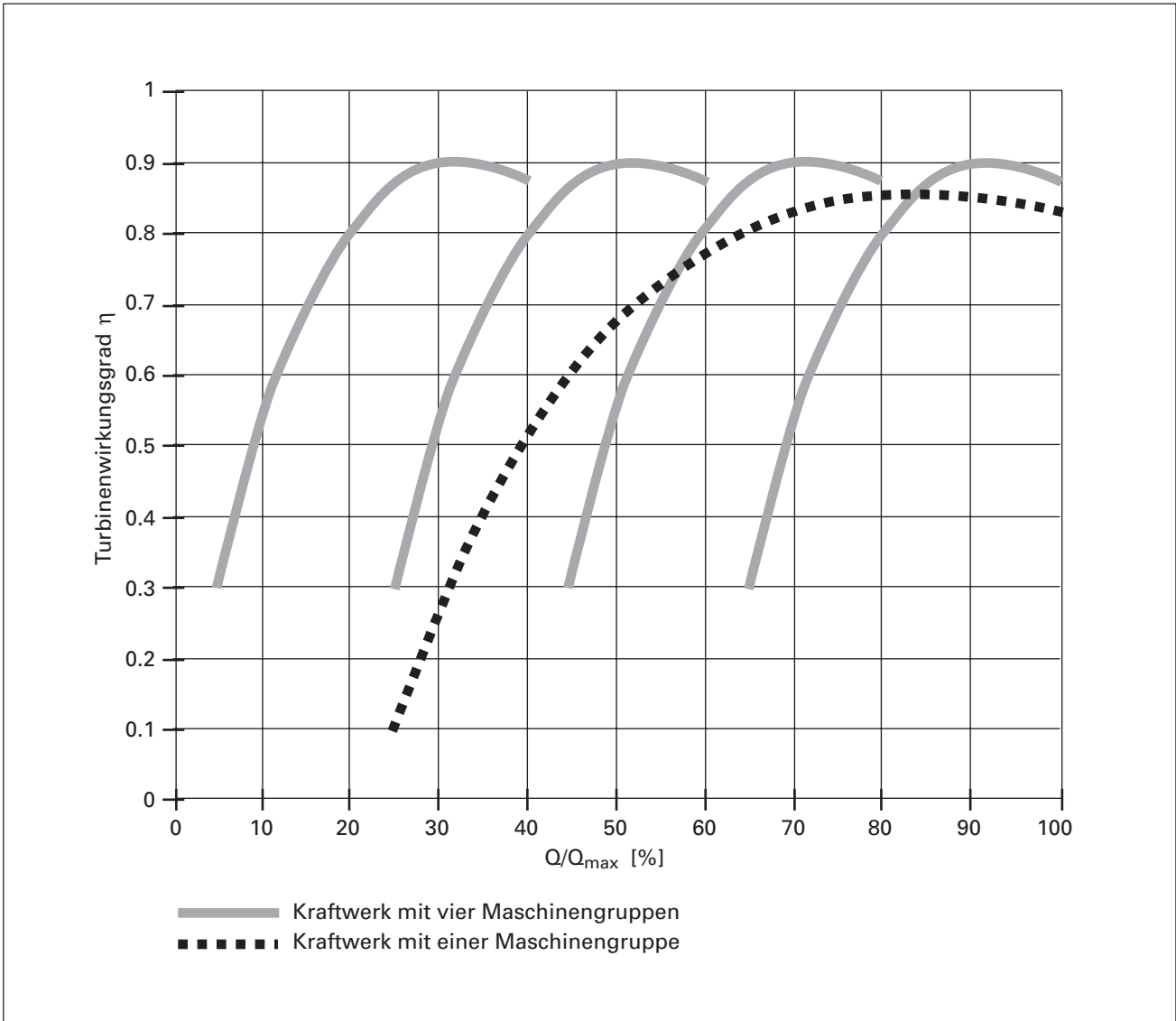
Im allgemeinen wird man den Betrieb einer Turbine einstellen, sobald der Wirkungsgrad unter 30% fällt.



Figur 3.5.3.a:
Verlauf des Wirkungsgrades
verschiedener Turbinentypen in
Abhängigkeit der Nutzwasser-
menge

Größenordnung des maximalen Wirkungsgrades η_{\max}

Kurve 1:	Pelton turbine	$\eta_{\max} = 84\text{--}90\%$
	Durchströmturbine zweizellig	$\eta_{\max} = 78\text{--}84\%$
Kurve 2:	Kaplan turbine	$\eta_{\max} = 84\text{--}90\%$
Kurve 3:	Francisturbine	$\eta_{\max} = 84\text{--}90\%$
	Durchströmturbine einzellig	$\eta_{\max} = 78\text{--}84\%$
Kurve 4:	Pumpen im Turbinenbetrieb	$\eta_{\max} = 75\text{--}90\%$



Figur 3.5.3.b:
Bedeutung des Wirkungs-
grades bei Teillast

3.5.4 Zusammenfassung der Turbineneigenschaften

Name	Typ	Maximaler Wirkungsgrad	Minimale turbinierbare Nutzwassermenge	Bruttofallhöhe bis	Siehe Figur
Pelton turbine	Aktionsturbine	84 bis 90%	10% von Q_{\max}	Düsenachse	3.5.1.a
Francisturbine	Reaktionsturbine	84 bis 90%	30% von Q_{\max}	Unterwasserspiegel	3.5.1.b
Kaplan turbine	Reaktionsturbine	84 bis 90%	20% von Q_{\max}	Unterwasserspiegel	3.5.1.b
Durchström-turbine	Aktionsturbine	78 bis 84%	20% von Q_{\max}	Unterwasserspiegel ¹⁾	3.5.1.a
Pumpen im Turbinenbetrieb	Reaktionsturbine	75 bis 90%	konstante Durchflussmenge	Unterwasserspiegel	–

¹⁾ mit Saugrohr, sonst Laufradachse

*Tabelle 3.5:
Eigenschaften der verschiedenen Turbinentypen mit Angaben der maximalen Wirkungsgrade für grosse Turbinen*

3.6 Mechanische Leistung

Symbol: P

Einheit: [W] oder gebräuchlicher: [kW]

Mit Hilfe des Wirkungsgrades der Turbine kann die mechanische Leistung berechnet werden:

$$P_{\text{mech}} = \eta_t \cdot P_{\text{hyd}} \quad [3.10]$$

$$P_{\text{mech}} = \eta_t \cdot Q \cdot H_n \cdot \rho \cdot g \quad [3.11]$$

3.7 Generatoren

Die mechanische Leistung wird mittels eines Stromgenerators in elektrische Leistung umgewandelt. Die Übertragung der Rotationsbewegung der Turbine auf den Generator erfolgt im allgemeinen über eine direkte Kuppelung oder eine Transmission.

3.7.1 Auswahl Generatortyp

Man unterscheidet zwei Typen von Generatoren:

- Asynchrongeneratoren: im allgemeinen für Parallelbetrieb
- Synchrongeneratoren: im allgemeinen für Inselbetrieb

(Der Einsatz von Motoren als Asynchrongeneratoren ist ebenfalls möglich. Obwohl die Charakteristik der Motoren nicht optimal ist, kann ihr Einsatz aus Preisgründen gelegentlich interessant sein.)

Detailliertere Informationen zur Wahl der Generatoren können der PACER-Broschüre «Generatoren und elektrische Installationen» entnommen werden.

3.7.2 Generatorenwirkungsgrad

Symbol: η_g

Einheit: [-]

Die Umwandlung der mechanischen Leistung in elektrische Leistung ist mit Verlusten verbunden.

Wie bei den Turbinen geht ein Teil der Leistung in Form von Wärme und Lärm verloren.

Der Wirkungsgrad eines Generators ist wie folgt definiert:

$$\eta_g = P_{el}/P_{mech}$$

Der Generatorenwirkungsgrad ist abhängig von der Leistung und damit von der Nutzwassermenge. Die Variation ist jedoch kleiner als bei der Turbine.

Es können folgende Richtwerte angegeben werden:

Vollast:

P_{el} [kW]	η_g max
1 bis 5	80% – 85%
5 bis 20	85% – 90%
20 bis 100	90% – 95%
>100	95%

*Tabelle 3.7.2.a:
Wirkungsgrad der Generatoren
bei Vollast*

Teillast:

$P_{el}/P_{el\ max}$	$\eta_g/\eta_g\ max$
>50%	100%
25%	95%
10%	85%

*Tabelle 3.7.2.b:
Wirkungsgrad der Generatoren
bei Teillast*

3.8 Elektrische Leistung

Symbol: P

Einheit: Watt [W] oder gebräuchlicher: [kW]

3.8.1 Definition

Es handelt sich um die Ausgangsleistung des Generators (Leistung ab Generatorenklemme).

Unter Einbezug des Wirkungsgrades des Generators lässt sich die elektrische Leistung wie folgt berechnen.

$$P_{el} = \eta_g \cdot P_{mech} \quad [3.12]$$

mit [3.11] folgt:

$$P_{el} = \eta_g \cdot \eta_t \cdot Q \cdot H_n \cdot \rho \cdot g \quad [3.13]$$

Die momentane elektrische Leistung hängt von der Nutzwassermenge ab.

Für die Anwendung folgt daraus:

$$P_{el} = 9.81 \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H_n \quad [kW] \quad [3.14]$$

Das Produkt $\eta_t \cdot \eta_g$ entspricht dem Gesamtwirkungsgrad η_{tot} der Maschinen-
gruppe.

3.8.2 Teilleistung

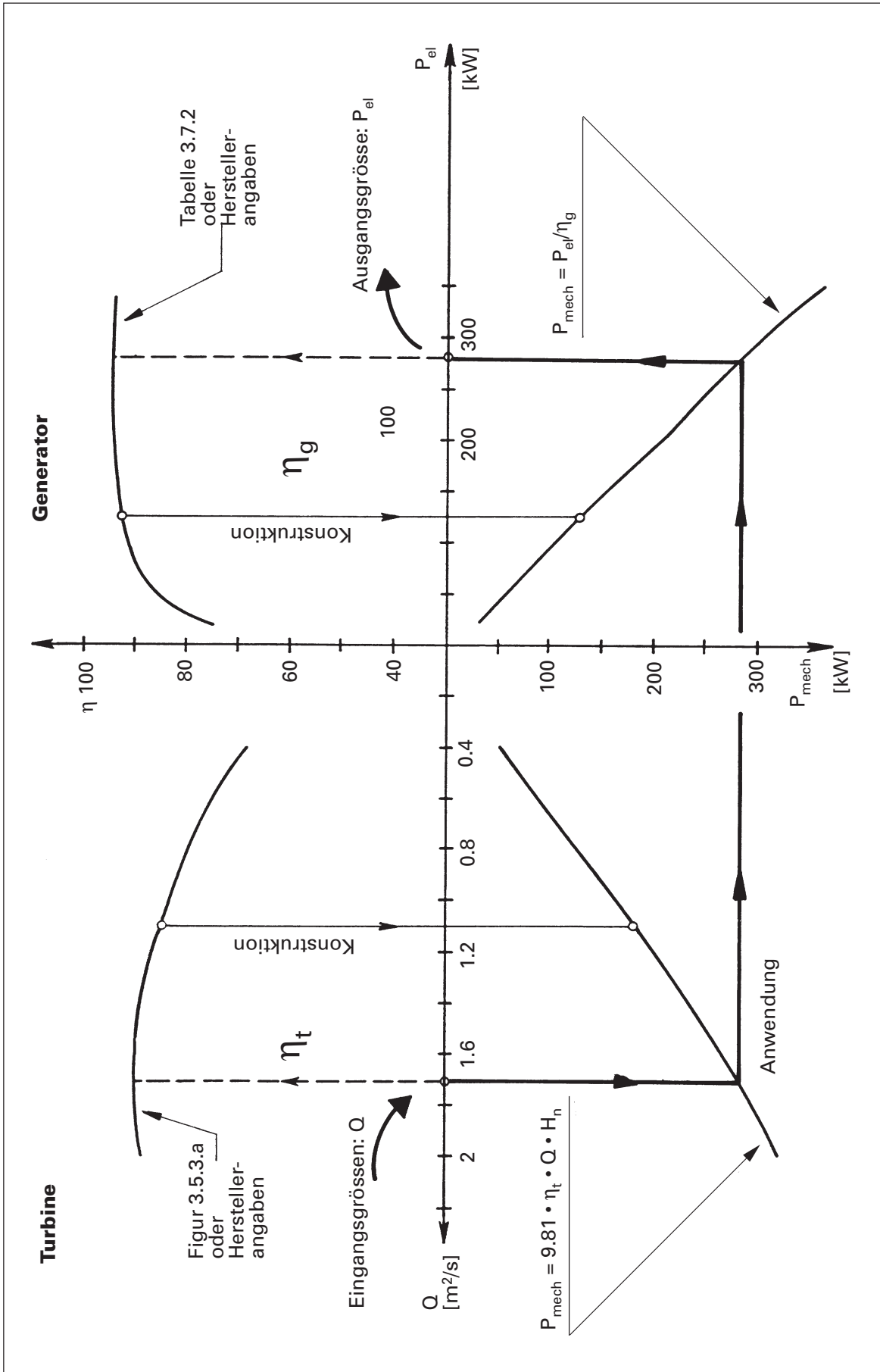
Die Konstrukteure geben den Wirkungsgrad in Funktion der elektrischen Leistung (Ausgangsleistung) und nicht in Abhängigkeit der mechanischen Leistung (Eingangsleistung) an. Bevor man die Formel [3.13] anwenden kann, muss deshalb zuerst der Wirkungsgrad des Generators in Abhängigkeit der Turbinierwassermenge bestimmt werden.

Figur 3.8.2 zeigt dazu eine graphische Lösungsmethode.

1. Schritt: Konstruktion der Kurven

Mit Hilfe der Herstellerangaben zu den Wirkungsgraden von Turbine und Generator können folgende Funktionen dargestellt werden:

- $P_{mech}(Q) = \eta_t \cdot Q \cdot H_n \cdot \rho \cdot g$
- $P_{mech}(P_{el}) = P_{el} / \eta_g$



Figur 3.8.2: Ermittlung der elektrischen Leistung $P_{el}(Q)$ in Funktion der Turbinierwassermenge.

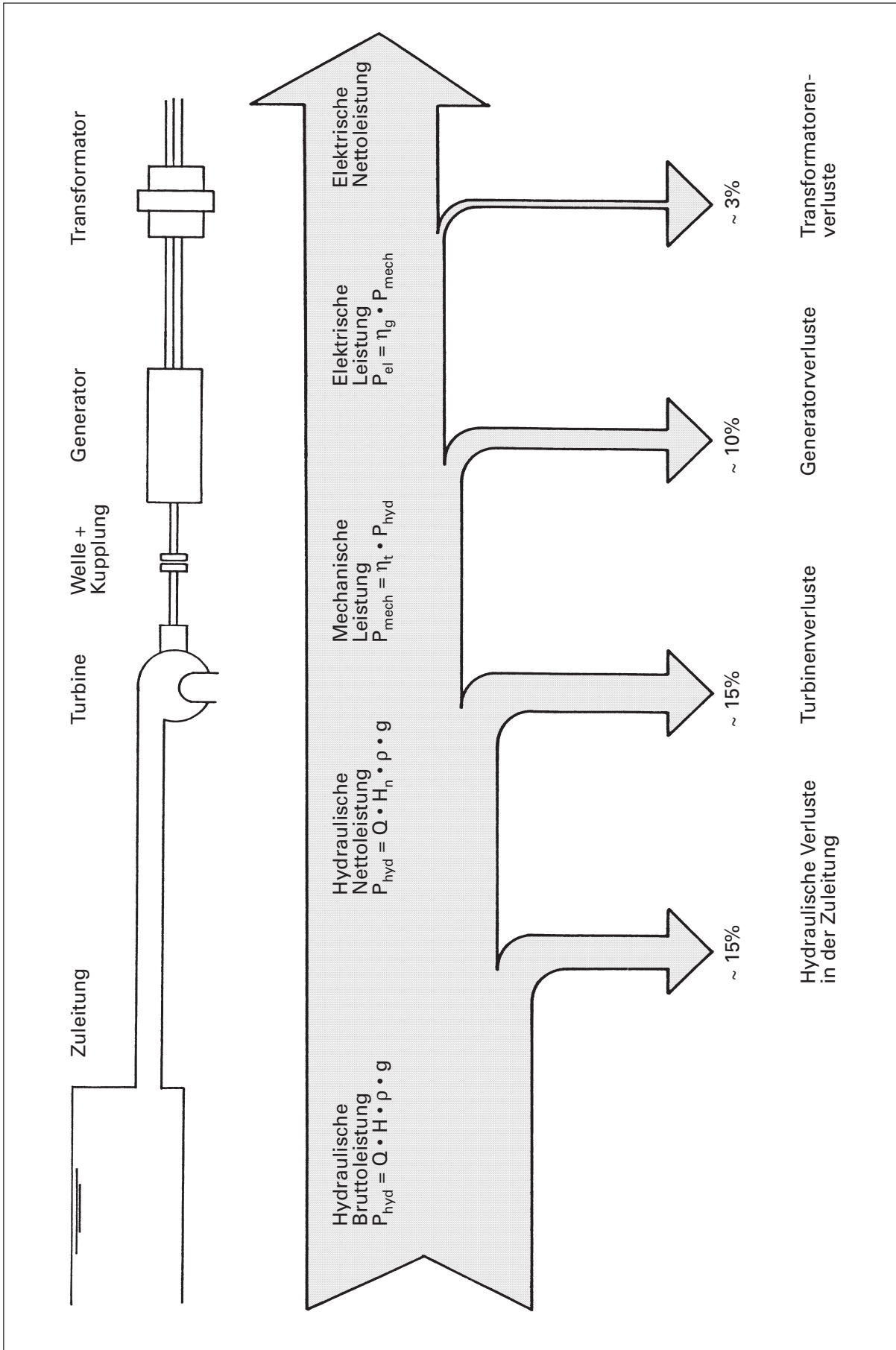
2. Schritt: Anwendung der graphischen Darstellung

- Eingangsgrösse: Q
- Ausgangsgrösse: P_{el}

Aus der Graphik lassen sich auch die jeweiligen Werte für η_t , η_g und P_{mech} herauslesen.

3.8.3 Zusammenfassung der Verluste

Die Figur 3.8.3 zeigt die verschiedenen Energieverluste bei der Elektrizitätsproduktion in einem Wasserkraftwerk.



Figur 3.8.3: Energieverluste bei einem Kleinwasserkraftwerk

3.9 Elektrische Energie

Symbol: E **Einheit:** Joule [J] oder gebräuchlicher:
Kilowattstunde [kWh]

Die über ein Jahr produzierte elektrische Energie ist diejenige Grösse, welche der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Wasserkraftanlage zugrunde gelegt wird.

Sie berechnet sich durch Integration der Leistung über den betrachteten Zeitraum:

$$E = \int P_{el} (Q) \cdot dt \quad [3.14]$$

$$[3.13] \rightarrow E = \int \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H_n \cdot \rho \cdot g \cdot dt$$

$$\text{oder} \quad E = \rho \cdot g \int \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H_n \cdot dt \quad [3.15]$$

Mit Ausnahme von ρ und g hängen alle Grössen von Q ab.

Für die Berechnung der Jahresproduktion wird zweckmässigerweise die Abflussdauerkurve in Zeitabschnitte der Grösse ΔT aufgeteilt. Dabei ist der Verlauf der Nutzwassermenge in jedem Zeitabschnitt durch einen linearen Verlauf zu ersetzen und auszugleichen (vgl. Figur 3.9.1).

P_{el} lässt sich für jedes Zeitintervall aus η , H_n und dem gemittelten Q berechnen.

Schliesslich werden die Resultate aus den Zeitintervallen zur Jahresproduktion aufaddiert.

$$E = \sum P_{el} (Q) \cdot \Delta T \quad [3.16]$$

$$\text{oder} \quad E = \rho \cdot g \sum \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H_n \cdot \Delta T \quad [3.17]$$

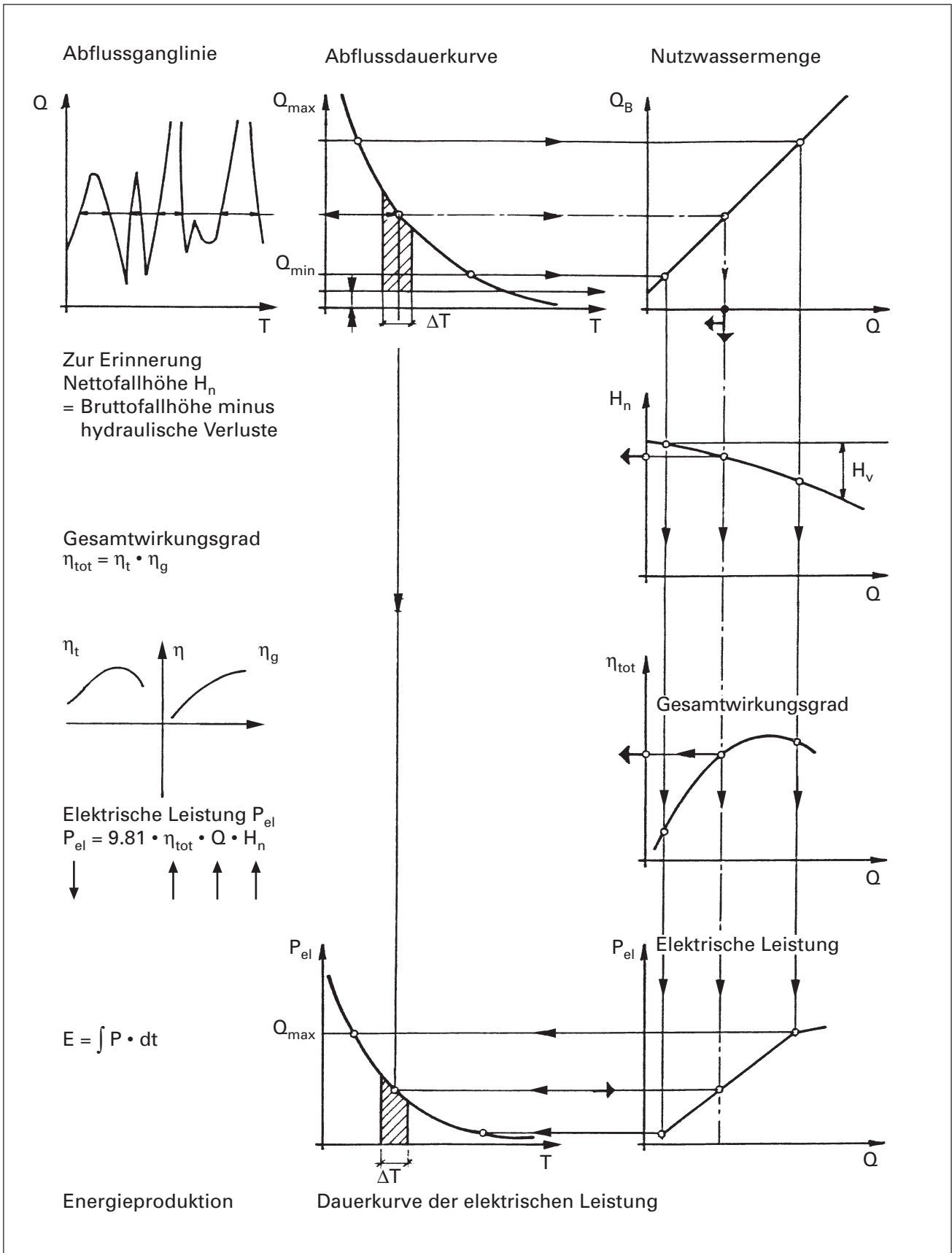
Die SI-Einheit der Energie ist das **Joule [J]**.

$$1 [J] = 1 [W] \cdot 1 [s]$$

Bei Wasserkraftanlagen ist die **Kilowattstunde [kWh]** die meistverwendete Einheit.

$$1 [kWh] = 1 [kW] \cdot 1 [h]$$

$$1 [kWh] = 3\,600\,000 [J]$$



Figur 3.9.1:
 Übersicht zur Berechnung der
 Energieproduktion

4 Schätzung der Jahreskosten

4.1	Investitionskosten I	47
4.2	Kapitalkosten K	48
4.3	Betriebs- und Unterhaltskosten B	49
4.4	Jahresgesamtkosten G	49

Die in diesem Kapitel enthaltenen Angaben sind der Broschüre «Einführung in Bau und Betrieb von Kleinwasserkraftwerken» entnommen.

4.1 Investitionskosten I

Eine genaue Schätzung der Investitionskosten **I [Fr.]**, wie sie für einen Entscheid eines Kleinwasserkraftwerkes nötig ist, erfordert vertiefte einschlägige Kenntnisse auf dem Gebiet der Wasserkraftnutzung.

Nur ein erfahrener Ingenieur ist in der Lage, einen Kostenvoranschlag auf 10% genau zu erstellen.

Für eine erste Abschätzung können jedoch die in der untenstehenden Tabelle aufgeführten Werte verwendet werden.

Erstellungstyp	Leistung: 100–200 kW	20–50 kW
Erneuerung Elektrische Anlageteile (Generator, Steuerung) Elektromechanische Anlageteile (Turbine, Generator, Steuerung)	Fr. 500.– / kW	Fr. 1000.– / kW
	Fr. 2000.– / kW	Fr. 4000.– / kW
Modernisierung Turbine, elektrische Teile und Wasserbau	Fr. 4000.– / kW	Fr. 8000.– / kW
Neubau	mehr als Fr. 8000.– / kW	mehr als Fr. 12 000.– / kW

*Tabelle 4.1:
Spezifische Investitionskosten
von Kleinwasserkraftwerken
(grobe Richtwerte, 1992)*

4.2 Kapitalkosten K

Die Kapitalkosten sind von folgenden Faktoren abhängig:

- Amortisationszeit
- Zinssatz
- Inflationsrate

Die untenstehende Tabelle gibt für jede Amortisationsdauer und den um die Teuerung korrigierten Zinssatz den **Annuitätsfaktor A [% pro Jahr]** an. Damit können die **jährlichen Kapitalkosten K** berechnet werden.

$$K = A \cdot I \quad [\text{Fr./a}]$$

Amortisationszeit in Jahren	Korrigierter Zinssatz (teuerungsbereinigt) 2%	Zinssatz				
		3%	4%	5%	6%	7%
10	0.111	0.117	0.123	0.130	0.136	0.142
15	0.078	0.084	0.090	0.096	0.103	0.110
20	0.061	0.067	0.074	0.080	0.087	0.094
25	0.051	0.057	0.064	0.071	0.078	0.086
30	0.045	0.051	0.058	0.065	0.073	0.081

Tabelle 4.2:
Annuitätsfaktoren

Die Amortisationszeiten werden gewöhnlich wie folgt festgelegt:

- Gebäude und Wasserbauten: 25 bis 30 Jahre
- Elektromechanische Ausrüstung: 15 bis 20 Jahre
- Projektierungskosten und Gebühren: 15 bis 20 Jahre

4.3 Betriebs- und Unterhaltskosten **B**

Die geschätzten Betriebs- und Unterhaltskosten werden in Prozenten der Investitionskosten angegeben.

Anlageteile	Jahreskostenansatz	Bezugsgrösse für den Jahreskostenansatz
1. Turbinen und elektrische Anlageteile	3 bis 6%	Investitionen für die betroffenen Anlageteile
2. Wehre, Wasserfassungen und Druckleitungen	1.2 bis 1.6%	Investitionen für die betroffenen Anlageteile
3. Maschinenhaus und Nebenanlagen	0.4 bis 0.6%	Investitionen für die betroffenen Anlageteile
4. Wasserzins, Steuern, Versicherungen, Administration	0.8 bis 1.5%	Gesamtinvestition

*Tabelle 4.3:
Jahreskostenansätze für
Betrieb und Unterhalt von
Kleinwasserkraftwerken*

4.4 Jahresgesamtkosten **G**

Die jährlichen Gesamtkosten **G** setzen sich aus den Kapitalkosten **K** sowie aus den Betriebs- und Unterhaltskosten **B** zusammen.

$$\mathbf{G} = \mathbf{K} + \mathbf{B} \quad [\text{Fr./a}]$$

5 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit

5.1	Energiegestehungskosten	50
5.2	Rücklieferungstarif	50
5.3	Abschätzung der Rentabilität	50

5.1 Energiegestehungskosten

Die Energiegestehungskosten **R** lassen sich als Quotient der Gesamtkosten **G** und der Energieproduktion **E** errechnen.

$$R = G / E \quad [\text{Fr./kWh}]$$

5.2 Rücklieferungstarif

In Anwendung von Art. 7 des Bundesbeschlusses für eine sparsame und rationelle Energienutzung (Energienutzungsbeschluss, ENB, vom 14. Dezember 1990) und im Einvernehmen mit den interessierten Kreisen, hat das Eidgenössische Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement (EVED) im Dezember 1992 eine Empfehlung für die Berechnung und Festlegung der Vergütung der von Selbstversorgern abgegebenen Elektrizität erlassen.

Das EVED empfiehlt, Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von weniger als 1 MW einen durchschnittlichen Rücklieferungstarif von 16 Rp./kWh zu vergüten.

Dies entspricht im allgemeinen auch der Rentabilitätsgrenze eines Kleinwasserkraftwerkes.

Rentabilitätsgrenze: 16 [Rp./kWh]

5.3 Abschätzung der Rentabilität

Falls $R < 16$ [Rp./kWh], so ist ein Kleinwasserkraftwerk rentabel.

Falls $R > 16$ [Rp./kWh], so ist ein Kleinwasserkraftwerk nicht rentabel.

6 Anwendungsbeispiel

6.1	Aufgabenstellung	52
6.2	Grundlagen	52
6.3	Lösung	54

6.1 Aufgabenstellung

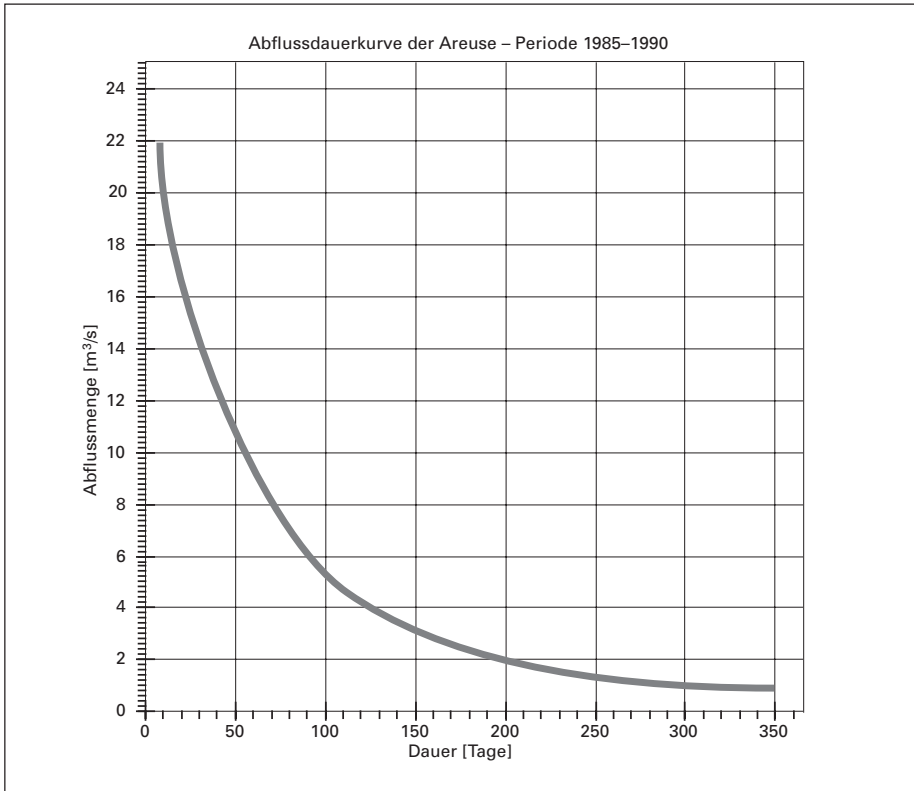
Das Elektrizitätswerk in St-Sulpice ist mit vier identischen Maschinengruppen ausgerüstet, deren minimale Turbinierwassermenge so gross ist, dass sie über längere Zeit im Jahr nicht betrieben werden können (Betriebsunterbruch des Werkes während rund 130 Tagen im Jahr).

Es ist nun beabsichtigt, einen Teil des bisher für die Energieproduktion verlorengegangenen Abflusses durch den Einbau einer kleineren Maschinengruppe (Maschinengruppe 5) zu nutzen.

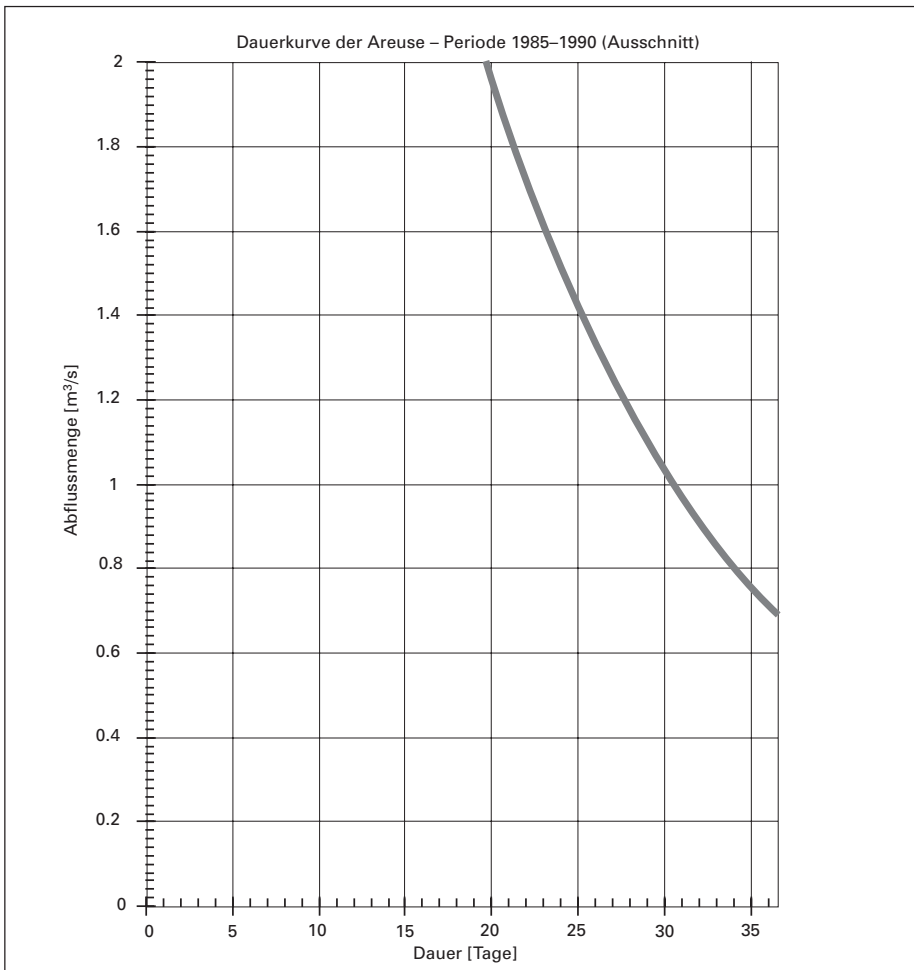
Gesucht ist dabei der zu erwartende Energiegestehungspreis für die Maschinengruppe 5.

6.2 Grundlagen

- Abflussdauerkurve:
 - Vollständiger Kurvenverlauf (Figur 6.2.1)
 - Detailausschnitt (Figur 6.2.2), massgebend für die Maschinengruppe 5
- Mindestrestwassermenge $Q_{rest}: 0.26 \text{ [m}^3/\text{s]}$
- Mindestnutzwassermenge der Maschinengruppen 1 bis 4 $Q_{min}: 1.30 \text{ [m}^3/\text{s]}$
- Höhe Oberwasserspiegel: 790.40 [m]
- Höhe Unterwasserspiegel: 750.50 [m]
- Hydraulische Verluste in der Zulaufleitung bei $Q = 1.5 \text{ [m}^3/\text{s]}$ (Messung bei bestehender Anlage) $\Sigma H_v: 1.10 \text{ [m]}$
- Nettozinssatz: 8%
- Inflationsrate: 4%



Figur 6.2.1:
Vollständige
Abflussdauerkurve



Figur 6.2.2:
Ausschnitt der
Abflussdauerkurve

6.3 Lösung

Wahl der Ausbauwassermenge:

Die Maschinengruppe 5 wird in Betrieb gesetzt, sobald die Gruppen 1 bis 4 abgeschaltet werden:

$$Q_A = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

Bruttofallhöhe:

$$H = 790.40 - 750.50 = 39.90 \text{ [m]}$$

Hydraulische Verluste:

- für $Q = 1.5 \text{ [m}^3\text{/s]}$; $\Sigma H_v = 1.10 \text{ [m]}$
 [3.4] $\rightarrow \Sigma H_v = A \cdot Q^2 \quad A = 1.1/1.5^2 = 0.489 \text{ [s/m}^2\text{]}$
- für $Q = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$: $\Sigma H_v = 0.489 \cdot 1.3^2 = 0.83 \text{ [m]}$

Nettofallhöhe:

$$H_n = H - \Sigma H_v = 39.90 - 0.83 = 39.07 \text{ [m]}$$

Auswahl Turbinentyp:

$$H_n = 39.07 \text{ [m]}, \quad Q_A = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

Figur 3.5.2 \rightarrow **Francis-Turbine**

Maximale Leistung:

$$\begin{aligned} \text{[3.14]} & \rightarrow P_{el} = 9.81 \eta_t \eta_g Q H_n \\ \text{Tabelle 3.5} & \quad \eta_{tmax} = 90\% \\ \text{Figur 3.5.3.a} & \rightarrow \eta_t \text{ pour } Q_{max} = 0.95 \cdot 0.9 = 0.855 \\ \text{Tabelle 3.7.2.a} & \rightarrow \eta_g \text{ pour } Q_{max} = 0.95 \\ P_{el} & = 9.81 \cdot 0.855 \cdot 0.95 \cdot 1.3 \cdot 39.07 = 404.71 \text{ [kW]} \\ & \approx 405 \text{ [kW]} \quad > 200 \text{ [kW]} \text{ Wahl von } \eta_g \text{ ist in Ordnung} \end{aligned}$$

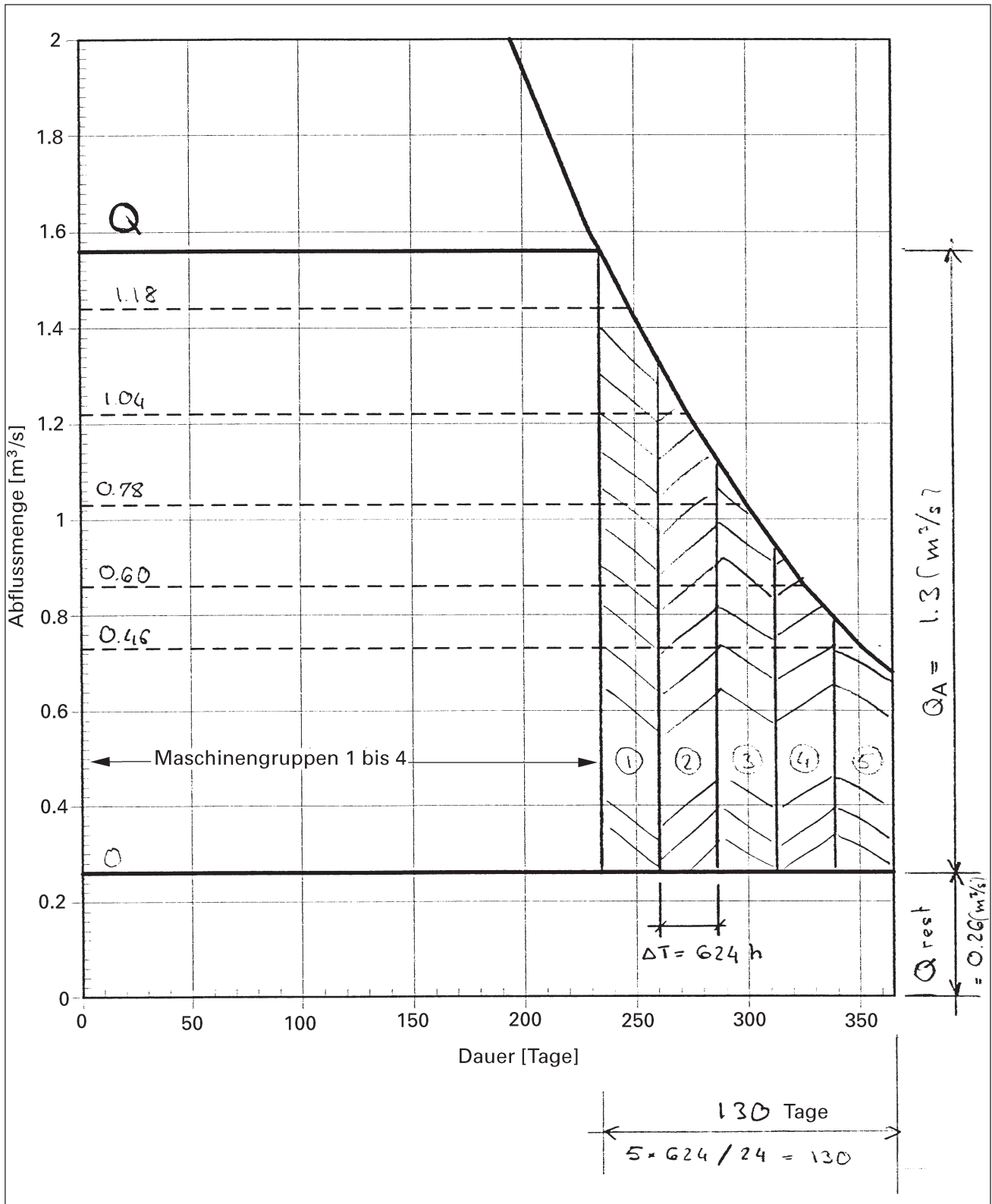
Berechnung der jährlichen Energieproduktion:

Aufgrund

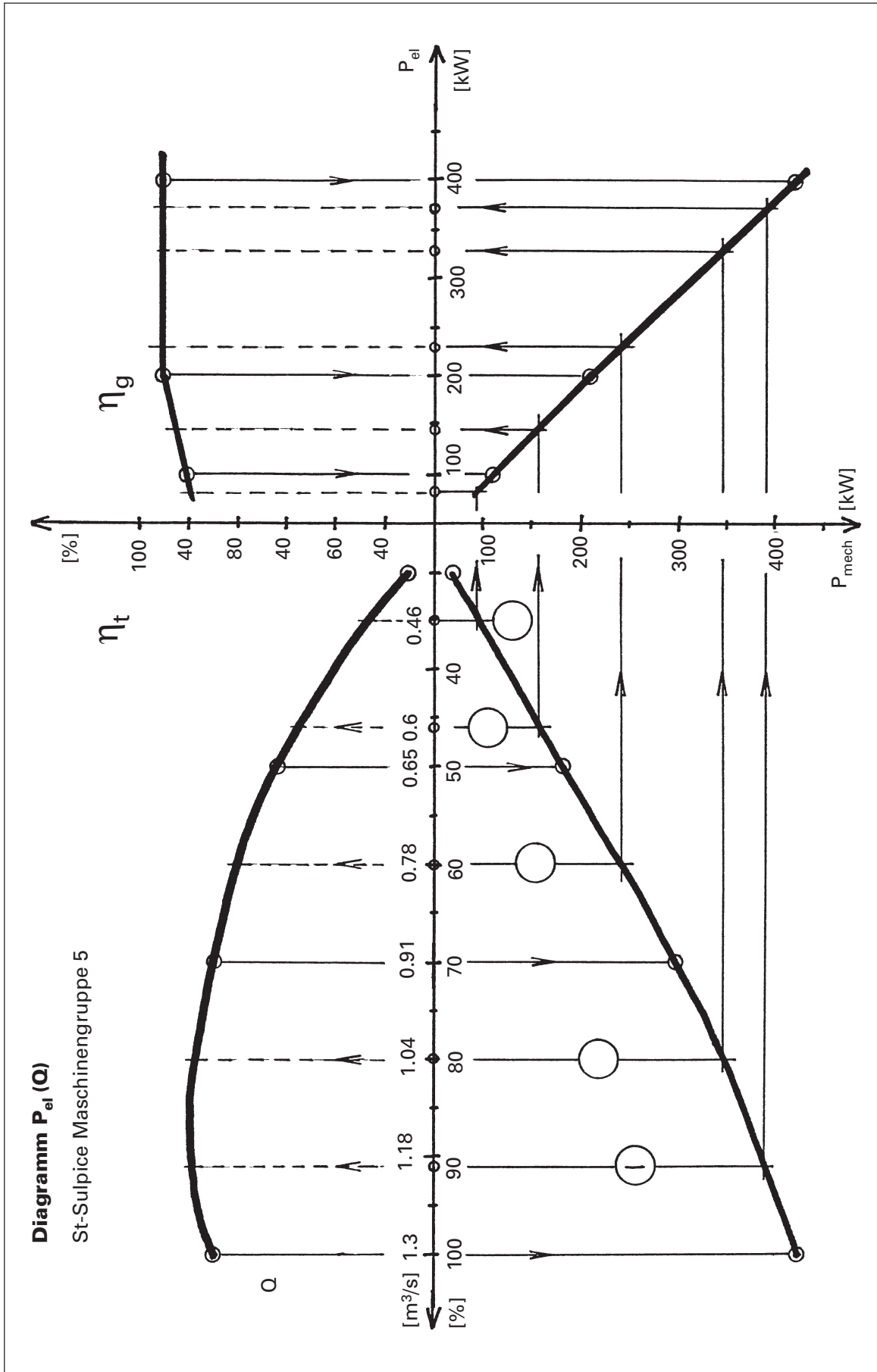
- der Abflussdauerkurve
- der Nettofallhöhe in Funktion der Nutzwassermenge
- der Wirkungsgrade von Turbine und Generator

gemäss dem in Kapitel 3 beschriebenen Vorgehen lässt sich die jährliche Energieproduktion berechnen. Das Resultat ergibt:

$$E = 722 \text{ 000 kWh/Jahr}$$



Figur 6.3.1:
Bereich der mit der
Maschinengruppe 5 turbinier-
baren Wassermenge



Figur 6.3.2:
Diagramm zur Bestimmung der
elektrischen Leistung in Funktion der
Nutzwassermenge

Berechnung der Jahresenergieproduktion eines Kleinwasserkraftwerkes

 Werk: St-Sulpice Gruppe 5 Seite _____

 Q_{rest} : 0.26 [m³/s] Q_{max} : 1.3 [m³/s] Q_{min} : 0.4 [m³/s]

 H : 39.90 [m] A : 0.49 [s²/m⁵]

(A) Abschnitt Nr.	(B) ΔT [h]	(C) Q [m ³ /s]	(D) H_n [m]	(E) η_t [%]	(F) P_{mech} [kW]	(G) η_g [%]	(H) η_{tot} [%]	(I) P_{el} [kW]	(J) ΔE [kWh]
-------------------------	--------------------------	-----------------------------------	---------------------	------------------------	---------------------------	------------------------	----------------------------	-------------------------	----------------------------

Konstruktion des Diagrammes $P_{el}(Q)$

Turbine		1.30	39.07	0.85	423				
		0.91	39.49	0.85	300				
		0.65	39.69	0.72	182				
		0.39	39.80	0.45	69				
Generator					421	0.95		400	
					211	0.95		200	
					111	0.90		100	

Berechnung der Jahresenergieproduktion

1	624	1.18						372	232 128
2	624	1.04						328	204 672
3	624	0.78						230	143 520
4	624	0.60						145	90 480
5	624	0.46						82	51 168

Energieproduktion	Abschnitte Nr.	bis	$\Sigma \Delta E$	[kWh]	721 968
-------------------	----------------	-----	-------------------	-------	---------

Kolonne	Quelle
C	Q Abflussdauerkurve (abschnittsweise gemittelt)
D	H_n $H_n = H - A \cdot Q^2$
I	P_{el} Diagramm $P_{el}(Q)$
J	ΔE $P_{el} \cdot \Delta T$
	A Koeffizient zur Berechnung der hydraulischen Verluste

Konstruktion des Diagrammes $P_{el}(Q)$:

E, G	η_t, η_g	Herstellerangaben
F	P_{mech}	$P_{mech} = 9.81 \cdot H_n \cdot Q \cdot \eta_t$
I	P_{el}	$P_{mech} = P_{el} / \eta_g$

Figur 6.3.3:
Berechnung der Jahres-
energieproduktion der
Maschinengruppe 5

Investitionskosten I:

Es handelt sich um ein interessantes Projekt mit ausschliesslich elektromechanischer Ausrüstung (Turbine, Generator, Steuerung)

Tabelle 4.1 → $I = 405 \text{ [kW]} \cdot 2000 \text{ [Fr./kW]} = 810\,000$ [Fr.]

Kapitalkosten K:

Annuitätsfaktor:

– Nettozinssatz: $8\% - 4\% = 4\%$

– Amortisationszeit: 25 Jahre

Tabelle 4.2 → $A = 0.064$

Kapitalkosten: $K = A \cdot I$
 $K = 0.064 \cdot 810\,000 = 51\,840$ [Fr./a]

Betriebs- und Unterhaltskosten B:

Tabelle 4.3 →

Turbine und elektrische Anlagen:	3%
Wasserzins, Steuern usw.	1%
Total:	4%
$B = 4\% \cdot I$	
$B = 4\% \cdot 810\,000 = 32\,400$	[Fr./a]

Gesamtjahreskosten:

$G = K + B$
 $G = 51\,840 + 32\,400 = 84\,240$ [Fr./a]

Energiegestehungspreis für 1 kWh:

$R = G/E$
 $R = 84\,240 / 722\,000 = 0.1167$ [Fr./kWh]

→ **R = 11.7 [Rp./kWh]**

Der Energiegestehungspreis liegt unterhalb der Rentabilitätsgrenze von 16 [Rp./kWh], das Projekt erscheint wirtschaftlich und es wäre angebracht, die nächste Projektierungsstufe einzuleiten.

Berechnung der Jahresenergieproduktion eines Kleinwasserkraftwerkes

Werk: _____ Seite _____

Q_{rest} : _____ [m³/s] Q_{max} : _____ [m³/s] Q_{min} : _____ [m³/s]

H : _____ [m] A : _____ [s²/m⁵]

(A) Abschnitt Nr.	(B) ΔT [h]	(C) Q [m ³ /s]	(D) H_n [m]	(E) η_t [%]	(F) P_{mech} [kW]	(G) η_g [%]	(H) η_{tot} [%]	(I) P_{el} [kW]	(J) ΔE [kWh]
Energieproduktion		Abschnitte Nr.		bis		$\Sigma \Delta E$		[kWh]	

- | Kolonne | Quelle |
|--------------|---|
| C Q | Abflussdauerkurve (abschnittsweise gemittelt) |
| D H_n | $H_n = H - A \cdot Q^2$ |
| I P_{el} | Diagramm $P_{el} (Q)$ |
| J ΔE | $P_{el} \cdot \Delta T$ |
| A | Koeffizient zur Berechnung der hydraulischen Verluste |

- Konstruktion des Diagrammes $P_{el} (Q)$:
- | | | |
|------|------------------|--|
| E, G | η_t, η_g | Herstellerangaben |
| F | P_{mech} | $P_{mech} = 9.81 \cdot H_n \cdot Q \cdot \eta_t$ |
| I | P_{el} | $P_{mech} = P_{el} / \eta_g$ |

7 Abnahmeversuche

7.1	Generelle Überlegungen	62
7.1.1	Weshalb Abnahmeversuche?	62
7.1.2	Prüfumfang	62
7.2	Versuche und Überprüfungen während der Inbetriebsetzung	64
7.2.1	Überprüfungen vor dem Fluten der Anlage	64
7.2.2	Fluten der Anlage	64
7.2.3	Mechanische Versuche vor der Zuschaltung zum Netz	64
7.2.4	Vorgängige Kontrollen und Versuche unter Last	65
7.2.5	Probetrieb	65
7.3	Abnahmeversuche und Überprüfung der Leistungsmerkmale	66
7.3.1	Kontrolle der instationären Betriebszustände	66
7.3.2	Überprüfung der Leistungsmerkmale	66
7.4	Leistungsmessungen an der Maschinengruppe	67
7.4.1	Kontrolle der Leistungsmerkmale durch Messungen «in situ»	67
7.4.2	Kontrolle der Turbinenleistung, wenn Messungen «in situ» nicht möglich sind	68
7.4.3	Bestimmung der Nettofallhöhe	68
7.4.4	Druckmessung	70
7.4.5	Messung des Volumenstroms	70
7.4.6	Messung der elektrischen Leistung an den Generatorklemmen	72
7.5	Normen und Richtlinien	74

7.1 Generelle Überlegungen

7.1.1 Weshalb Abnahmeversuche?

Mit der Inbetriebsetzung eines Kleinwasserkraftwerkes ist sicherzustellen, dass:

- a) sämtliche Komponenten einwandfrei und zuverlässig funktionieren und dass insbesondere die Betriebssicherheit gewährleistet ist.

Im Gegensatz zu grossen Produktionsanlagen müssen Kleinwasserkraftwerke ohne ständige Überwachung durch geschultes Personal auskommen.

Gemessen an der Stromproduktion sind Eingriffe durch das Betriebspersonal teuer und müssen sich notgedrungen auf periodische Kontrollen, allfällige Reparaturen und Justiarbeiten beschränken.

Dies bedeutet auch, dass die Betriebskosten von der Zuverlässigkeit der Anlage bestimmt werden.

- b) die Leistungsgarantien der verschiedenen Zulieferer eingehalten sind.

Um die Wirtschaftlichkeit der investierten Mittel zu ermitteln und den Entscheid der Bauherrschaft vorzubereiten, stützt sich der projektierende Ingenieur auf die Angaben der Lieferanten, insbesondere auf die in den Offerten angeführten Wirkungsgrade.

Diese Angaben haben, nebst dem Preis, die Wahl der Produkte und Lieferanten massgeblich beeinflusst und sind deshalb integrierender Bestandteil des Werkvertrages.

Mit den Abnahmeversuchen wird überprüft, ob die genannten Garantiewerte tatsächlich erreicht werden.

7.1.2 Prüfumfang

Vor der definitiven Übergabe eines Kleinwasserkraftwerkes an die Bauherrschaft sind folgende Versuche durchzuführen:

– Versuche und Kontrollen während der Inbetriebsetzung

Diese Überprüfungen erfolgen schrittweise im Laufe der Inbetriebsetzung der Anlage, von der erstmaligen Flutung der Turbine bis zu den Tests bei voller Leistung am Netz. Sie sollen den Nachweis erbringen, dass die Anlage gut einreguliert ist und dass alle Komponenten unter den verschiedenen Betriebsbedingungen einwandfrei funktionieren.

Während der anschliessenden Phase des Probetriebes haben die Lieferanten Gelegenheit, allfällige Kinderkrankheiten zu beheben.

- Abnahmeversuche und Überprüfung der Leistungsmerkmale

Sobald das Kleinwasserkraftwerk betriebsbereit ist, kann es dem Betreiber übergeben werden. Zuvor möchte die Bauherrschaft aber wissen, ob die Anlage die im Werkvertrag spezifizierten Leistungen tatsächlich erbringt und ob die vom projektierenden Ingenieur vorgenommene Auslegung die Erwartungen erfüllt.

Die eigentlichen Abnahmeversuche sind so angelegt, dass sich die gestellten Fragen beantworten lassen; ausserdem bilden sie die Basis, um die Lieferanten aus ihren vertraglichen Verpflichtungen zu entlassen.

Die Abnahmeversuche umfassen:

- die Kontrolle der instationären Betriebszustände (Anfahren, Synchronisieren, normales Abstellen und notfallmässige Abschaltung).
- die Überprüfung der Leistungsmerkmale, insbesondere der Wirkungsgrade.

7.2 Versuche und Überprüfungen während der Inbetriebsetzung

7.2.1 Überprüfungen vor dem Fluten der Anlage

- Sich vergewissern, dass alle benetzten Teile (Leitungen, Absperrorgane, Turbine) sauber und frei von Fremdkörpern sind.
- Im Trockenversuch verifizieren, ob die Regulier- und Sicherheitssysteme ordnungsgemäss funktionieren (insbesondere die Stellantriebe der Absperrorgane und die Durchflussregulierung der Turbine). Diese Überprüfung kann auch Einstellarbeiten umfassen, wie z.B. die Feinjustierung der Endschalter, welche das vollständige Öffnen und Schliessen der Absperrorgane überwachen.
- Lage und korrekte Befestigung der Komponenten prüfen, insbesondere die Anzugsdrehmomente der Schrauben und Muttern.

7.2.2 Fluten der Anlage

Das erstmalige Füllen der Anlage erfolgt bei stillstehender Turbine: Leitapparat, Düsenadel und/oder Sicherheitsabsperrorgan sind in geschlossener Stellung.

Um jegliche Druckstösse und unzulässige Überdrücke zu vermeiden, soll der Füllvorgang langsam erfolgen. Wenn die Anlage gefüllt ist, sich vergewissern, dass die unter Druck stehenden Teile dicht sind. Allfällige Undichtigkeiten beheben.

7.2.3 Mechanische Versuche vor der Zuschaltung zum Netz

Versuche bei reduzierter Drehzahl

Der Versuch besteht darin, die Wasserzufuhr langsam freizugeben und die Turbine mit reduzierter Geschwindigkeit (10–30% der Nenndrehzahl) drehen zu lassen.

Damit lässt sich überprüfen, ob die Maschine «rund» läuft, d.h. ohne Rucken, Vibrationen oder übermässige Lärmentwicklung. Ist ein Riementrieb vorhanden, so ist die Ausrichtung (Flucht) und die Spannung des Riemens zu kontrollieren und wenn nötig zu korrigieren.

Leckwassermenge an den Lagerstellen der Turbine beobachten, insbesondere bei Stopfbüchsendichtungen; allenfalls gemäss Herstellerangaben nachziehen.

Leerlaufversuche bis zur Durchgangsdrehzahl

Dabei handelt es sich zweifellos um den spektakulärsten Teil der Inbetriebsetzung, wird doch die Turbine bis an die Grenzen der mechanischen Belastbarkeit hochgefahren in einen Bereich, in dem der Generator starken Lärm erzeugt.

Der Versuch ist nötig, da es sich um einen Betriebszustand handelt, der im praktischen Betrieb eintritt, wenn die Schutzeinrichtungen versagen.

Vergessen wir nicht, dass ein Kleinwasserkraftwerk ohne ständige Überwachung läuft und dass bei einem allfälligen Durchbrennen der Turbine reichlich Zeit verstreicht, bis der Betreiber von Hand eingreifen und die Wasserzufuhr drosseln kann.

Im Verlauf dieser Versuche wird die Drehzahl sukzessive erhöht, bis die Durchgangsdrehzahl erreicht ist. Durch visuelle und akustische Kontrollen, evtl. auch mittels Vibrationsmessungen wird das Verhalten der Maschine überwacht.

Die Durchgangsdrehzahl wird mindestens während der im Werkvertrag definierten Dauer gehalten.

7.2.4 Vorgängige Kontrollen und Versuche unter Last

Nach erfolgreich abgeschlossenen Leerlaufversuchen und Funktionskontrollen an Steuerschrank und Regulierung kann der Generator zum elektrischen Netz geschaltet werden.

Wie bei den Leerlaufversuchen die Drehzahl, wird hier die Leistungsabgabe kontinuierlich gesteigert und gleichzeitig das Verhalten der Anlage ständig überwacht: visuell, akustisch und mit manueller oder automatischer Aufzeichnung der auf dem Steuerschrank angezeigten Messwerte.

Wird eine kleine Turbine im Inselbetrieb gefahren, lässt sich der Verbraucher durch eine Reihe elektrischer Widerstände oder Heizelemente simulieren. Solche Widerstände sind bei kleinen Anlagen, welche über eine Last- und Frequenzregulierung verfügen, bereits vorhanden.

7.2.5 Probetrieb

Im Hinblick auf die definitive Übergabe der Anlage können Betreiber und Lieferant eine Probezeit vereinbaren. In diesem Zeitraum hat der Lieferant Gelegenheit, allfällige Mängel zu beheben und der Anlage den «letzten Schliff» zu verpassen.

7.3 Abnahmeversuche und Überprüfung der Leistungsmerkmale

7.3.1 Kontrolle der instationären Betriebszustände

- Parallelschalten zum elektrischen Netz (Synchronisieren)
- Normales Abstellen
- Notabschaltungen durch Simulation verschiedener Störungen im Schaltschrank

Der Überdruck am Turbineneinlauf wird entweder durch ein Rohrfeder-Manometer visuell überwacht oder mit Hilfe eines tragbaren Druckmessgerätes aufgezeichnet.

Die Drehzahl kann vom Instrument auf dem Steuerschrank abgelesen oder durch ein tragbares Tachymeter erfasst werden (auf dem Markt sind Instrumente mit Spitzenwertspeicher erhältlich).

7.3.2 Überprüfung der Leistungsmerkmale

Für die Abnahme grösserer Anlagen wird man sich an private oder öffentliche Institutionen wenden, welche über die nötige Fachkompetenz verfügen und eine objektive, neutrale Abnahmemessung garantieren (z.B. das Institut de Machines Hydrauliques et de Mécanique des Fluids der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, IMHEF-EPFL).

Die mit der Messung betraute Firma wird auch die benötigten geeichten Messgeräte mitbringen.

Für Leistungsmessungen an Maschinengruppen kleiner Leistung genügen die installierten, später beschriebenen Messgeräte, die in der Regel weniger genau sind.

Erinnern wir uns daran, dass bereits in der Projektphase die für die Abnahmeversuche benötigten Messungen einzuplanen sind; ohne spürbare Mehrkosten lassen sich so während der Inbetriebsetzung erhebliche Einsparungen sowie eine ausreichende Messgenauigkeit erzielen.

7.4 Leistungsmessungen an der Maschinen- gruppe

7.4.1 Kontrolle der Leistungsmerkmale durch Messungen «in situ»

Der gesuchte wichtigste Kennwert ist der **totale Wirkungsgrad** η_{tot} (Gesamtwirkungsgrad), d.h. das Verhältnis zwischen der abgegebenen elektrischen und der zugeführten hydraulischen Leistung:

$$\eta_{\text{tot}} = P_{\text{el}} / P_{\text{hyd}}$$

Er wird in Funktion der abgegebenen Leistung, meistens aber in Funktion des Volumenstroms Q angegeben.

Der Gesamtwirkungsgrad ist auch das Produkt der Wirkungsgrade von Turbine und Generator:

$$\eta_{\text{tot}} = \eta_t \cdot \eta_g$$

Die Garantiewerte für die Turbine η_t und den Generator η_g werden vom jeweiligen Hersteller in Form von Kurven oder Tabellen angegeben (vgl. dazu Kapitel 3.5.3, 3.7.2 und 3.8.2).

Für die Abnahme einer Maschinengruppe wird der Gesamtwirkungsgrad aufgrund der folgenden, «in situ» erhobenen Messungen bestimmt:

- die elektrische Leistung P_{el} durch direkte Messung an den Generatorklemmen;
- die hydraulische Leistung P_{hyd} auf indirektem Weg über den Volumenstrom Q , das Nettogefälle H_n und die Formel:

$$P_{\text{hyd}} = Q \cdot \rho \cdot g H_n \quad (\text{vgl. Kapitel 3.4})$$

In der Regel stammen Turbine und Generator von unterschiedlichen Lieferanten. Wenn der ermittelte Gesamtwirkungsgrad unter dem Garantiewert liegt, kann dies zu Konflikten und gegenseitigen Schuldzuweisungen führen, solange keine Beweise vorliegen.

Um solch unerfreulichen Situationen vorzubeugen, wird folgendes Vorgehen empfohlen:

- der zu erreichende Gesamtwirkungsgrad wird vor Beginn der Abnahmemessung festgelegt;
- der Generatorwirkungsgrad wird im Lieferwerk ermittelt, wenn möglich im Beisein eines Vertreters der Bauherrschaft:
 - entweder durch direkte Messung auf einem geeichten Prüfstand
 - oder indirekt, indem die Maschinenverluste im Leerlauf und bei Kurzschluss ermittelt werden;

- der Turbinenwirkungsgrad ergibt sich aus dem Gesamtwirkungsgrad und dem Generatorwirkungsgrad gemäss folgender Beziehung:

$$\eta_t = \eta_{\text{tot}} / \eta_g$$

7.4.2 Kontrolle der Turbinenleistung, wenn Messungen «in situ» nicht möglich sind

In gewissen Fällen, insbesondere bei kleinen Anlagen mit geringer Fallhöhe, kann sich die Messung des Volumenstroms Q als schwieriges bis unmögliches Unterfangen erweisen.

Die genaue experimentelle Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades ist dann nicht möglich.

In solchen Fällen muss η_{tot} berechnet werden, ausgehend von den Wirkungsgradkurven für Turbine und Generator:

$$\eta_{\text{tot}} = \eta_t \cdot \eta_g$$

Der Turbinenwirkungsgrad kann nur auf einem Prüfstand ermittelt werden, entweder beim Hersteller oder in einem geeigneten hydraulischen Labor. Folgende Methoden sind üblich:

- a) die Turbine wird bei reduziertem Gefälle und reduzierter Drehzahl ausgemessen; anschliessend werden die erhaltenen Charakteristiken auf die effektiven Bedingungen umgerechnet;
- b) es werden Messungen an hydraulisch ähnlichen Modellturbinen durchgeführt und die Ergebnisse mit Hilfe der Ähnlichkeitsgesetze umgerechnet (vgl. PACER-Broschüre «Wasserturbinen», Kapitel 1.5).

7.4.3 Bestimmung der Nettofallhöhe

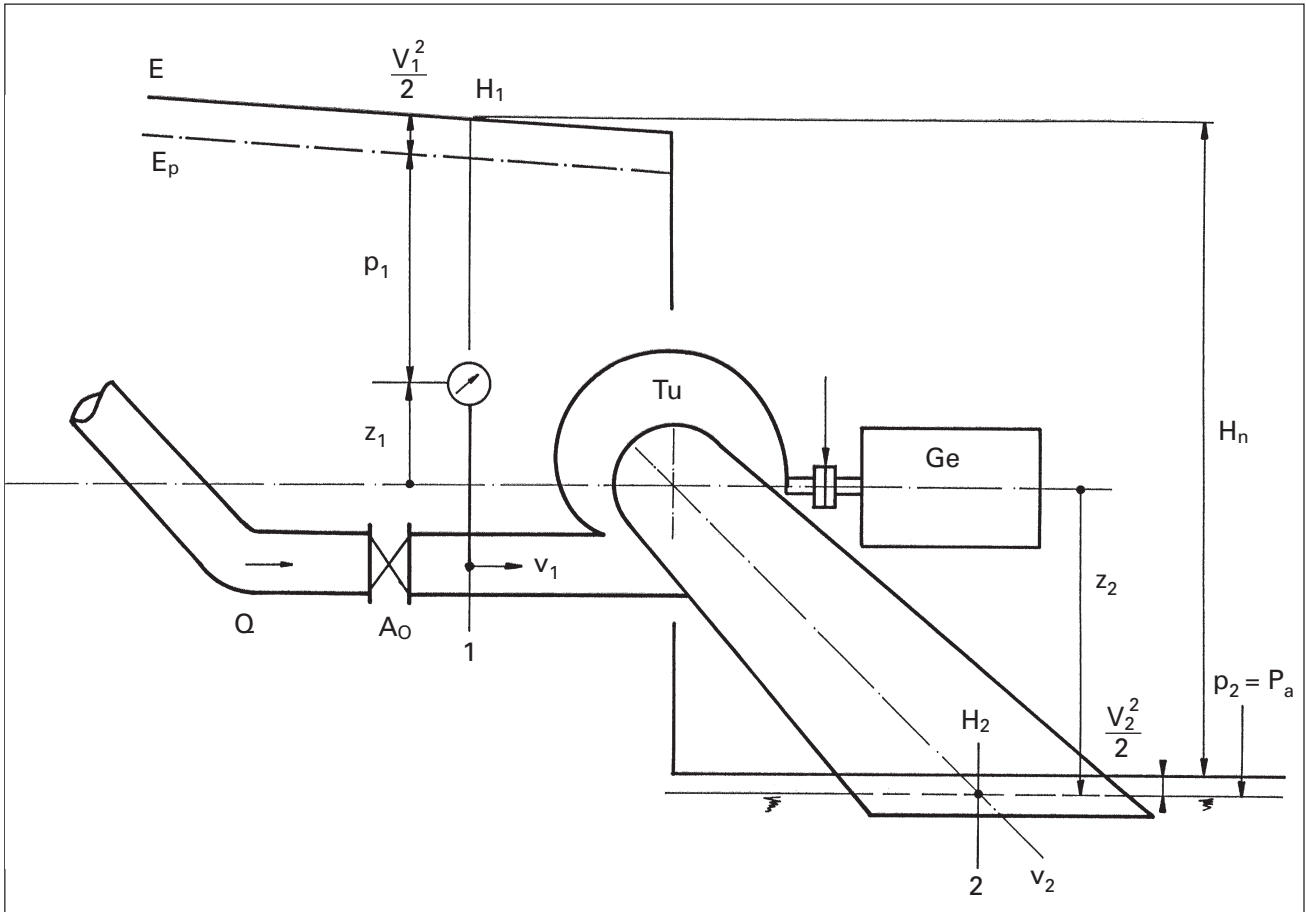
In den gebräuchlichen Normen für Abnahmeversuche an hydraulischen Turbinen ist die Nettofallhöhe definiert als Differenz der Gesamtenergien vor und nach der Maschine:

$$E = gH = E_1 - E_2$$

E_1 Gesamtenergie am Turbineneintritt

E_2 Gesamtenergie am Turbinenausritt

Die Lage der Bezugsebenen 1 und 2 geht aus Figur 7.4.3 hervor.



Figur 7.4.3:
Lage der Bezugsebenen vor und nach der Turbine zur Bestimmung der Nettofallhöhe H_n

A_0 Absperrorgan
 Tu Turbine
 Ge Generator

1 Bezugsebene vor der Turbine
 2 Bezugsebene nach der Turbine
 E Energielinie
 E_p Drucklinie

Gesamtenergie am Turbineneintritt:

$$E_1 = gH_1 = \frac{p_1}{\rho} + gz_1 + \frac{v_1^2}{2} \text{ (J/kg)}$$

Gesamtenergie am Turbinenaustritt:

$$E_2 = gH_2 = \frac{p_2}{\rho} + gz_2 + \frac{v_2^2}{2} \text{ (J/kg)}$$

Energiedifferenz (Nettofallhöhe):

$$E = E_1 - E_2 = gH_1 - gH_2 = gH \text{ (J/kg)}$$

Hydraulische Leistung:

$$P_{\text{hyd}} = Q \cdot \rho \cdot gH \text{ (W)}$$

Um die Nettofallhöhe oder Gesamtenergie zu bestimmen, sind drei Parameter zu ermitteln:

- der Druck p ;
- die geodätische Höhe z des Wasserspiegels bzw. Manometers bezüglich einer Referenzebene;
- die Strömungsgeschwindigkeit v , mit der die kinetische Energie $v^2/2g$ der Flüssigkeit berechnet wird; sie ergibt sich aus dem Volumenstrom Q und dem durchströmten Querschnitt im betrachteten Punkt.

Die Definition der Nettofallhöhe H_n für die verschiedenen Turbinenbauarten ist der PACER-Broschüre «Wasserturbinen», Kapitel 4.1.4 bzw. den Normen für Abnahmeversuche zu entnehmen (vgl. Kapitel 7.5).

7.4.4 Druckmessung

Werden geeichte elektrische Druckaufnehmer verwendet, so beträgt der Messfehler weniger als 1%.

Muss, vor allem bei kleinen Anlagen, der Aufwand für die Abnahmemessung auf ein Minimum reduziert werden, sind auch die weniger genauen Rohrfeder-Zeigermanometer eine vertretbare Lösung.

Zu erschwinglichem Preis können Instrumente der Klasse 1.0 erworben werden, deren Messfehler bei 1% des Messbereiches liegt; bei einem Zifferblattdurchmesser von mindestens 100 mm ist die Ablesung genügend genau.

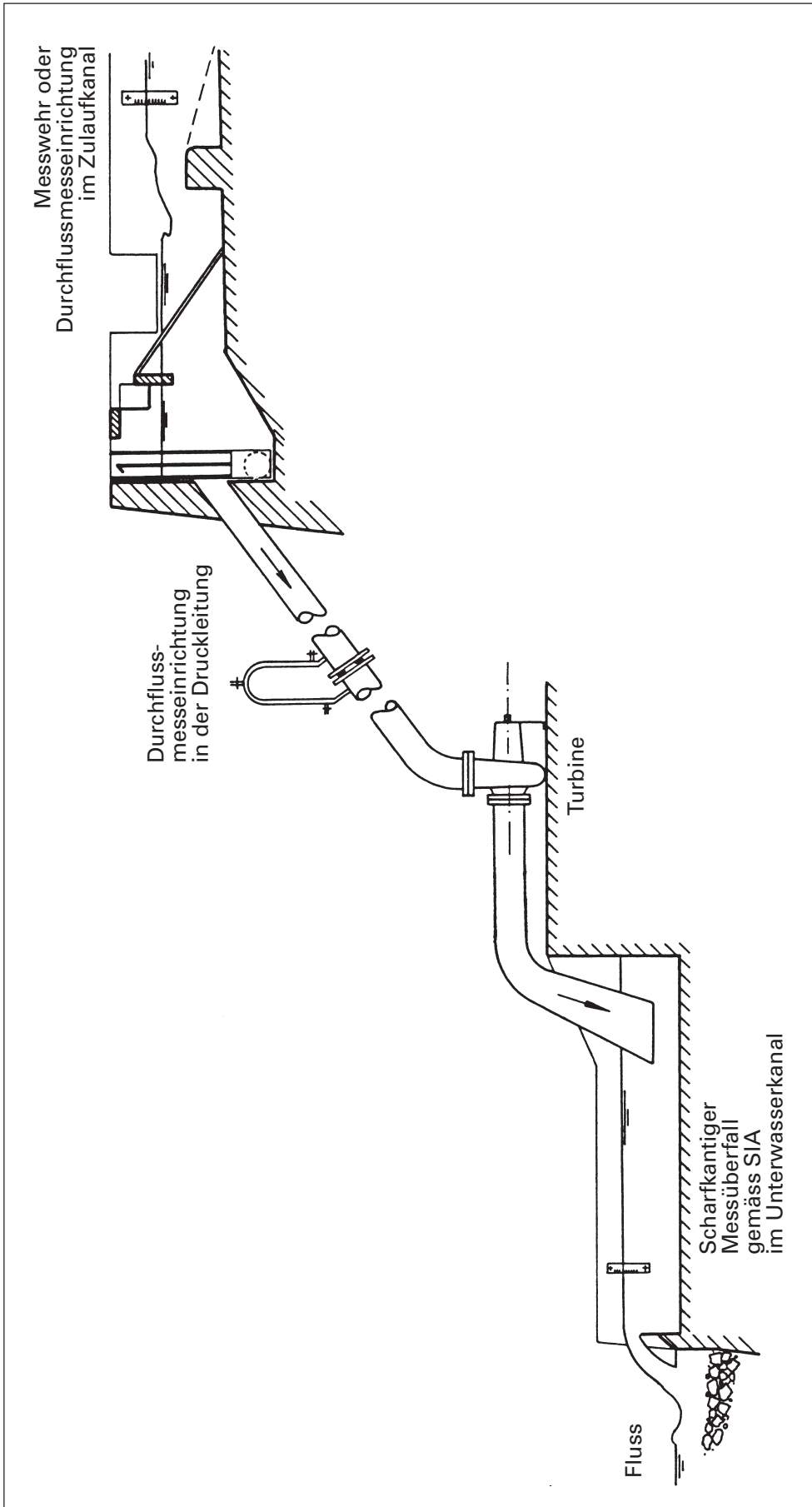
Im Idealfall liegt der Messwert im Bereich von 50 bis 75% des Skalenbereiches.

Beispiel:	Systemdruck:	6 bar
	gewählter Messbereich:	1 ... 10 bar
	Genauigkeitsklasse:	1.0
	Messfehler:	ca. 2% ($1\% \cdot 10/6 = 1.7\%$)

7.4.5 Messung des Volumenstroms

Die Messung des Volumenstroms mit genügender Genauigkeit ist die schwierigste Aufgabe.

Es wird empfohlen, diese Frage bereits im Projektstadium zu behandeln. Oft ist es möglich, die Messungen durch geringfügige Anpassungen der wasserführenden Teile oder durch eine günstigere Linienführung der Druckleitung zu erleichtern und ihre Genauigkeit zu erhöhen.



Figur 7.4.5:
Mögliche Anordnung der Messstellen
für die Bestimmung des Volumenstroms
bei einem Kleinwasserkraftwerk

Unter den verschiedenen Möglichkeiten sind zu erwähnen:

- geradliniger, ausreichend langer Unterwasserkanal von rechteckigem Querschnitt mit Messüberfall nach SIA (Messgenauigkeit ca. 2%);
- geradlinige, ausreichend lange Messstrecke in der Rohrleitung, welche den Einbau einer konventionellen Druckdifferenzmessung (Messblende, Venturidüse) oder einer elektronischen Messeinrichtung erlaubt (magnetisch-induktiv, Ultraschall) mit einer Genauigkeit von ca. 2%);
- Messüberfall oder Messwehr im Freispiegelkanal oberhalb des Wasserschlosses.

Insbesondere im Bereich der Wasserzuleitung sind auch folgende Lösungen möglich:

- Speicher mit definierter Form und bekanntem Inhalt: volumetrische Messung über die Pegelstandsänderung innerhalb eines bestimmten Zeitabschnittes;
- Flügelradzähler (Woltmannzähler, Wasseruhr).

Figur 7.4.5 zeigt verschiedene Anordnungen zur Messung des Volumensstroms bei Kleinwasserkraftwerken.

7.4.6 Messung der elektrischen Leistung an den Generatorklemmen

Mit ausreichender Genauigkeit (ca. 1%) kann die elektrische Leistung auf folgende Weise bestimmt werden:

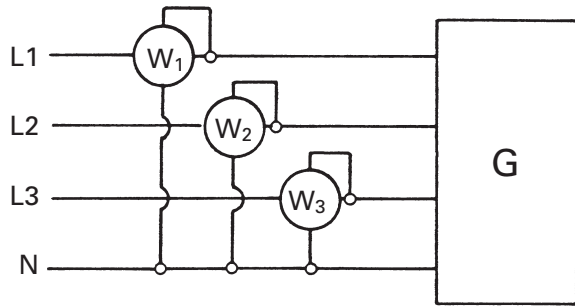
- a) mit Hilfe von zwei oder drei geeichten Wattmetern, die gemäss Figur 7.4.6 anzuschliessen sind;
- b) durch einen geeichten kWh-Zähler, der die vom Generator erzeugte Leistung aufsummiert.

Als Messorgan dient in der Regel eine rotierende Scheibe, deren Drehzahl proportional zur erfassten Leistung ist.

Die Leistung wird folgendermassen bestimmt:

- Zählerkonstante X des Zählers notieren (X = Anzahl Umdrehungen der Scheibe pro kWh);
- Zeit T [sec] für eine bestimmte Anzahl Umdrehungen N der Zählerscheibe mittels Stoppuhr messen. T sollte zwischen 60 und 120 Sekunden liegen;
- Wirkleistung berechnen:

$$P_{el} = 3600 \cdot N / (X \cdot T) \quad [\text{kWh}]$$



$$P_{el} = P_1 + P_2 + P_3$$

3 Wattmeter zwischen 3 Phasen mit Nulleiter

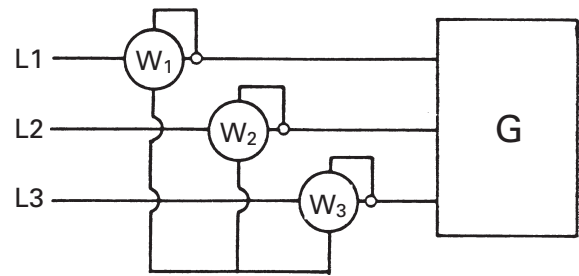
L1, L2, L3 Leiter/Phasen

N Nulleiter

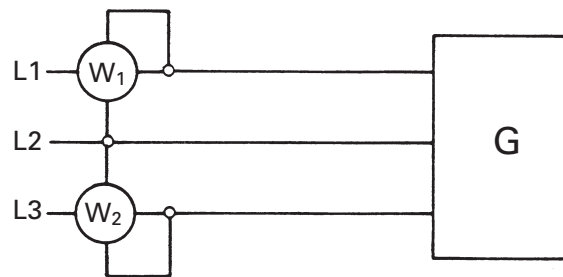
G Generator

W₁, W₂, W₃ Wattmeter

P₁, P₂, P₃ mit Wattmeter gemessene Leistungen



3 Wattmeter zwischen 3 Phasen ohne Nulleiter



$$P_{el} = P_1 + P_2$$

2 Wattmeter zwischen 3 Phasen ohne Nulleiter

Figur 7.4.6:
Messung der elektrischen
Leistung eines Generators mit
Hilfe von Wattmetern

7.5 Normen und Richtlinien

CEI –Commission électrique internationale
3, rue de Varembe, case postale, 1211 Genève 20
Tél. 022/919 02 11

Essai de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et de pompes-turbines en vue de déterminer leurs performances. N° de référence: CEI/IEC 41: 1992

Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagement hydroélectriques. N° de référence: CEI/IEC 1116: 1992

Code international concernant les essais de réception sur modèles de turbines hydrauliques. N° de référence: CEI/IEC 193: 1972

Code international d'essai des régulateurs de vitesse pour turbines hydrauliques. N° de référence: CEI/IEC 308: 1970

SEV / ASE – Schweizerischer Elektrotechnischer Verein
Luppenstrasse 1, 8320 Fehraltdorf
Tel. 01/956 12 22

Schweizerische Regeln für hydraulische Maschinen
(Wasserturbinen, Speicherpumpen, Pumpenturbinen)
SEV 3055.1974; SNV-Reg. Nr. 413 055

Guide pour la réception, l'exploitation et l'entretien
des turbines hydrauliques
SEV / ASE 3331.1979; SNV-Reg. Nr. 413 331

Evaluation de l'érosion de cavitation dans les turbines, les pompes d'accumulation et les pompes-turbines hydrauliques
SEV / ASE 3429.1980, SNV-Reg. Nr. 413 429

Französische Normen:

Turbines hydrauliques de petite puissance – Essais de réception sur place
N° de référence: NF E 44-502/1991

Turbines hydrauliques de petite puissance – Essais sur plate-forme
N° de référence: NF E 44-501/1991

Literaturverzeichnis

- {1} Bretschneider H., Lecher K., Schmidt M. (Hrsg.):
Taschenbuch der Wasserwirtschaft
Verlag Paul Parey, Hamburg, 1982

- {2} Naudascher E.:
Hydraulik der Gerinne und Gerinnebauwerke
Springer-Verlag, Wien, New York, 1992

- {3} Press H., Schröder R.:
Hydromechanik im Wasserbau
Verlag von Wilhelm Ernst & Sohn, Berlin, München, 1966

- {4} Dracos T.:
Hydraulik
Verlag der Fachvereine Zürich, Zürich, 1990