Pumpen als Turbinen

Die Erfahrung, dass Pumpen auch rückwärts laufen können und plötzlich eine gewisse Eigendynamik entwickeln, hat sicher jeder schon gemacht, der sich über einen längeren Zeitraum mit Pumpen praktisch beschäftigt hat. Da liegt es natürlich auf der Hand, Pumpen auch zur Energieerzeugung zu nutzen.

Sven Baumgarten
Wolfgang Guder

Strömt Fördermedium, gewollt oder ungewollt, gegen die Pumprichtung vom Druck- zum Saugstutzen, kehrt sich die Drehrichtung des Laufrades um. Ist die am Druckstutzen anliegende Druckenergie (Fallhöhe) groß genug, um das Losbrechmoment von Laufrad und Welle zu überwinden, kann man mit diesem Drehmoment einen Generator antreiben. Die Pumpe gibt an der Welle ein Drehmoment ab. In diesem „3. Quadranten“ ihres vollständigen Kennfeldes (Bild 1) unterscheidet sich die „Pumpe als Turbine“ (pump as tur-bine, PAT) dann von der „echten“ Wasserturbine nur noch dadurch, dass sie gewöhnlich nicht ganz die Wirkungsgrade erreicht, die mit klassischen *Francis-* oder *Kaplanturbinen* möglich sind. In Bild 2 sind die prinzipiellen Kennlinien für Pumpen- und Turbinenbetrieb gegenübergestellt. Die Kurve „M = 0“ bezeichnet die so genannte „Leerlaufkennlinie“. Es wird kein Moment an der Welle abgenommen. Die Pumpe (Turbine) dreht ungebremst frei durch. Mit „n = 0“ bezeichnet man die Widerstands- oder Festbremskennlinie. Hier wird die Maschine zwangsdurchströmt, ohne dass sich die Welle dreht. Zwischen diesen beiden Grenzkurven findet der „normale“ Turbinenbetrieb statt. Zu dieser Betriebsweise einer Kreiselpumpe kann es auf verschiedene Art und Weise kommen:

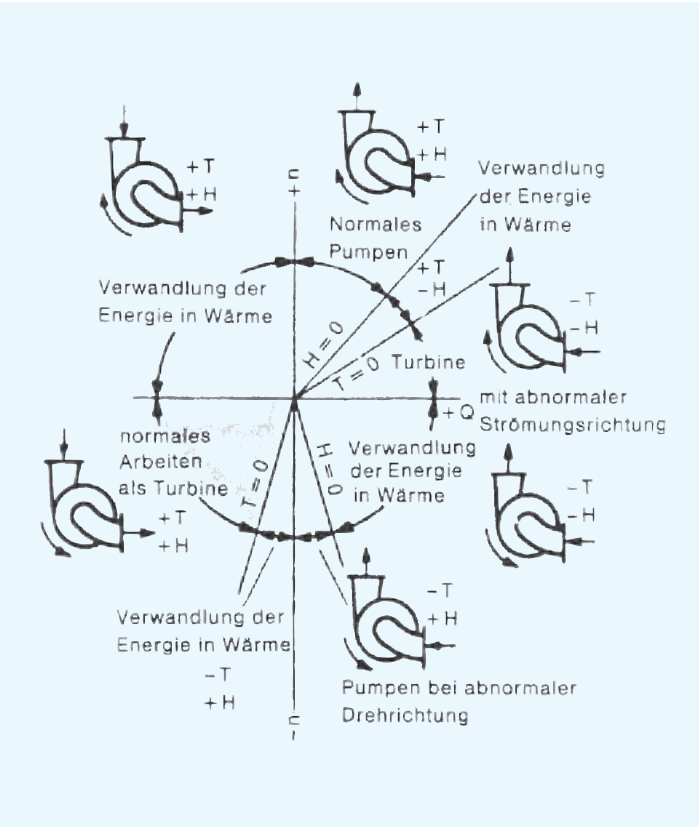


Bild 1: 4-Quadranten-Kennfeld (schematisch)

Unbeabsichtigte Strömungsumkehr

Mehrere Pumpen arbeiten parallel in das gleiche druckseitige System. Es kommt zu einem Schadensfall an einer der Pumpen – beispielsweise zum Wellenbruch zwischen Pumpe und Motor oder zu einer plötzlichen Spannungsunterbrechung. Beim Fehlen einer Rücklaufsperre oder eines Rückschlagventils kehrt sich die Strömung um, und die Pumpe wird rückwärts durchströmt. Diese Situation ist natürlich ungewollt und muss bei entsprechend gefährdeten Anlagen unbedingt vermieden werden.

Beabsichtigte rückwärtige Durchströmung

Auf der anderen Seite gibt es Anwendungen, bei denen bewusst Pumpen als Turbinen eingesetzt werden. Oft ist die zu erwartende „Ausbeute“ eines vorhandenen *Wasserkraftpotenzials* zu gering, um die Anschaffungskosten einer teuren,

 © KSB Aktiengesellschaft

„echten“ Wasserturbine zu amortisieren. Hier bieten sich rückwärtslaufende Kreiselpumpen an. Diese stehen dank großer Fertigungsstückzahlen kostengünstig zur Verfügung. Einen etwas schlechteren Wirkungsgrad nimmt man für den niedrigen Anschaffungspreis in Kauf. Das an der Welle verfügbare Moment kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden (Bild 3). Die häufigste Anordnung ist die oben erwähnte Kopplung von PAT und Generator. Hier wird die Drehzahl von der elektrischen Netzfrequenz vorgegeben. Beim Einsatz eines vierpoligen Drehstrom-Generators muss sie zum Beispiel genau 1.500 Umdrehungen pro Minute betragen, will man eine Frequenz von 50 Hz generieren. Mehr Spielraum für die Drehzahl der PAT erreicht man, wenn man Frequenzumrichter mit entsprechenden Einspeiseschaltungen einbaut. Diese sind heute nicht mehr so teuer und erlauben es, einen größeren Lastbereich abzudecken. Neben den vorgestellten Lösungen gibt es auch die Möglichkeit, eine PAT und eine Arbeitsmaschine direkt miteinander zu koppeln, ohne dass ein Motor oder ein Generator die Drehzahl vorgibt. Eine solche Anwendung wird zurzeit in Indonesien realisiert.

Nutzung unterirdischer Karstfließgewässer

Auf der indonesischen Insel Java gibt es ein weit verzweigtes System von unterirdischen Karsthöhlen. Während an der Oberfläche, besonders zur Trockenzeit, ein Mangel an Trink- und Nutzwasser herrscht, ist in diesen Höhlen viel Wasser vorhanden. Ziel eines aktuellen, interdisziplinären *Verbundforschungsprojektes* ist es, diese so genannten „Karstfließgewässer“ wirtschaftlich zu nutzen. Dazu staut man – wie aus Bild 4 ersicht-

Wasserkraftpotenzial: ergibt sich proportional aus dem Produkt von Fallhöhe x Abflussmenge.

Verbundforschungsprojekt: Nähere Informationen zu diesem Projekt, das maßgeblich von der Uni Karlsruhe initiiert worden ist und vom BMBF öffentlich gefördert wird, finden sich unter: **www.hoehlenbewirtschaftung.de**

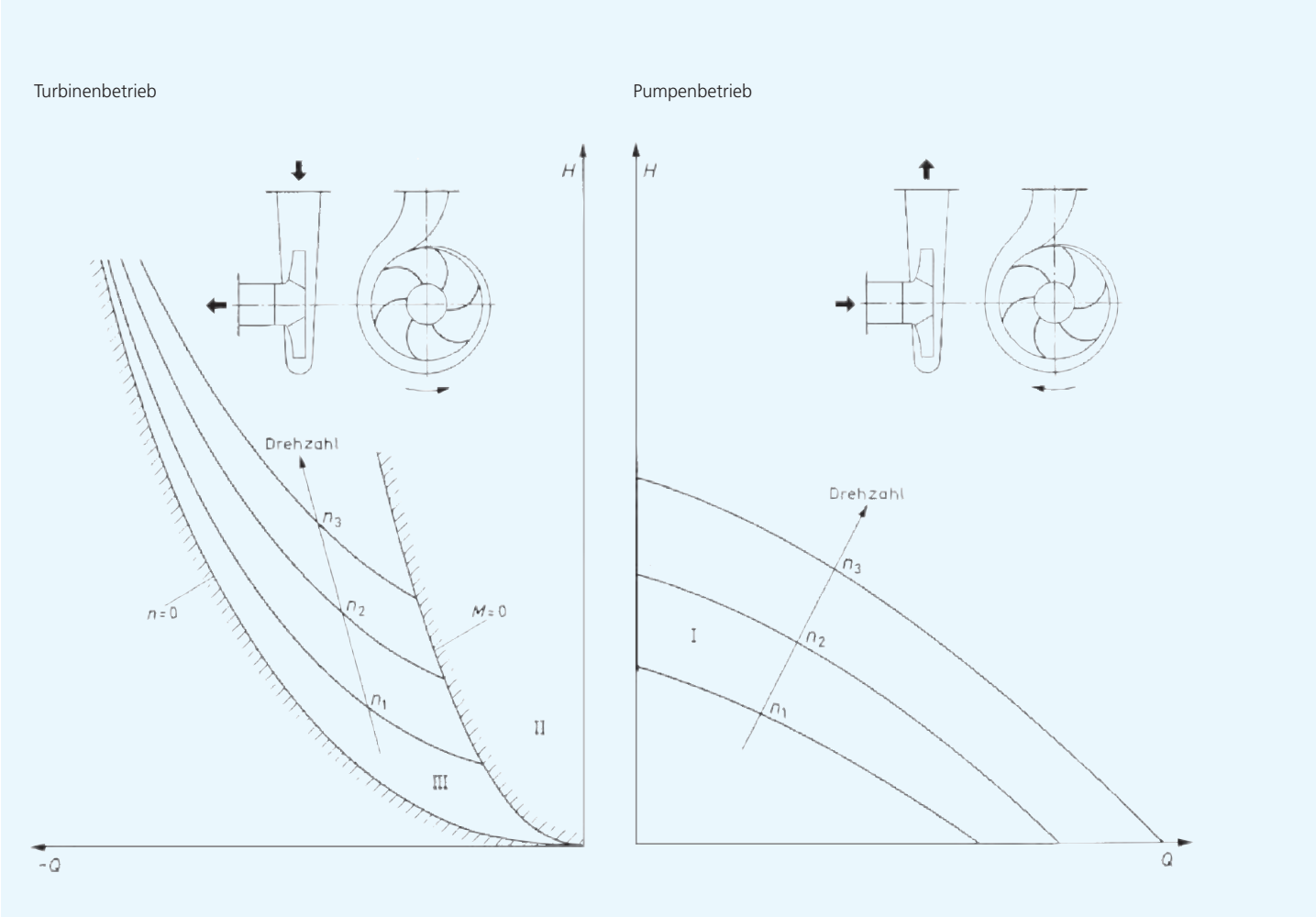


Bild 2: Kennlinien Turbinenbetrieb / Pumpenbetrieb

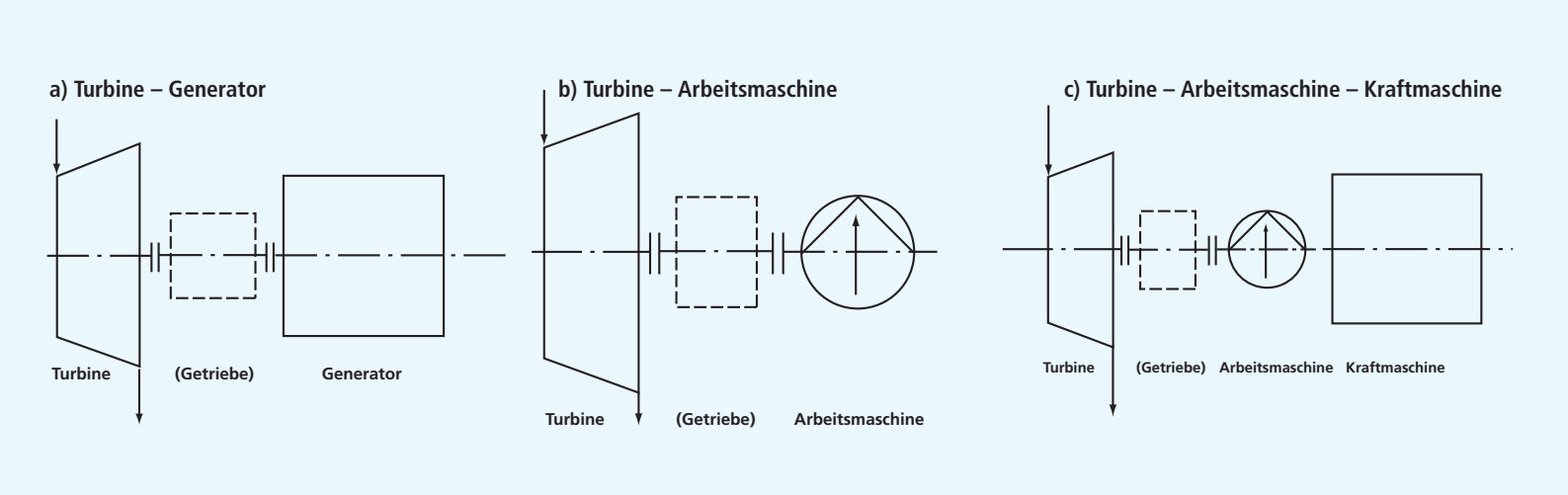


Bild 3: Anordnungsbeispiele

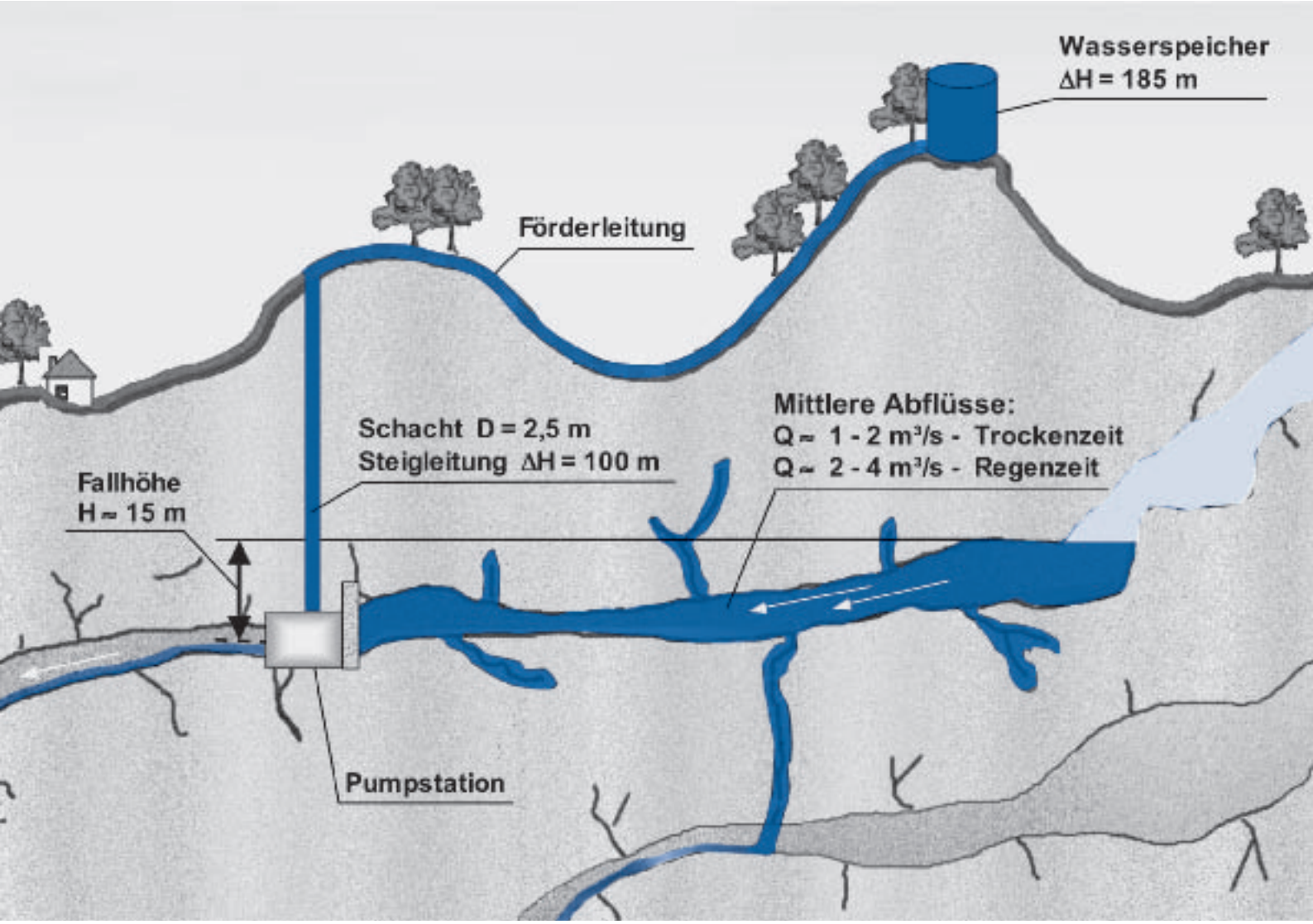


Bild 4: Schematische Darstellung der Anlage auf Java

lich – ein solches unterirdisches Flusssystem an einer geeigneten Stelle auf. Mit der verfügbaren potenziellen Energie pumpt man einen Teil des Wassers an die Oberfläche in einen Hochbehälter. Da die „Pumpstation“ rund 100 m unter Tage liegen wird und die Anbindung an das elektrische Versorgungssystem der Insel Java erst in einer späteren Ausbaustufe geplant ist, liegt es nahe, die Förderpumpen direkt durch Turbinen anzutreiben. Für diese steht nach einer Analyse des örtlichen Höhlensystems eine Fallhöhe von etwa 15 m zur Verfügung. Dabei können die Abflussmengen zwischen 1,0 und 4,0 m^3/s Wasser variieren.

Abschätzung der „Wasserausbeute“

Entscheidend für den Betrieb des Gesamtaggregats ist die „Leistungsgleichheit“ an den jeweiligen Wellenenden von PAT und Pumpe. Dort sind die beiden Maschinen über Kupplungen und gegebenenfalls ein Getriebe starr miteinander verbunden. Ist die PAT zu schwach, bringt die angeschlossene Pumpe nicht die erforderliche Förderhöhe. Bringt sie zu viel Leistung, wird Energie verschwendet oder die Pumpe wird überlastet. Vernachlässigt man zunächst die Verluste in Kupplungen und Getriebe, so sieht die Leistungsbilanz wie folgt aus:

$$P_{Turbine} = P_{Pumpe}$$

$$P_{Turbine} = \rho \cdot g \cdot Q_T \cdot H_T \cdot \eta_T$$

$$P_{Pumpe} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_P \cdot H_P}{\eta_P} \qquad (1)$$

Die Fallhöhe H_T der Turbine beträgt 15 m, die Förderhöhe H_P der Pumpe ist auf 190 m projektiert (Bild 4). Nimmt man einen vorläufigen Turbinenwirkungsgrad von 80 Prozent und einen Pumpenwirkungsgrad von 75 Prozent an, so ergibt sich damit je 1,0 m^3/s Turbinendurchfluss (minimaler Abfluss während der Trockenzeit) eine effektive Fördermenge der Hochdruckpumpe von

$$Q_P = 0{,}048\ m^3/s = 48\ \text{Liter / Sekunde}.$$

Bild 5: Laufrad EN R 300-340, bearbeitet für PAT-Anwendung

Dieser Wert erscheint gering, er reicht aber aus, um über 50.000 Bewohner im Umkreis der Höhle mit 80 Litern Wasser pro Kopf und Tag zu versorgen. Diese Menge ist vergleichsweise hoch, bedenkt man, dass die Wasserversorgung der Bevölkerung während der Trockenzeit oft unter 10 Litern pro Kopf und Tag liegt. Außerdem hat das Höhlenwasser fast Trinkwasserqualität und ist damit erheblich sauberer als das übrige, in Zisternen oder offenen Becken an der Oberfläche gesammelte Wasser.

Entwicklung „PAT-Pumpe-Modul“

Um die geforderte Aufgabe zu erfüllen, wurde ein Modul entwickelt, das eine PAT, ein Getriebe und eine Hochdruckpumpe auf einer Grundplatte vereinigt (Modul 1). Eine übergeordnete Forderung an das Gesamtprojekt war es, nur „angepasste“ Technologie zur Verfügung zu stellen. Bezüglich der Komponenten bedeutet das, dass nur bewährte Standardmaschinen zum Einsatz kommen, die für ihre Aufgabe kombiniert werden. Als Turbine dient eine große, einstufige ETANORM-Spiralgehäusepumpe (R 300-340) mit halbaxialem Laufrad. Die Maschine ist robust und „schluckt“ bei der projektierten Fallhöhe von 15 Metern etwa 375 Liter Wasser pro Sekunde. Nach einer besonderen me-

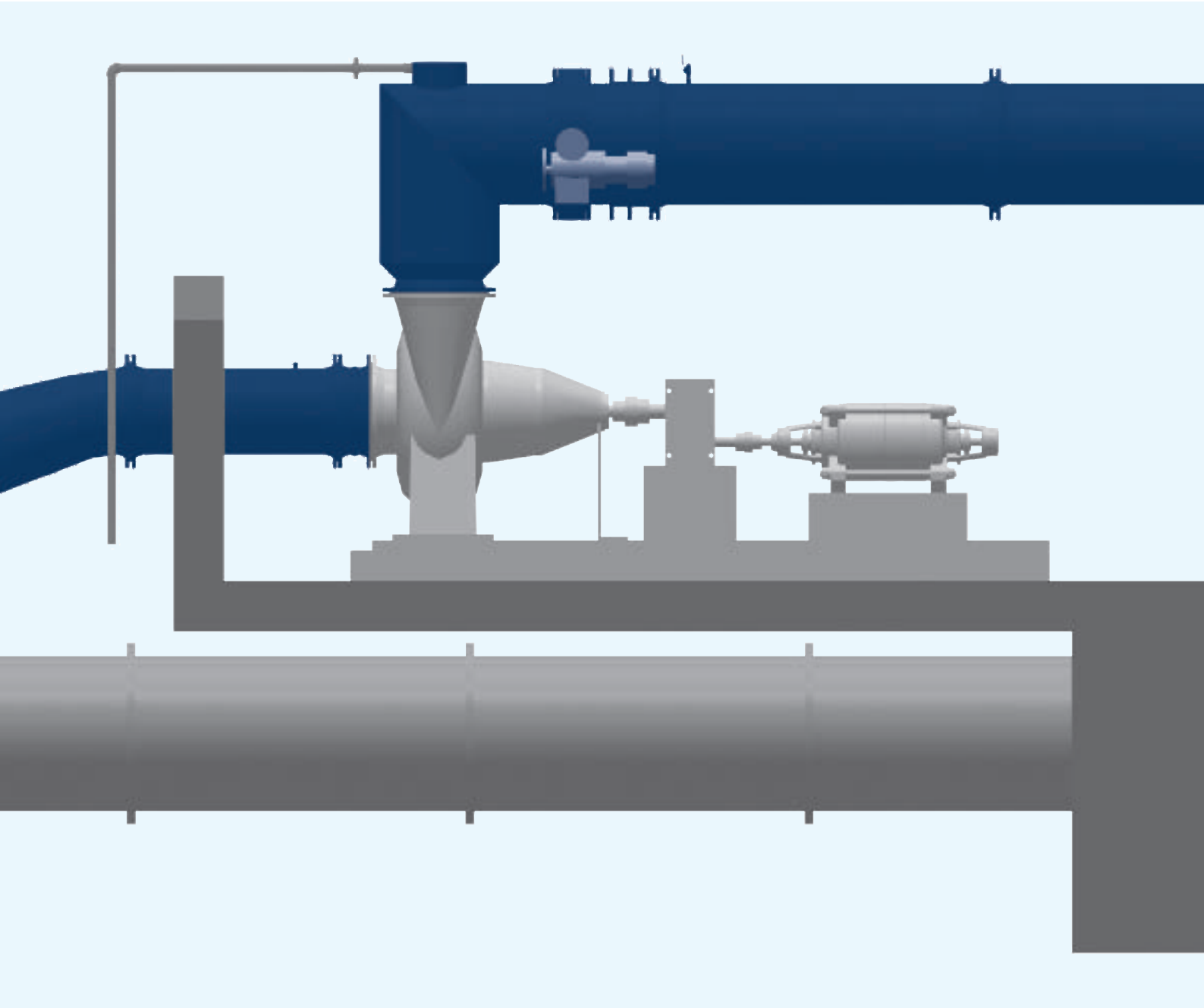


Bild 6: Modul 3 in Seitenansicht (Einbauzustand Höhle)

chanischen Bearbeitung des Laufrades (Bild 5) hinsichtlich Oberflächengüte und Profilierung der Eintrittskante erreicht sie im Turbinenbetrieb 81 Prozent Wirkungsgrad. An der Welle kann sie rund 45 kW Leistung zum Pumpenantrieb abgeben. Dabei dreht sie mit etwa 1.200 Umdrehungen pro Minute. Um die Baugröße und die Stufenzahl der Hochdruckpumpe zu beschränken, verdoppelt ein Getriebe mit einem Übersetzungsfaktor (1 zu 1,83) nahezu die Drehzahl. Zum Erreichen der Förderhöhe von H = 190 m kommt eine mehrstufige Gliederpumpe zum Einsatz (Multitec D 65/09, Hydr. 6.1), die dann im Nennpunkt bei ca. 2.200 Umdrehungen pro Minute läuft und knapp 17 Liter Wasser pro Sekunde in den Hochbehälter fördert. Die einzelnen Komponenten sind im Entwicklungsprüffeld (Bild 7) sowohl einzeln als auch im späteren Komplettaufbau (Bild 6) eingehend

 © KSB Aktiengesellschaft

untersucht worden. Alle spezifizierten Förderdaten hat „Modul 1“ problemlos erreicht. Trotz des Fehlens eines „drehzahlstützenden“ Generators arbeitet das Modul in allen eingestellten Lastpunkten ausgesprochen laufruhig und stabil. Selbst unter der Extrembedingung, dass ein Aufstauen in der Höhle nur bis H = 10 m Fallhöhe möglich ist, liefert das Modul Nutzwasser an die Oberfläche.

Ausblick

Auch wenn während der Trockenzeit nur die minimale Abflussmenge von ca. 1,0 m^3/s anfällt, können problemlos zwei bis drei der beschriebenen Module eingesetzt werden und den Hochbehälter ständig mit Wasser versorgen. Im Jahresmittel dagegen wird das nutzbare Wasserangebot deutlich größer sein, so dass bereits in der jetzigen Planungsphase der unterirdischen „Pumpstation“ ein späterer Ausbau vorgesehen ist. Bewährt sich „Modul 1“, können weitere Komplettaggregate in der Höhle installiert werden. Diese sind dem ersten Modultyp hydraulisch ähnlich, fallen aber entsprechend größer aus („Modul 3“). Wie aus Bild 8 hervorgeht, sind insgesamt drei dieser großen Module räumlich vorgesehen. Dabei wird man zwei zum direkten Pumpenantrieb und eines eventuell zur Stromerzeugung nutzen. Darüber hinaus stattet man die Höhle bereits im ersten Ausbauzustand mit einem kleinen Aggregat zur „Eigenstromversorgung“ („Modul 2“) aus. Es soll einen 10-kW-Synchrongenerator, der im so genannten *Inselbetrieb* arbeitet, mit der nötigen Antriebsenergie versorgen.

Regelbare Leiteinrichtung fehlt

Ein wesentlicher Nachteil von Pumpen als Turbinen ist – anders als bei Francis- und Kaplan-Wasserturbinen – das Nichtvorhandensein einer regelbaren Leiteinrichtung zur Anpassung an ein schwankendes Wasserangebot. Dieses Problem ist durch die Verwendung mehrerer und größenmäßig unterschiedlicher Aggregate umgangen worden. Es ermöglicht, mit einem Minimum an Regelaufwand immer genau so viele Module wirtschaftlich in Betrieb zu haben, wie Wasser da ist. In Kombination mit der Verwendung robuster und in hohen Stückzahlen bewährter Pumpen

Inselbetrieb: Bei einem so genannten „Inselbetrieb“ gibt es kein übergeordnetes Stromnetz, das den Generator stützen könnte. Das bedeutet, man muss besondere elektrotechnische Vorkehrungen treffen, damit man auch eine Netzfrequenz von exakt 50 Hz erreicht.

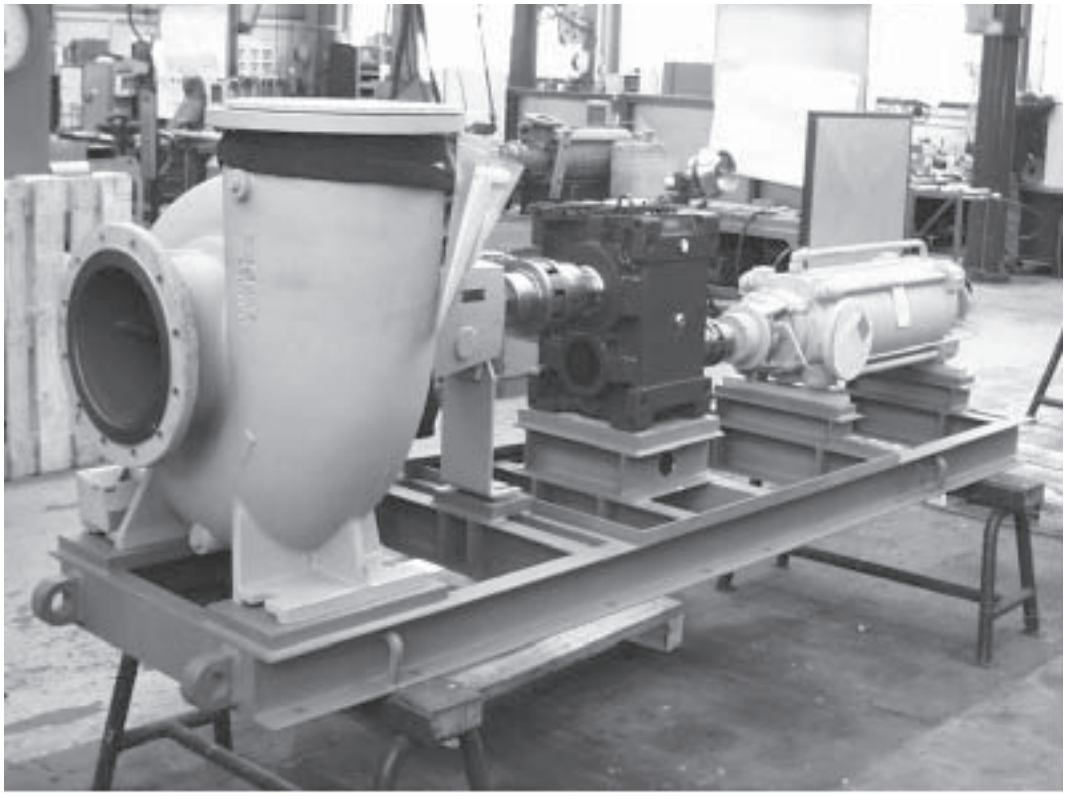


Bild 7: Modul 1 im Montagezustand

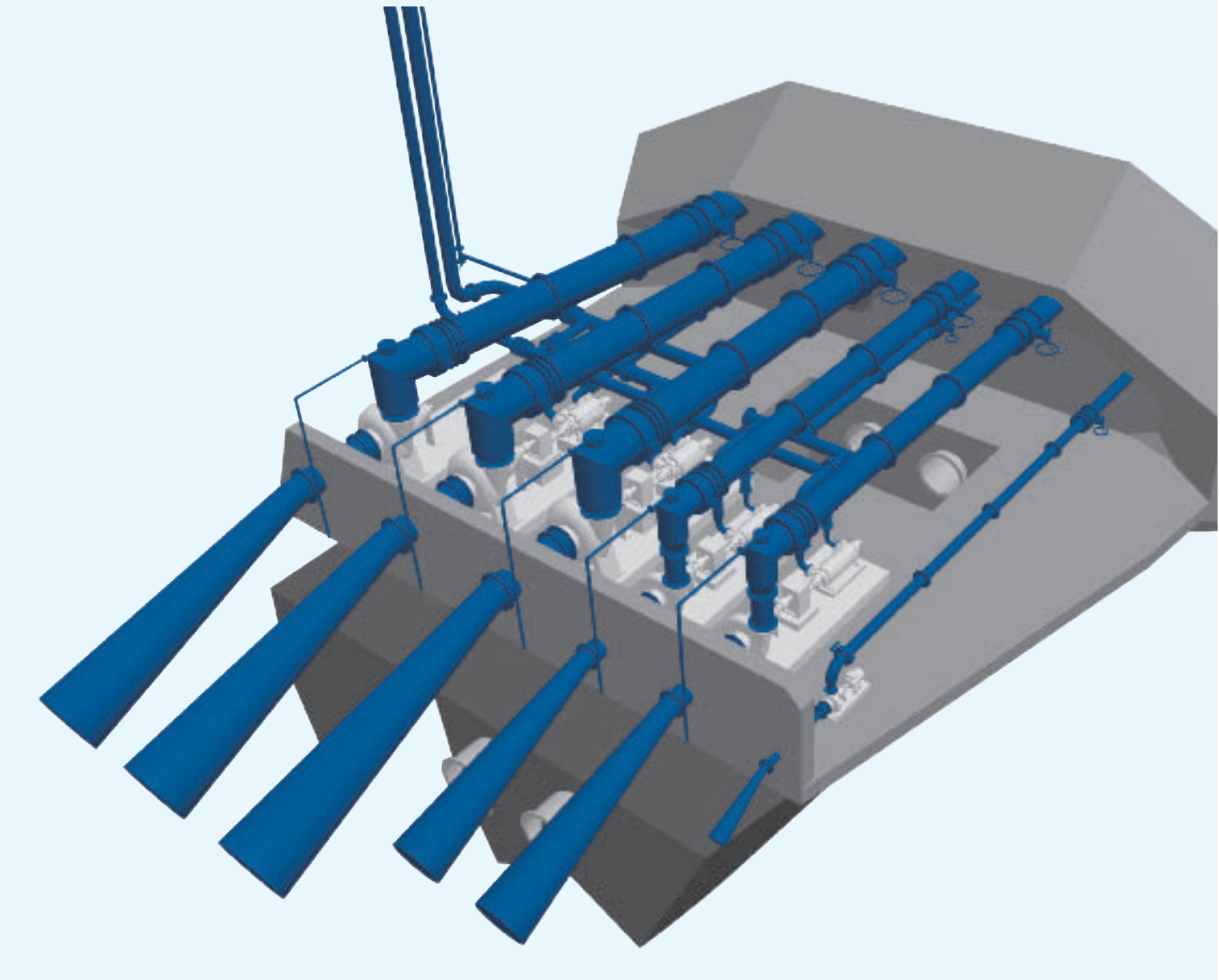


Bild 8: Projektierter Endzustand

ist damit eine technische Lösung geschaffen, die der Aufgabe und den Randbedingungen vor Ort perfekt „angepasst“ ist.

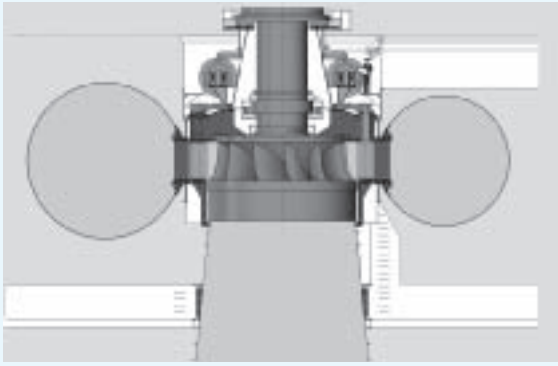
Resümee

Der Wunsch, „normale“ Kreiselpumpen als Turbinen einzusetzen, taucht mit großer zeitlicher Regelmäßigkeit vor allem im Zusammenhang mit alternativer Energiegewinnung auf. Die deutlich günstigeren Anschaffungskosten gegenüber richtigen Wasserturbinen legen diesen Gedanken nahe. Die fehlende verstellbare Leiteinrichtung erschwert aber im laufenden Betrieb die Anpassung an Schwankungen der Zulaufmenge. Im Beispiel „Indonesien“ konnte dieses Problem durch die Aufteilung des Gesamtvolumenstromes auf fünf Einheiten gelöst werden, die kaskadenartig zu- oder abgeschaltet werden. Damit sinkt zwar der Kostenvorteil, den die „PAT-Lösung“ gegenüber einer einzigen Turbine bietet, es bleibt allerdings der Vorteil der angepassten Technologie. Pumpen sind deutlich einfacher in Wartung und Handhabung als „echte“ Turbinen.

 © KSB Aktiengesellschaft

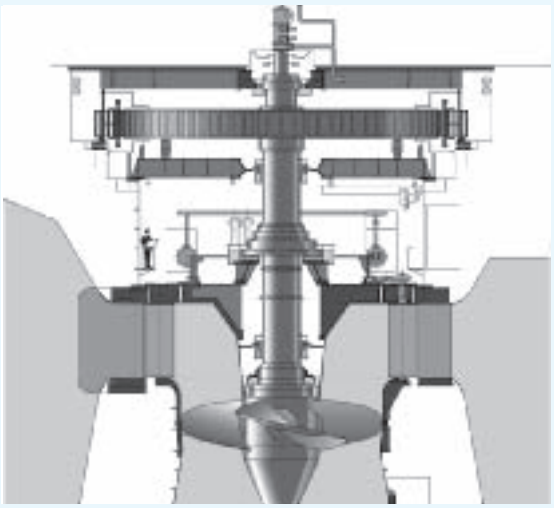
Francisturbine:

Die Francis-Turbine wurde 1849 von dem angloamerikanischen Ingenieur James B. Francis entwickelt und ist weltweit am weitesten verbreitet. Das Wasser strömt durch einen Leitapparat mit verstellbaren Schaufeln auf die räumlich gekrümmten Schaufeln des Laufrades zu. Die Wasserzufuhr erfolgt zumeist über ein Spiralgehäuse, hinter dem Laufrad ist dann ein so genanntes „Saugrohr" angeordnet. Die Turbinen werden in der Regel bis zu Fallhöhen von 500 m eingesetzt.



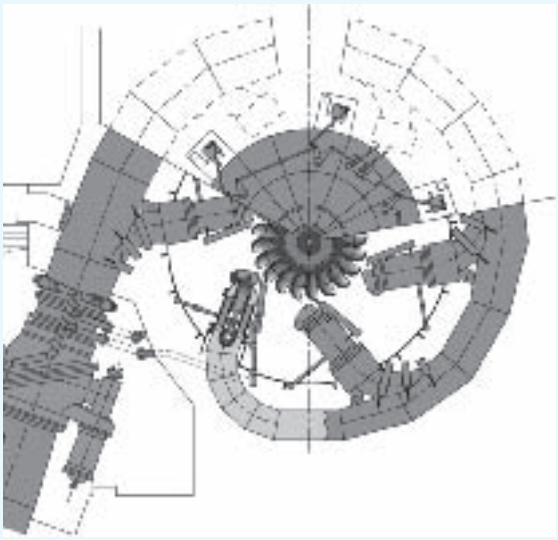
Kaplanturbine:

Die Kaplan-Turbine wurde 1913 vom österreichischen Ingenieur Viktor Kaplan entwickelt. Das Laufrad gleicht bei der Kaplan-Turbine einem Schiffspropeller, dessen Flügel verstellbar sind. Es wird von Wasser umströmt und treibt einen Generator an. Drehbare Leitschaufeln sorgen dafür, dass das Wasser immer optimal auf die Schaufeln des Laufrades trifft. Durch die außerdem verstellbaren Laufradschaufeln kann man die Kaplanturbine doppelt regulieren. Dadurch wird sie besser auf die jeweilige Wassermenge und Fallhöhe eingestellt. Sie eignet sich besonders für Flüsse, bei denen große Wassermengen mit geringem Gefälle zur Verfügung stehen. Vertikal eingebaute Kaplan-Turbinen werden in Flusskraftwerken für Fallhöhen bis maximal 65 m eingesetzt.



Peltonturbine:

Die Peltonturbine wurde im Jahr 1879 von dem amerikanischen Ingenieur Lester Pelton konstruiert. Sie ist eine so genannte „Freistrahlturbine" und nutzt die kinetische Energie des aufgestauten Wassers. In einer Peltonturbine strömt das Wasser mit hoher Geschwindigkeit aus einer oder mehreren Düsen auf die Schaufeln des Laufrades. Vor dem Austritt aus der Düse hat das Wasser einen Druck von bis zu 200 bar. Im Strahl selbst herrscht normaler Atmosphärendruck. Das bedeutet, die Düse wandelt die potenzielle Energie des Wassers vollständig in kinetische Energie um. Am Laufrad selbst ändert sich der Druck nicht mehr. Die Peltonturbine ist daher eine Gleichdruckturbine.
Jedes der bis zu 40 Schaufelblätter ist in zwei Halbschaufeln geteilt, so genannte „Becher". In deren Mitte trifft der aus den Düsen kommende Wasserstrahl tangential auf und übergibt seine kinetische Energie durch Impulsaustausch an das becherbestückte Laufrad. Die Becher leiten das Wasser in die entgegengesetze Richtung um. Die Peltonturbine verbraucht je nach Bauart und Fallhöhe zwischen 20 und 8.000 Liter Wasser pro Sekunde. Die Drehzahlen können bis zu 3.000 Umdrehungen pro Minute betragen. Bei einer Fallhöhe von 1.000 m erreicht der Wasserstrahl dabei eine Geschwindigkeit von fast 500 km/h. Der Wirkungsgrad liegt bei 85 Prozent bis 90 Prozent und ist auch noch bei Teillast-Betrieb recht gut. Ihr Einsatzgebiet sind Wasserkraftwerke mit Fallhöhen bis zu 2.000 m bei geringen Wassermengen.



Mit freundlicher Genehmigung der Voith Siemens Hydro Power Generation GmbH & Co. KG