

Gerhard Laher

Neubau einer Wasserkraftanlage

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
eines Diplom-Ingenieurs

Studienrichtung: Wirtschaftsingenieurwesen Maschinenbau
Studienzweig: Energie- und Umwelttechnik F749

Technische Universität Graz
Fakultät für Maschinenbau und Wirtschaftswissenschaften

RWE Innogy GmbH
Essen

Prof. Dr.-Ing. Helmut Jaberg

Institut für hydraulische Strömungsmaschinen

Dr.-Ing. Michael Detering

RWE Innogy GmbH

Graz, im Oktober 2010

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....
(Unterschrift)

Kurzfassung

Das Wasserkraftwerk Schwammenauel verfügt über einen großen Speichersee mit einer Fallhöhe von 60 m. Ziel ist es, die bestehende Anlage mit 12 MW zur Bereitstellung von Reserveleistung zu nutzen und den natürlichen Zufluss durch einen angrenzenden Neubau abzarbeiten. Für diese Vermarktungsabsicht wird der Neubau projektiert.

Größere Maschinen erzielen höhere Einnahmen, da die Preisspitzen am Spotmarkt besser genutzt werden. Kleinere Turbinen sind in der Investition günstiger. Das wirtschaftliche Optimum liegt bei einer Ausbauleistung von 5,8 MW. Am Standort bestehen für die Neuanlage das Staubauwerk und ein Großteil der Zu- und Ableitung, sodass ein kostengünstiger Kraftwerksneubau realisiert werden kann. Auf Basis der Vorauslegung aller neu zu installierenden Komponenten können die Gesamtkosten mit EUR 5,2 Mio. angegeben werden.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Gesamtprojekts liefert derzeit ein enttäuschendes Ergebnis. Niedrige Preise für Reserveleistung und geringer als erwartete Kosteneinsparungen durch eigene Nutzung der Reserveleistung zur Bilanzkreisbesicherung führen in den meisten Szenarien zu geringen Kapitalwerten. Die sich laufend ändernde Marktsituation könnte in Zukunft eine Umsetzung ermöglichen. Gegebenenfalls ist das Projekt zum entsprechenden Zeitpunkt neu zu bewerten.

Abstract

The large reservoir of the 12 MW hydro power plant Schwammenauel should be used more efficient. Therefore, the site could be expanded and additional machines could be installed. This paper contains the conceptual layout of the new power plant from a technical and economic point of view. Sales of backup power provide additional revenues and self-collateralization of the accounting grid will realize significant cost savings.

The trade-off between bigger machines, which earn higher prices at energy spot markets and smaller machines with lower investment costs, defines the optimum size of 5.8 MW at a head of 60 m. Low costs can be achieved by using the existing dam as well as the feed line and the power grid connection. The preliminary layout of all new components delivers the necessary information for the cost estimation. Overall investment costs mount up to EUR 5.2 mio.

At the moment, the cost effectiveness calculation results in poor values. Low prices for backup power and far lower cost savings than expected make the business-case impossible. Volatile energy markets as seen in the past could change the economic conditions of the project. In this case, a new evaluation of the concept will be necessary.

Vorwort

“And what is a man without energy? Nothing - nothing at all.”

Mark Twain

So alt die Nutzung von Wasserkraft auch ist, so groß ist nach wie vor die Faszination dieser Form der Energiegewinnung. Die vollständige Konzeption einer Wasserkraftanlage durchzuführen, bot mir eine herausfordernde Aufgabe zum Studienabschluss. Das Projekt in Zusammenarbeit mit der RWE Innogy GmbH in Essen, Deutschland, durchzuführen, eröffnete die Chance, ein praxisnahes Objekt zu untersuchen.

Mein Dank gilt Prof. Dr. Helmut Jaberg, Institutsvorstand an der TU Graz und Dr. Michael Detering, Leiter des Asset Management der RWE Innogy GmbH, dafür, dass Sie mir diese Möglichkeit gegeben und mich während der Arbeit immer wertvoll unterstützt haben.

Herrn Stefan Höller, Mitarbeiter am Institut für hydraulische Strömungsmaschinen, danke ich für die Einführung in eine Simulationssoftware. Stellvertretend für alle Mitarbeiter der RWE Innogy und der Betriebsmannschaft, die zahlreiche Fragen zu verschiedensten Fachgebieten beantwortet haben, möchte ich meinen Betreuer Stefan Petermann dankend erwähnen. Besonders hervorheben möchte ich meinen Bürokollegen in Essen, Martin Eynck, den in der Bearbeitung einer ähnlichen Aufgabe vergleichbare Dinge beschäftigten, und der mir in angeregten Diskussionen oftmals neue Blickwinkel eröffnete.

Abschließend danke ich meiner Freundin Silvia für ihr Verständnis und ihre Unterstützung während der langen Zeit meiner Abwesenheit. In gleicher Weise danke ich meiner Familie und meinen Eltern, die mir all das gaben und beibrachten was man in seiner Ausbildung nicht erfährt und was doch im Leben oft viel schwerer wiegt.

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
1.1	AUSGANGSSITUATION	2
1.2	ZIELSETZUNG	3
1.3	GRUNDLAGEN	3
1.3.1	<i>Energetische Betrachtung und Aufbau von Wasserkraftanlagen</i>	3
1.3.2	<i>Turbine</i>	6
1.4	METHODIK	7
2	ANALYSE DES BESTANDBAUWERKS	9
2.1	RANDBEDINGUNGEN AM STANDORT	9
2.1.1	<i>Zufahrt</i>	10
2.1.2	<i>Fundament</i>	10
2.1.3	<i>Netzanbindung</i>	11
2.2	KRAFTWERKSZULEITUNG	12
2.2.1	<i>Allgemeines zur Verlusthöhenberechnung</i>	12
2.2.2	<i>Verlusthöhe der bestehenden Zuleitung</i>	14
2.3	ZUSAMMENFASSUNG	16
3	BESTIMMUNG DES OPTIMALEN AUSBAUDURCHFLUSSES	17
3.1	MODELLIERUNG	17
3.2	HYDROLOGIE	17
3.3	BETRIEBSSTRATEGIE	20
3.4	VERMARKTUNG	21
3.4.1	<i>EEG-Einspeisevergütung</i>	22
3.4.2	<i>Wholesale – Verkauf am Spotmarkt</i>	23
3.5	INVESTITIONSKOSTEN	25
3.6	ERGEBNISSE DER INVESTITIONSRECHNUNG	27
3.7	WERKLEISTUNGSPLAN	31
3.8	ZUSAMMENFASSUNG	32
4	TECHNISCHE UMSETZUNG	33
4.1	DRUCKROHR	33
4.1.1	<i>Berechnung des optimalen Durchmessers</i>	33
4.1.2	<i>Glasfaserverstärkter Kunststoff GFK</i>	35
4.1.3	<i>Stahl</i>	36
4.1.4	<i>Holz</i>	36
4.1.5	<i>Kostenaufstellung und Bewertung</i>	37
4.2	VERSCHLUSSORGANE UND SICHERHEITSKONZEPT	38
4.2.1	<i>Anordnung der Verschlussorgane</i>	38
4.2.2	<i>Auswahl des neuen Verschlussorgans</i>	39
4.2.3	<i>Belastungen und Schließzeiten - Druckstoßrechnung</i>	40
4.2.4	<i>Festigkeitsrechnung und Druckrohrwandstärke</i>	47
4.3	TURBINE UND GENERATOR	48

4.3.1	Nettofallhöhe der Turbine	48
4.3.2	Bestimmung des Maschinentyps	48
4.3.3	Variante 1: Eine Francismaschine mit $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$	50
4.3.4	Variante 2: Zwei Francismaschinen mit je $Q = 5,5 \text{ m}^3/\text{s}$	51
4.3.5	Vergleich und Bewertung der Varianten	51
4.3.6	Technische Daten der Hersteller zur Turbine	53
4.3.7	Generator	54
4.3.8	Kostenaufstellung und Bewertung	55
4.4	MITTELSPANNUNGSSCHALT- UND TRAFEOANLAGE	56
4.4.1	Netzbelastung der Kraftwerksableitung	56
4.4.2	Aufbau und Kostenaufstellung	56
4.5	GESTALTUNG DES KRAFTHAUSES	57
4.5.1	Bauvorbereitung	57
4.5.2	Anordnung der Maschine	59
4.5.3	Position und Anbindung des Krafthauses	60
4.5.4	Kostenaufstellung Bauarbeiten	61
4.6	GESAMTKOSTEN	62
4.7	BEWERTUNG	63
4.7.1	Investitionskennzahlen	63
4.7.2	Validierung der Kostenkurve	63
4.8	ZUSAMMENFASSUNG	64
5	WIRTSCHAFTLICHKEIT DES GESAMTPROJEKTS	65
5.1	VERMARKTUNG DER ALTANLAGE – REGENERATIVE BILANZKREISBESICHERUNG	65
5.1.1	Definition und rechtliche Grundlage	65
5.1.2	Leistung der Altanlage	68
5.1.3	Gegenwärtige Situation der Bilanzkreisbesicherung	69
5.1.4	Prozess und Preis des Verkaufs von Reserveleistung	70
5.1.5	Eigenverbrauch und Vermarktung: Parallelabruf	71
5.1.6	Auswirkungen der neuen Betriebsweise auf das Gewässer	72
5.1.7	Preisentwicklung Reserveleistung	74
5.2	INVESTITIONSRECHNUNG DES GESAMTPROJEKTS	79
5.3	ZUSAMMENFASSUNG	83
5.3.1	Charakteristik des Business Case	83
5.3.2	Chancen / Risiken	83
6	AUSBLICK	85
6.1	FORSCHUNGSPROJEKT SUPRALEITENDER GENERATOR	85
6.2	SERIENPUMPEN IM TURBINENBETRIEB	87
7	ZUSAMMENFASSUNG	89
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	90
	TABELLENVERZEICHNIS	92
	QUELLENVERZEICHNIS	93
	ANHANG	97

1 Einleitung

Unter dem wachsenden Problembewusstsein zum Thema Klimaschutz sowohl auf politischer als auch auf gesellschaftlicher Ebene, haben sich die Rahmenbedingungen der Wasserkraftnutzung in den letzten Jahren stark verändert. Es gibt nur mehr Wenige, die den Einfluss des CO₂-Ausstoßes fossil befeuerter, thermischer Kraftwerke auf den Klimawandel entgegen zahlreicher wissenschaftlicher Belege bezweifeln. Für Energiekonzerne in den Industriestaaten bringt diese Thematik neue Anforderungen, die tief greifende Veränderungen verursachen. Die RWE AG, der zweitgrößte Energieversorger Deutschlands, reagierte im Jahr 2008 mit der Gründung der RWE Innogy GmbH auf diese Entwicklung und bündelt seither sämtliche Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien in dieser Gesellschaft. Ein starker Fokus liegt auf dem Ausbau der Kraftwerkskapazität.

Die erhöhte Wertschätzung erneuerbarer Energien ist mit einem Paradigmenwechsel im Umgang mit dem Bereich Wasserkraft verbunden. Im Gesamtportfolio des Konzerns leisten die erneuerbaren Energien einen Beitrag nach installierter Leistung von 2,5 GW, was ungefähr 5,1% des gesamten Kraftwerkparks entspricht. Dadurch genossen diese Kraftwerke in den vergangenen Jahrzehnten, auch wegen der allgemein hohen Akzeptanz fossil gefeuerter Kraftwerke, nur wenig Beachtung. Im Anlagenpark der RWE Innogy ist der Anteil der Wasserkraft nach installierter Leistung mit 31% ein wichtiger Teil und wird entsprechend geschätzt. Durch die hohe Auslastung und Erzeugung sind die Wasserkraftwerke für die RWE Innogy stark ergebnisrelevant. Insgesamt zeichnet sich die RWE AG durch ein hohes Bewusstsein der Bedeutung erneuerbarer Energien aus, was sich in der jährlichen Investitionssumme in Höhe von EUR 1,4 Mrd. in diesem Bereich niederschlägt. [RWE Innogy Factbook 2010]

Unter dem neuen Blickwinkel auf Wasserkraftanlagen wird versucht, das vorhandene Portfolio zu optimieren. Dazu werden zum Beispiel Standorte auf Ausbaumöglichkeiten geprüft oder alternative Vermarktungsvarianten genutzt. Im Vergleich zur früheren Betriebsweise kann man so beachtliche Ergebnissteigerungen erzielen. Eine wichtige Randbedingung für diese Optimierung stellt die veränderte Marktsituation dar. Das zeichnet sich durch zwei Hauptpunkte aus.

Erstens bieten sich im Vergleich zu den vergangenen Jahrzehnten, seit der Liberalisierung der Energiemärkte 1998, neue Vermarktungswege. Entsprechend der EU-Binnenmarktrichtlinie von 1996 wurden so die Rahmenbedingungen für einen transparenten Handel mit Energie auf einem wettbewerbsorientierten Markt geschaffen. [Konstantin, S.41ff] Dadurch entstanden interessante Möglichkeiten für alle Kraftwerke, die sich durch ihre technische Beschaffenheit für die Vermarktung höherwertiger Produkte eignen.

Zweitens setzt der Gesetzgeber durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) finanzielle Anreize für ein verstärktes Engagement in regenerative Energiequellen. Hier zeichnet sich die deutsche Bundesregierung seit Jahren durch die Schaffung eines stabilen Regelwerks aus. Dadurch wird es Unternehmen erleichtert, sehr stark in erneuerbare Energien zu investieren. In diesem Kontext soll der Standort Schwammenauel auf sein Optimierungspotential untersucht werden.

1.1 Ausgangssituation

Die RWE Innogy GmbH betreibt an der Rur, oberhalb des Ortes Heimbach, das Wasserkraftwerk Schwammenauel. Abbildung 1 zeigt den Standort des Kraftwerks nahe der belgischen Grenze, Abbildung 2 das alte Krafthaus.

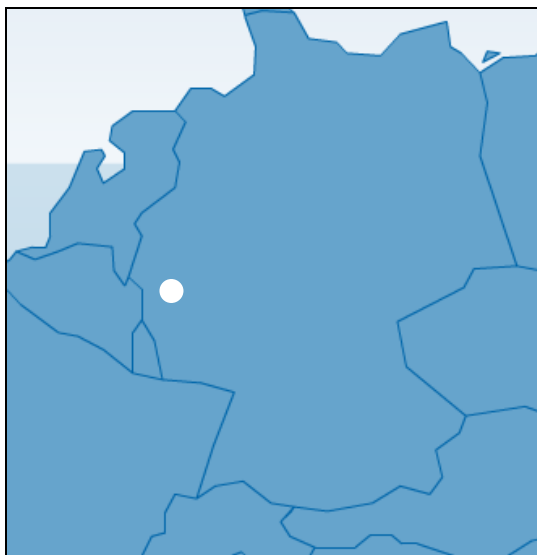


Abbildung 1. Standort Schwammenauel, modifiziert nach [RWE 2010]



Abbildung 2. Ansicht altes Krafthaus [eigene Aufnahme 2010]

Die erste Ausbaustufe des Kraftwerks ging 1939 in Betrieb. 1961 wurde nach einem Ausbau der Talsperre auch das Kraftwerk erneuert und in den heute vorliegenden Zustand gebracht. Bei einer mittleren Fallhöhe von 60m und einem Ausbaudurchfluss von 35 m³/s leistet das Kraftwerk maximal 14 MW. Die jährliche Erzeugung beläuft sich bei rund 1600 Volllaststunden auf 20 GWh. Bereits bei der ursprünglichen Planung gab es die Bestrebung, zwei Maschinensätze zu installieren. Man hatte keine langfristigen Aufzeichnungen der hydrologischen Daten und erkannte erst nach Inbetriebnahme der ersten Maschine, dass selbst diese nicht die erwünschte Auslastung erreichte. Aufgrund der Kriegszeit und häufiger Eigentümerwechsel sind kaum noch Unterlagen oder Baupläne dieser Anlage vorhanden.

Einige Zeichnungen deuten darauf hin, dass für die zweite Maschine ein Fundament betoniert wurde. Auf den weiteren Ausbau verzichtete man. Genau an diesem Standort soll nun eine neue Maschine projektiert werden.

Die erste Anregung zu dieser Idee stammt aus dem Jahr 2004, als nach einem Defekt des Kugelschiebers abzuwägen war, ob dieser erneuert werden sollte. Alternativ wurde eine Neuanlage grob projektiert, die man als Ersatz für die Stilllegung der Altanlage an dachte. Die Entscheidung ging knapp zugunsten des Kugelschiebers aus, weshalb die Errichtung einer Neuanlage zurückgestellt wurde.

Die vorliegende Arbeit greift nun diese Idee auf und stellt in einer Vorstudie die technische Grobauslegung, die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Wirtschaftlichkeitsrechnung eines Neubaus des Kraftwerks Schwammenauel vor. Der Detaillierungsgrad entspricht nach Konstantin [2009, S.453 ff] im ersten Schritt einer Konzeptstudie. Deren Umfang ist die Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit und die Bestimmung des am besten geeigneten Konzeptes. Dazu sind denkbare Lösungen zu finden, bewertet gegenüberzustellen und die wirtschaftlichste Variante auszuwählen. Die anschließende Machbarkeitsstudie wird insofern durchgeführt, als die Vorzugsvariante technisch detailliert untersucht und auch die Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellt wird. Nicht weiter verfolgt werden die Vor- und Entwurfsplanung, wofür Genehmigungs- und in Folge Ausschreibungsunterlagen zu bearbeiten wären. Damit ist eine brauchbare Eingrenzung des Umfangs gegeben.

1.2 Zielsetzung

Ziel des Ausbaus ist, bei Erhalt der Einsatzfähigkeit des Altkraftwerks die Betriebsmöglichkeiten der Anlage zu erweitern und alternative Vermarktungsmöglichkeiten zu nutzen. Es müssen zusätzliche Einnahmen erwirtschaftet werden, die die Investition in die Neuanlage rechtfertigen. Gleichzeitig bleibt aber das Wasserdarbot gleich, da weder Veränderungen am Flusslauf noch am Speicherbecken durchgeführt werden.

1.3 Grundlagen

Nach einer kurzen Beschreibung des Aufbaus von Wasserkraftanlagen wird auf die Mechanismen der Energieumsetzung in den Turbinen eingegangen.

1.3.1 Energetische Betrachtung und Aufbau von Wasserkraftanlagen

Die Wasserkraft ist eine der ältesten Energieformen, die sich der Mensch zu Nutze macht. Zu Beginn fand hauptsächlich die mechanische Arbeit, heute fast ausschließlich die

Erzeugung von elektrischer Energie Verwendung. Dabei wird meist die Energie des Mediums auf eine rotierende Welle umgesetzt.

Die Energie des Mediums setzt sich zusammen aus potentieller und kinetischer Energie.

$$E = E_p + E_k = g \cdot m \cdot (h_p + h_k) \quad \text{in J} \quad (1.1)$$

E_p *Potentielle Energie in J*

E_k *Kinetische Energie in J*

g *Erdbeschleunigung in m/s²*

m *Masse in kg*

h_p *Potentielle Energiehöhe in m*

h_k *Kinetische Energiehöhe in m*

Den größten Anteil macht die potentielle Energie aus, weshalb Wasserkraftanlagen ein unterschiedliches Niveau zwischen Ober- und Unterwasser benötigen, siehe Abbildung 3. Dieses wird meist durch ein Querbauwerk in einem natürlichen Gewässer hergestellt. Dabei kann es sich um Staumauern oder -dämme in den unterschiedlichsten Ausprägungen handeln. Nach einem Einlaufbauwerk, in dem mittels Rechen Verunreinigungen abgehalten werden, wird das Wasser über Kanäle, Stollen oder Rohrleitungen zum Krafthaus geführt. (Abbildung 3, Abschnitt 0 bis 1). Üblicherweise befinden sich am Anfang und am Ende dieser Leitung Verschlussorgane, die zur Steuerung der Wassermenge nötig sind. Anschließend findet in der Turbine die eigentliche Energieumsetzung statt, auf die in Folge genauer eingegangen wird. Durch geeignete Leitungsgestaltung wird das Wasser über einen diffusorförmigen Kanal ins Unterwasser abgeführt. (Abbildung 3, Abschnitt 2 bis 3).

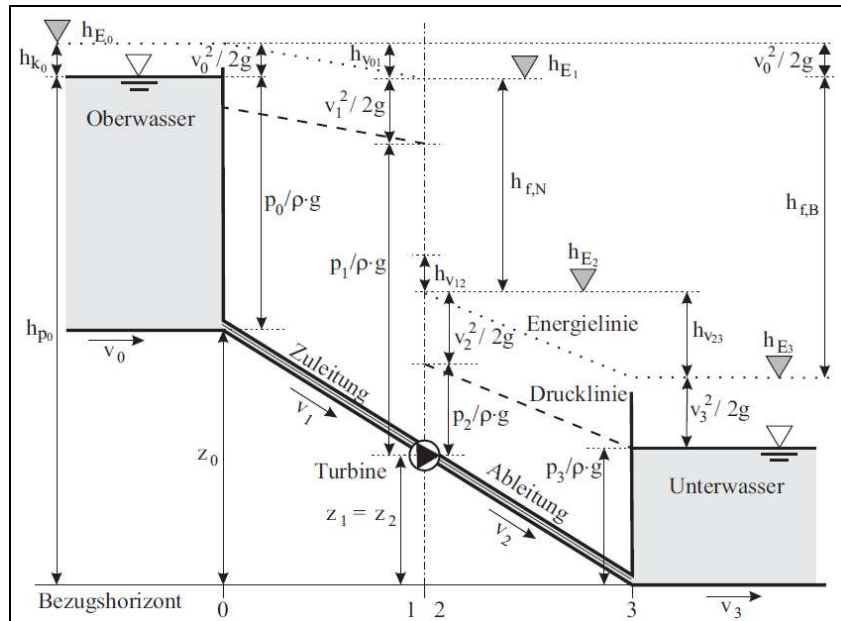


Abbildung 3. Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage mit den Energiehöhen [Giesecke 2009, S. 30]

Ideal betrachtet, erhält man die in der Turbine nutzbare Energiehöhe als Differenz der Pegelstände von Ober- und Unterwasser. Im allgemeinen Fall müssen die auftretenden Verluste berücksichtigt werden. Somit wird die Energiehöhe h_E des Wassers über einem Bezugshorizont berechnet. [Giesecke 2009, S.30]

$$h_E = h_p + h_k + h_{v,i} = \frac{p}{\rho_w g} + z + \frac{v_i^2}{2g} + h_{v,i} \quad \text{in m} \quad (1.2)$$

p *Druck in Pa*

ρ_w *Dichte des Wasser in kg/m³*

z *Geodätische Höhe in m*

v_i *Strömungsgeschwindigkeit im Punkt i in m/s*

$h_{v,i}$ *Verlusthöhe im betrachteten Abschnitt in m*

Die Verlusthöhen $h_{v,i}$ hängen von der Fließgeschwindigkeit und vom Verlustbeiwert des betrachteten Abschnitts ab. Diese werden mit dem allgemeinen Verlustansatz erfasst.

$$h_{v,i} = \zeta_i \cdot \frac{v_i^2}{2g} \quad \text{in m} \quad (1.3)$$

ζ_i *Verlustbeiwert*

Die in der Turbine nutzbare Energiehöhe, die Nettofallhöhe $h_{f,N}$, ist die Differenz der Energiehöhen von Ober- und Unterwasser abzüglich der Verluste in der Zu- und Ableitung.

$$h_{f,N} = h_{E0} - h_{E3} - h_{V01} - h_{V23} \quad \text{in m} \quad (1.4)$$

1.3.2 Turbine

Wasserturbinen sind Strömungsmaschinen und besitzen einen umlaufenden Kranz von Schaufeln, die stetig von einem Fluid umströmt werden. Durch die Trägheit der Masse des Fluids entsteht durch Umlenkung der Strömung ein Schaufeldruck, der für die Leistung von Arbeit verantwortlich ist. Aufgebaut sind Turbinen stets aus einer stehenden Leiteinrichtung und einem rotierenden Laufrad. Die Leiteinrichtung erhöht die kinetische Energie, in dem die potentielle Energie verringert wird und erzeugt einen starken Drehimpuls der Strömung. Die Strömung wird somit in Betrag und Richtung für das Laufrad bereitgestellt. [Pfleiderer 1952, S.2ff]

Im Laufrad wirkt eine Kraft vom Medium auf die Schaufeln, wodurch die Energie an das Laufrad und weiter auf die Welle übertragen wird. Dies äußert sich in Form eines Drehmomentes, das durch die Differenz der Drehimpulse zwischen Ein- und Austritt des Fluids aus den Schaufelkanälen am Laufrad entsteht. [Pfleiderer, S.25ff]

Abhängig von den standortbedingten Parametern Durchfluss Q und Fallhöhe h_f werden unterschiedliche Bauarten, hauptsächlich die Pelton-, Francis- und Kaplan turbinen, eingesetzt. Die verschiedenen Typen unterscheiden sich in der Geometrie der Schaufelformen. Die spezifische Drehzahl n_q ermöglicht Aussagen über die Hydrauliken der verschiedenen Typen. Sie gibt die Drehzahl einer geometrisch ähnlichen Maschine mit einer Fallhöhe von 1 m und einem Durchfluss von 1 m³/s an und ist definiert durch Formel (1.5). [Pfleiderer S.84]

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{h_f^{3/4}} \quad \text{in 1/min} \quad (1.5)$$

n Drehzahl in 1/min

Q Durchfluss in m³/s

h_f Fallhöhe in m

Abbildung 4 zeigt die Einsatzbereiche der Maschinentypen über der spezifischen Drehzahl n_q . Bei niedriger n_q , also großer h_f und niedrigem Q , werden Pelton turbinen verwendet. Bei hoher n_q , analog niedriger h_f und hohem Q , kommen Kaplan turbinen zur Anwendung. Der mittlere Bereich, und damit auch der nach Stückzahlen am häufigsten installierte Typ, ist die

Francisturbine. Auch für die Übergangsbereiche zwischen den Bauarten gib es geeignete Turbinen, die markierten Bereiche entsprechen den häufigsten Einsatzgebieten.

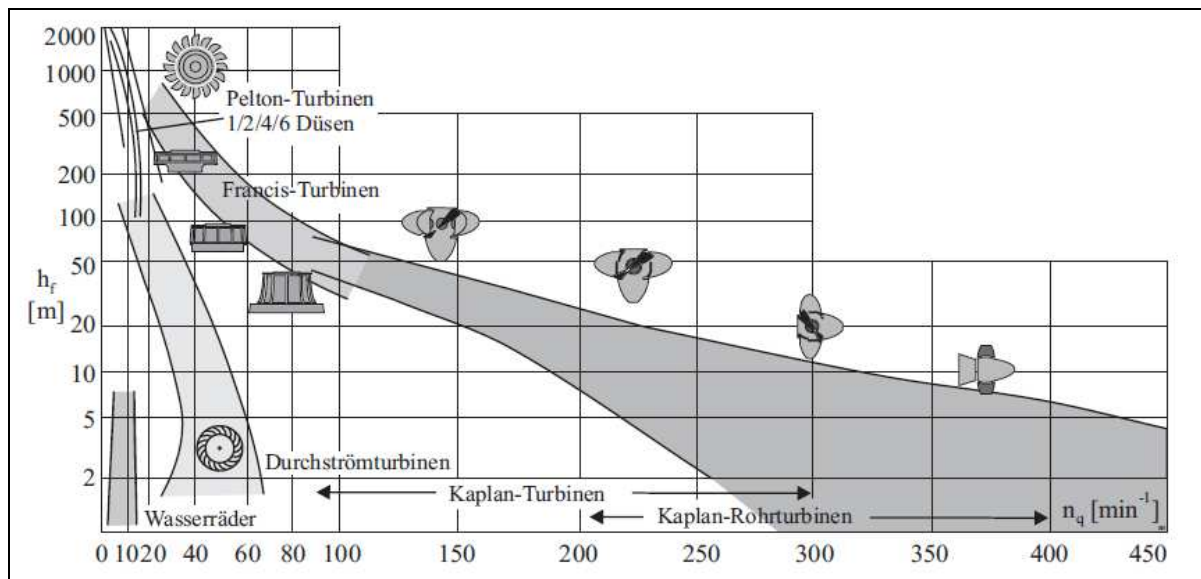


Abbildung 4. Zuordnung der Turbinenbauarten zur spezifischen Drehzahl [nach J.M. Voith aus Giesecke 2009, S.511]

1.4 Methodik

Da es bei Wasserkraftanlagen für jedes Bauteil zahlreiche Lösungen gibt, die sich aus den verschiedenen Einsatzbereichen ergeben, muss für diesen Standort die geeignete Ausführung bestimmt werden. Dazu wird eine systematische Eingrenzung denkbarer Varianten vorgenommen. Zu Beginn werden für jede Komponente mögliche Lösungen aufgeführt, um diese Schritt für Schritt zu reduzieren. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die denkbaren Ausführungen des neuen Kraftwerkes. Dabei können verschiedene Alternativen kombiniert werden, wodurch sich eine Vielzahl von Möglichkeiten ergibt. Es ist eine Bewertung der einzelnen Punkte durchzuführen, um die zu favorisierende Lösung zu finden. Einige Punkte werden nur qualitativ erörtert, andere werden unter wirtschaftlichen und technischen Kriterien detaillierten Berechnungen zugeführt.

Tabelle 1. Aufstellung möglicher Lösungsvarianten

Merkmals	Eigenschaft	Alternativen
Kraftwerkstyp	Spitzenlastkraftwerk Mittellastkraftwerk Grundlastkraftwerk	Betriebsstunden p.a. 1000 - 1500 Betriebsstunden p.a. 1500 - 5500 Betriebsstunden p.a. > 5500
Maschinenkonfiguration	Anzahl Anordnung Bauart Baugröße	1 bis 3 horizontal - vertikal Pelton, Francis, Kaplan, etc. Ausbaudurchfluss 5 bis 40 m ³ /s
Generator	Typ	Synchron, Asynchron, Supraleiter
Absperrorgan	Typ	Kugelschieber, Drosselklappe, Keilschieber
Druckrohrleitung	Material	GFK, Stahl, Holz, Beton, Fels
Maschinenhaus	Anordnung Bezug zur Altanlage Kran	Verschiebung horizontal, vertikal Anschluss und Durchbruch, freistehend Erweiterung Laufbahn, Neuanlage, Verzicht

Der Kraftwerkstyp ist abhängig vom Ausbaudurchfluss der Maschinen, da sich daraus die Volllaststunden pro Jahr ergeben. Zwar generieren größere Maschinen höhere Einnahmen, sie erfordern aber größere Investitionsausgaben. Diese wirtschaftliche Optimierung wird in Kapitel 3 ausgeführt.

Die Maschinenanzahl eines definierten Ausbaudurchflusses hängt maßgeblich von der Betriebsstrategie ab. Ist es nötig, oft in Teillastbereichen zu fahren, bringen mehrere Maschinen eine bessere Regelbarkeit und einen höheren Gesamtwirkungsgrad. Durch geringere Ausbaudurchflüsse der einzelnen Maschinen können der Maschinentyp sowie weitere kostendefinierende Parameter wie die Drehzahl beeinflusst werden. Auch die konstruktive Anordnung des Aggregates, mit horizontaler oder vertikaler Welle, wird in Kapitel 4.3 untersucht. Kurz wird auf die Eigenschaften der Generatortypen sowie der elektrotechnischen Anlagen in Kapitel 4.3.7 und 4.4 eingegangen. Ein alternatives Generatorkonzept, das als Forschungsprojekt angedacht ist und die Verwendung eines supraleitenden Generators vorsieht, wird in Kapitel 6.1 vorgestellt.

Druckrohrleitungen können in verschiedenen Materialien ausgeführt werden. Dafür sind wiederum die Investitionskosten mit den entgangenen Erlösen auf Grund unterschiedlicher Reibungseigenschaften und Durchmesser abzuwägen. (siehe Kapitel 4.1). Ähnlich wird bei der Wahl des Absperrorgans vorgegangen. Abschließend werden die baulichen Möglichkeiten gegenübergestellt und bewertet (Abschnitt 4.5).

2 Analyse des Bestandsbauwerks

Erst wird ein Überblick über die Eigenschaften des Standortes gegeben. Nach allgemeinen Punkten zum Bestand der Bau- und Elektrotechnik wird im Detail auf die für die Maschinenauslegung wichtige Kraftwerkszuleitung eingegangen.

2.1 Randbedingungen am Standort

Die Besonderheit des Standorts liegt darin, dass bereits ein Kraftwerk besteht und der Großteil der Kraftwerksanlage für den Neubau genutzt werden kann. Es gibt Zufahrtsstraßen und die Netzanbindung zur Ableitung der Energie. Weiters sind Damm, Einlaufbauwerk, Druckstollen und Schieberhaus vorhanden. Direkt nach dem Schieberhaus existiert ein Verteilrohr, von dem die Druckrohrleitung des bestehenden Kraftwerks abzweigt. Das zweite Ende ist durch einen Blinddeckel verschlossen. Daran kann eine neue Druckrohrleitung angeschlossen werden, wie sie in Abbildung 5 eingezeichnet ist. Die neue Maschine ist hier nur exemplarisch mit horizontaler Achse angeordnet, um die Position des Bauplatzes für den Neubau kenntlich zu machen. Durch die Existenz vieler Komponenten kann ein sehr kostengünstiges Kraftwerk errichtet werden. Im Gegensatz zu einem vollständigen Neubau ist man jedoch in der Wahl der Anordnung und in der Umsetzung eingeschränkt.

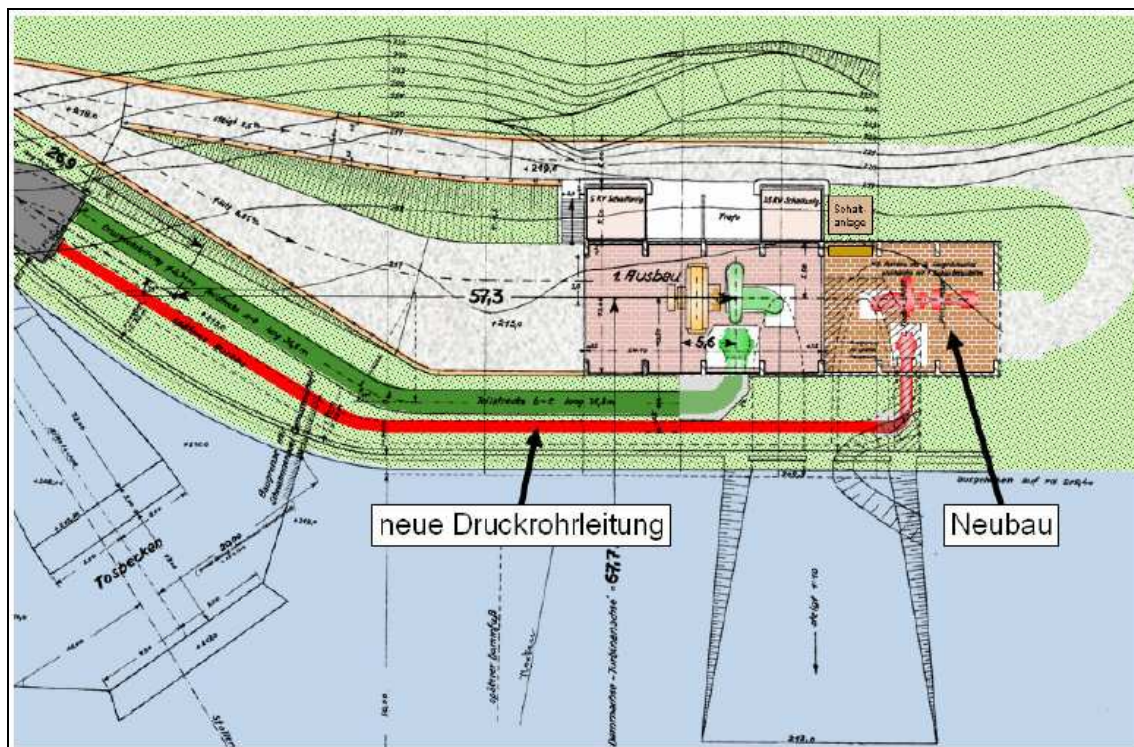


Abbildung 5. Lageplan und Position Neubau [Detering 2005, S.5]

2.1.1 Zufahrt

Die Zufahrt zum Gelände führt über einen schmalen Güterweg, der eine Engstelle bei der Brücke über die Schussrinne der Hochwasserentlastung aufweist. Diese ist sowohl bezüglich der Fahrbahnbreite und dem Kurvenradius als auch bezüglich der Tragfähigkeit kritisch. Normale Baufahrzeuge stellen kein Problem dar, wohl aber muss dem Transport der Maschinenteile erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Ein vor einigen Jahren durchgeführter Transport des Kugelschiebers der Altanlage erforderte die Anfertigung einer statischen Berechnung der Brücke. Es wurde der Transport einer Last von 40 t mittels eines vierachsigen Schwerlastfahrzeuges berechnet. Die Gesamtmasse betrug rund 80 t, wobei sich diese nicht gleichzeitig auf der 17,02 m langen Brücke befand. Demnach ist ein derartiger Transport zulässig, wenn eine Geschwindigkeit von 3 km/h nicht überschritten wird und sich keine weiteren Lasten auf der Brücke befinden. Weitere Bemessungsreserven sind nicht vorhanden. [Flesch 1999, S.51]

2.1.2 Fundament

Es wurde bereits vor Jahrzehnten die Installation einer zweiten Maschine angedacht und ein Fundament gegossen. Sicherheit über dessen Existenz liefern die Sichtung des am Bauplatz vorhandenen Schachtes und die Erforschung alter Fotos aus dem Archiv des WVER, siehe Abbildung 6.



Abbildung 6. Foto der Saugrohröffnungen [Archiv WVER 2010]

Es befindet sich wasserseitig die gleiche Öffnung des Saugschlauchs, allerdings ist diese durch eine Wand verschlossen. An der Oberseite liegt ein Schacht, dessen Öffnung einen mit Wasser gefüllten Hohlraum zum Vorschein bringt. Um weiter Klarheit zu schaffen, wird im ersten Schritt das Fundament vom Bewuchs befreit.

Es stellt sich heraus, dass die nun sichtbare Geometrie exakt der in Abbildung 7, einem alten Planausschnitt, markierten Fläche entspricht. Der Schacht befindet sich ebenfalls an der eingezeichneten Stelle und lässt darauf schließen, dass das Saugrohr zumindest als grober Hohlraum existiert.

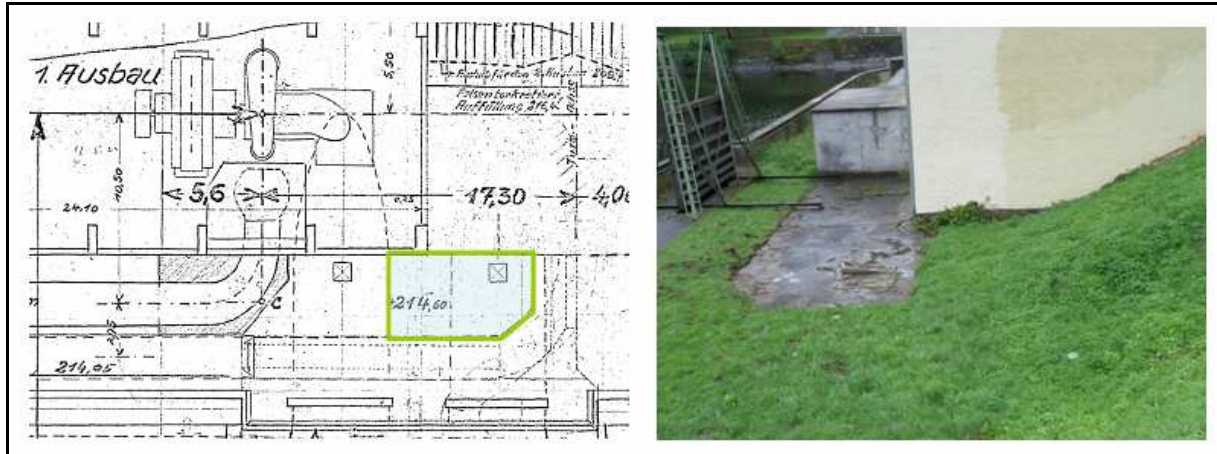


Abbildung 7. Ergebnis des Aushubs - vorhandene Ausführung [Archiv RWE 2010 und eigene Aufnahme 2010]

Es besteht die Möglichkeit, das Wasser im Hohlraum abzupumpen, um dessen Beschaffenheit beurteilen zu können. Bedenken hinsichtlich der Tragfähigkeit der Mauer haben bisher zum Aufschub dieser Maßnahme geführt.

Leider gibt das Abtragen des Bewuchses keine Auskunft über die Beschaffenheit des Maschinenfundaments, da sich in dem Bereich bereits die Böschung erhebt und ein händischer Aushub nicht zweckmäßig ist.

2.1.3 Netzanbindung

Das elektrische Netz zur Ableitung der Energie hat am Standort eine Spannung von $U = 20 \text{ kV}$ und führt im ersten Abschnitt über eine $1,87 \text{ km}$ lange Leitung zum nächsten Verteiler. Diese Leitung ist auf einen Strom $I = 690 \text{ A}$ ausgelegt und limitiert so die Einspeiseleistung des Kraftwerks, sofern auf einen Netzausbau verzichtet werden soll [Leitstelle Berzdorf 2010]. Es kann aus Gleichung (2.1) die maximale Leistung bestimmt werden.

$$P = UI \cos(\varphi) \sqrt{3} \quad \text{in W} \quad (2.1)$$

$\cos(\varphi)$ Leistungsfaktor

Mit einem Leistungsfaktor von 0,9 erhält man eine Maximalleistung von 21,5 MW. Will man die zeitgleiche Einsatzfähigkeit der Alt- und der Neuanlage beibehalten, so bleiben bei einer Leistung der Altanlage von 14 MW höchstens 7,5 MW für die Erweiterung übrig. Bei Errichtung einer zusätzlichen Maschine größerer Leistung muss die Leitungserneuerung bedacht werden.

2.2 Kraftwerkszuleitung

Abbildung 8 zeigt einen schematischen Querschnitt des Kraftwerksneubaus. Die zu errichtenden Hauptkomponenten der Maschinenseite sind die Druckrohrleitung, der Kugelschieber und die Turbine. Der vorhandene Betonstollen führt vom Einlaufbauwerk quer durch den Damm zum Schieberhaus. Darin befindet sich eine Drosselklappe, die ebenfalls von der Neuanlage genutzt werden kann. Für diese Komponenten bedarf es somit keiner Auslegung, wohl aber sind deren Eigenschaften und Einflüsse auf die Neuanlage zu prüfen.

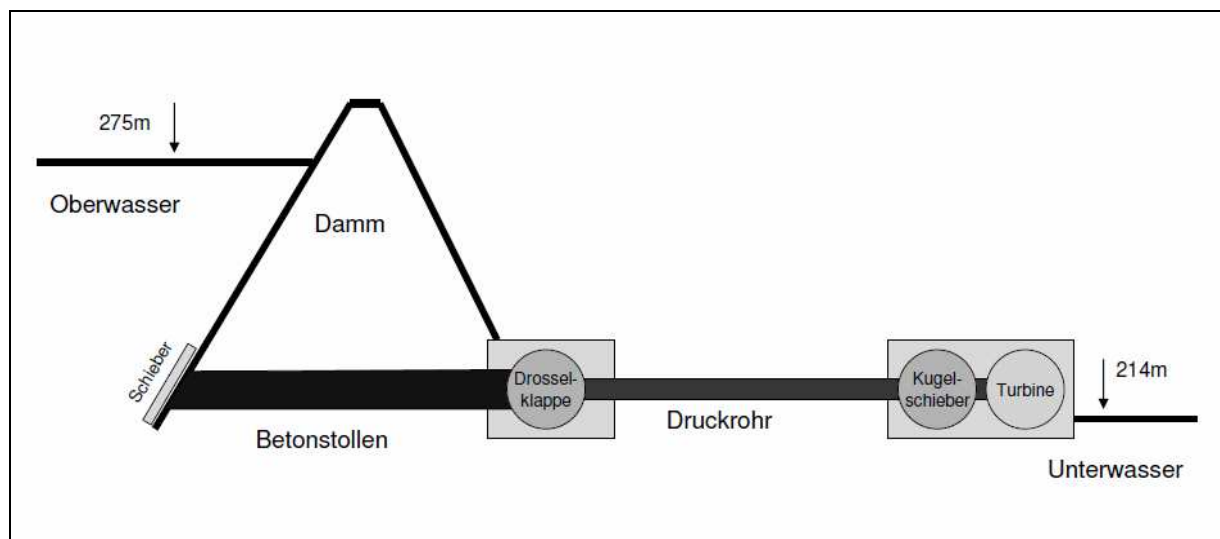


Abbildung 8. Kraftwerksschema im Querschnitt

Sämtliche Bauteile der Zuleitung verändern je nach Strömungsgeschwindigkeit die Nutzfallhöhe an der Turbine, weshalb im nächsten Schritt die Strömungsverluste des bestehenden Triebwasserweges bis zum Schieberhaus untersucht werden.

2.2.1 Allgemeines zur Verlusthöhenberechnung

Die für die Maschinenauslegung maßgebliche Fallhöhe $h_{f,N}$ ist von der vorliegenden Pegeldifferenz zwischen Ober- und Unterwasser $h_O - h_U$ zu unterscheiden.

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, müssen folgende Energiehöhen berücksichtigt werden:

- v_0 : Fließgeschwindigkeit des Oberwassers. Da es sich im vorliegenden Fall um ein Staubecken handelt, wird näherungsweise $v_0=0$.

- h_{v01} : Verlusthöhe infolge Rohrreibung der Zuleitung. Diese setzt sich aus der Verlusthöhe des bestehenden Stollens bis zum Verteilrohr und der neuen Druckleitung bis zum Turbineneinlauf zusammen.
- h_{v23} : Verlusthöhe der Ableitung. Das Saugschlauchende führt direkt ins Unterwasser. Saugrohrverluste werden allerdings zur Turbine gezählt und beeinflussen die Auslegungsfallhöhe nicht. Saugrohrverluste werden vom Hersteller kalkuliert und beeinflussen den Turbinenwirkungsgrad.
- v_3 : Austrittsgeschwindigkeit ins Unterwasser. Diese soll so klein wie möglich sein, da mit höherer Austrittsgeschwindigkeit mehr Energie ungenutzt ins Unterwasser entweicht. v_3 wird nach Giesecke [2009, S. 543] gewählt mit 2 m/s.

Hier wird vorerst der bestehende Teil untersucht. Der Einfluss des neuen Druckrohrs und der Maschine kann erst in Kapitel 4.3.1 angegeben werden. Die Nettofallhöhe der Turbine setzt sich in Summe wie folgt zusammen.

$$h_{f,N} = h_O - h_U - h_{v01} - \frac{v_3^2}{2g} \quad \text{in m} \quad (2.2)$$

Die Fallhöhenverluste bestimmter Rohrgeometrien können mit dem allgemeinen Verlustansatz nach Gleichung (1.3) berechnet werden. Die mit dem dort angegebenen Verlustbeiwert ζ_i erfassten Verluste sind nur die Strömungsverluste der Bauteilgeometrie, wie z.B. Verengungen oder Abzweige. Die Reibungsverluste infolge Wandrauigkeit müssen zusätzlich bestimmt werden und können für ein Rohr nach Giesecke [2009, S.234] berechnet werden:

$$h_{v,r} = \lambda \frac{L}{d_i} \frac{v^2}{2g} \quad \text{in m} \quad (2.3)$$

L Länge der Leitung in m

d_i Innendurchmesser in m

Der Verlustbeiwert λ ist eine Funktion der relativen Rauheit ε und der Reynolds-Zahl Re . Der Einfluss auf λ nimmt mit steigender Reynolds-Zahl ab und kann ab $Re > 10^5$ vernachlässigt werden. Es vereinfacht sich die Berechnung von λ für vollständig gefüllte Kreisrohrquerschnitte zu

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \frac{k/d_i}{3,71} \quad (2.4)$$

k Äquivalente Rauheit

Bei Kenntnis der Geometrie und Beschaffenheit der Leitung hängt der Fallhöhenverlust nur mehr von der Fließgeschwindigkeit ab. Über die Beziehung (2.5) kann eine Funktion für die Verlusthöhe über dem Durchfluss angegeben werden.

$$Q = vA \quad \text{in } m^3/s \quad (2.5)$$

$$A \quad \text{Querschnitt in } m^2$$

2.2.2 Verlusthöhe der bestehenden Zuleitung

Abbildung 9 stellt den Aufbau des vorhandenen Druckstollens detaillierter dar. Vom Einlaufbauwerk und Rechen führt ein 314 m langer Betonstollen mit 5 m Durchmesser quer durch den Damm. Ab dort beginnt die Stahlverkleidung mit verschiedenen Querschnittsänderungen und Abzweigungen, die zu den beiden Grundablässen sowie zum Verteilrohr führen. Die mit A bis G bezeichneten Abschnitte sind unterschiedliche Rohrgeometrien. Zwischen Abschnitt F und G ist eine Drosselklappe mit 2,3 m lichter Weite installiert. Diese Bauteile können nicht verändert werden. Die dadurch entstehenden Fallhöhenverluste sind für die Auslegung der neuen Maschine relevant.

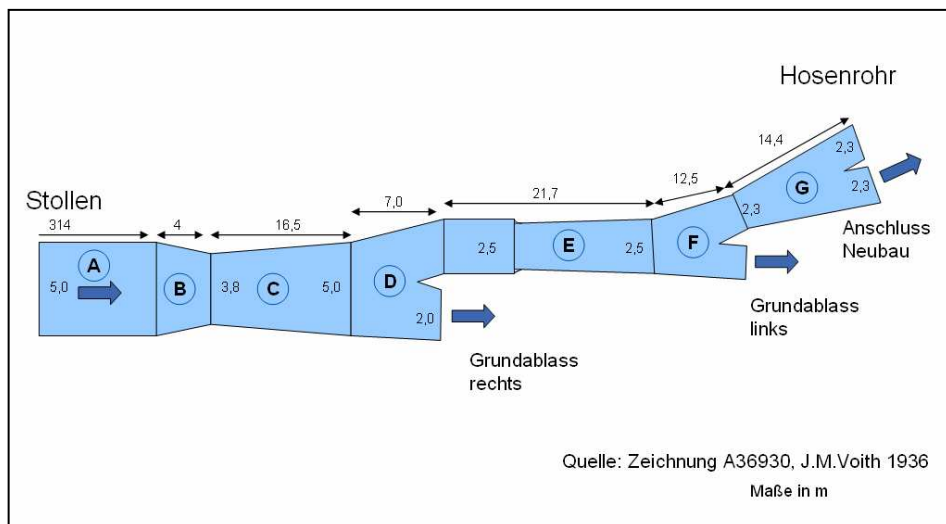


Abbildung 9. Skizze der Zuleitung. Stollen bis zum Anschluss der Neuanlage am Verteilrohr (Hosenrohr)

Tabelle 2 zeigt die gewählten Beiwerte der einzelnen Abschnitte: Verlustbeiwerte [Giesecke 2009, S.236ff], äquivalente Rauheiten [Giesecke 2009, S.190], Verlustbeiwert Drosselklappe [von König, Jehle 1997, S.131]. Für den Abschnitt 1.1.A wird der Wert für geglättete, betonierte Druckstollen angenommen. In Ermangelung detaillierter Kenntnisse des Zustandes der Stahlrohre wird für die Reibungsverluste des Abschnitts 1.1.B-G ein Mittelwert der Angaben für Eisen- und Stahlrohre unterschiedlicher Verrostungsgrade gebildet.

2 Analyse des Bestandsbauwerks

Tabelle 2. Berechnung der Verlusthöhe des bestehenden Zuleitungsbauwerks

Nr.	Bezeichnung	Äquivalente Rauheit k in mm	Verlustbeiwert ζ_i
1.1.0	Einlaufbauwerk und Rechen		0,997
1.1.A	Reibungsverlusthöhe Stollen	1,55	
1.1.B	Verlusthöhe Verengung		0,009
1.1.C	Verlusthöhe Erweiterung		0,053
1.1.D	Verlusthöhe Abzweig 1		0,040
1.1.F	Verlusthöhe Abzweig 2		0,040
1.1.G	Verlusthöhe Hosenrohr		0,110
1.1.	Reibungsverlusthöhe Abschnitt 1.1.	1,79	
1.2.	Drosselklappe D = 2300 mm		0,300

Aus den Geometriedaten muss für jeden Abschnitt die Querschnittsfläche berechnet werden. Damit ergibt sich für einen bestimmten Durchfluss in jedem Punkt eine Fließgeschwindigkeit, die die Fallhöhenverluste beeinflusst. In Summe kann ein funktionaler Zusammenhang zwischen den Fallhöhenverlusten und dem Durchfluss angegeben werden. Dieser ist in Abbildung 10 ersichtlich und wird durch Gleichung (2.6) beschrieben. Der parabolische Verlauf ist für Strömungsverluste typisch, da diese immer quadratisch von der Fließgeschwindigkeit abhängen.

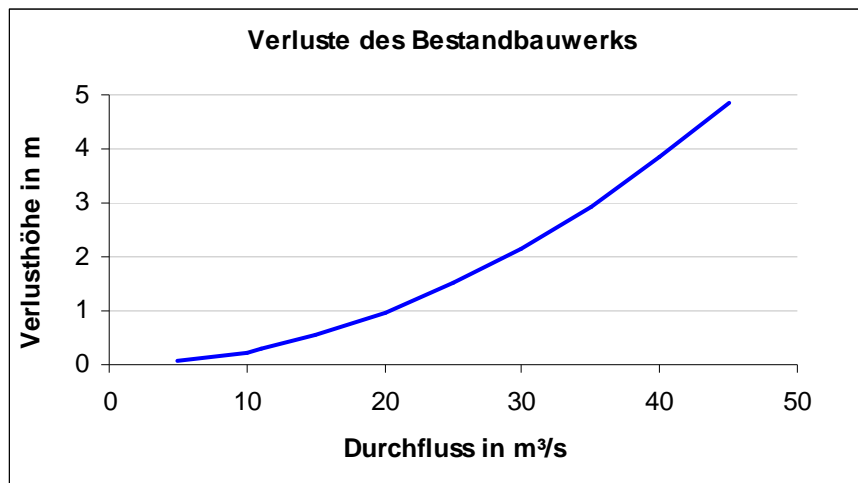


Abbildung 10. Fallhöhenverluste des bestehenden Stollenbauwerks

$$h_{v, Bestand} = 0,0024Q^2 \quad \text{in m} \quad (2.6)$$

Im Bereich unter 20 m³/s treten nur geringe Verluste auf. Die Leitungsdurchmesser sind mit 2,5 m bis 5 m sehr groß, da die Altanlage auf einen Ausbaudurchfluss von 35 m³/s ausgelegt ist. Kleinere Maschinen würden davon profitieren und sehr effizient laufen. Diese Verlustkennlinie ist bei der Bestimmung des Ausbaudurchflusses zu berücksichtigen.

2.3 Zusammenfassung

Die Bestandsanalyse zeigt einen sehr interessanten Standort für einen Kraftwerksneubau, da durch die Existenz vieler Komponenten mit einer kostengünstigen Umsetzung zu rechnen ist. Leider gibt es zum vorliegenden Bauwerk und zur Altanlage nur sehr wenige Informationen, wodurch die Abschätzung der Baukosten erschwert wird. Weiters ist zu beachten, dass die Brücke der Baustellenzufahrt Transporte von Lasten auf 40 t limitiert.

Bei neuen Maschinen mit einer Leistung von mehr als 7,5 MW sind zusätzliche Kosten zur Erneuerung der Netzanbindung zu bedenken. Die vorhandene Zuleitung ist sehr großzügig dimensioniert, weshalb der Triebwasserstollen für eine gemeinsame Nutzung einer neuen Maschine gut geeignet ist.

3 Bestimmung des optimalen Ausbaudurchflusses

Durch die Festlegung des Ausbaudurchflusses werden die Baugröße und der Typ des Kraftwerks bestimmt. Am vorliegenden Standort ist die Fallhöhe kaum veränderbar, die Kraftwerksleistung wird über die Wahl des Ausbaudurchflusses definiert. Das ist die grundlegende Untersuchung jeder Kraftwerksplanung, da sowohl die Kosten der Anlage als auch die Erlöse durch die Energieerzeugung vom Ausbaudurchfluss abhängen. Größere Maschinen haben höhere Investitionskosten, erzielen aber auch bessere Erlöse. Dadurch gibt es für die Auslegung ein wirtschaftliches Optimum.

3.1 Modellierung

Es wird ein Berechnungsmodell entwickelt und als Visual Basic Application in Excel implementiert. Die Modelle der Hydrologie, der Betriebsstrategie, der Vermarktungsmöglichkeiten und der Investitionskosten fließen in eine Kapitalwertberechnung über 20 Jahre ein. Diese Rechnung wird für alle relevanten Ausbaugrößen als Funktion des Ausbaudurchflusses durchgeführt.

Abschließend werden die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse zugeführt und die verschiedenen Szenarien bewertet. Ziel ist es, die wirtschaftlichste Baugröße der Neuanlage zu definieren. Dazu wird im ersten Schritt nur der Neubau betrachtet, da die Altanlage auf die optimale Baugröße des Zubaus keinen Einfluss hat. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung des Gesamtprojektes muss die Altanlage einbeziehen und wird in Kapitel 5 betrachtet.

3.2 Hydrologie

Der Speichersee wird vom Wasserverband Eifel-Rur, WVER, bewirtschaftet. Der See erfüllt vielfältige Aufgaben, wie den Hochwasserschutz und den Wasserausgleich für den Unterlauf sowie die Wasserversorgung einiger Städte und der Industrie. Auch als Erholungsgebiet ist der Rursee die Stütze der regionalen Tourismuswirtschaft.

Die Sperre Schwammenauel wird von den Flüssen Rur und Maas gespeist. Das Einzugsgebiet des Stausees hat eine Fläche von 288,1 km², auf der eine mittlere Jahreszuflusssumme von 192 hm³ anfällt. Vergleicht man den Jahreszufluss mit dem Speichervolumen von 202,3 hm³, wird die enorme Größe des Speichers verdeutlicht. [WVER, S.2]

In Abbildung 11 sind die Kraftwasserabgaben pro Tag ab dem Jahr 1990 angegeben. Das sind jene Wassermengen, die täglich durch das Altkraftwerk abgearbeitet wurden. Im Mittel zeigt sich ein relativ gleichmäßiger Verlauf weit unterhalb der auftretenden Maxima. Augenscheinlich ist, dass es in den Wintermonaten zu häufigeren Spitzenwerten kommt als

im Sommer. Der Verlauf ergibt sich aus den klimatischen Bedingungen und ist für die Region typisch.

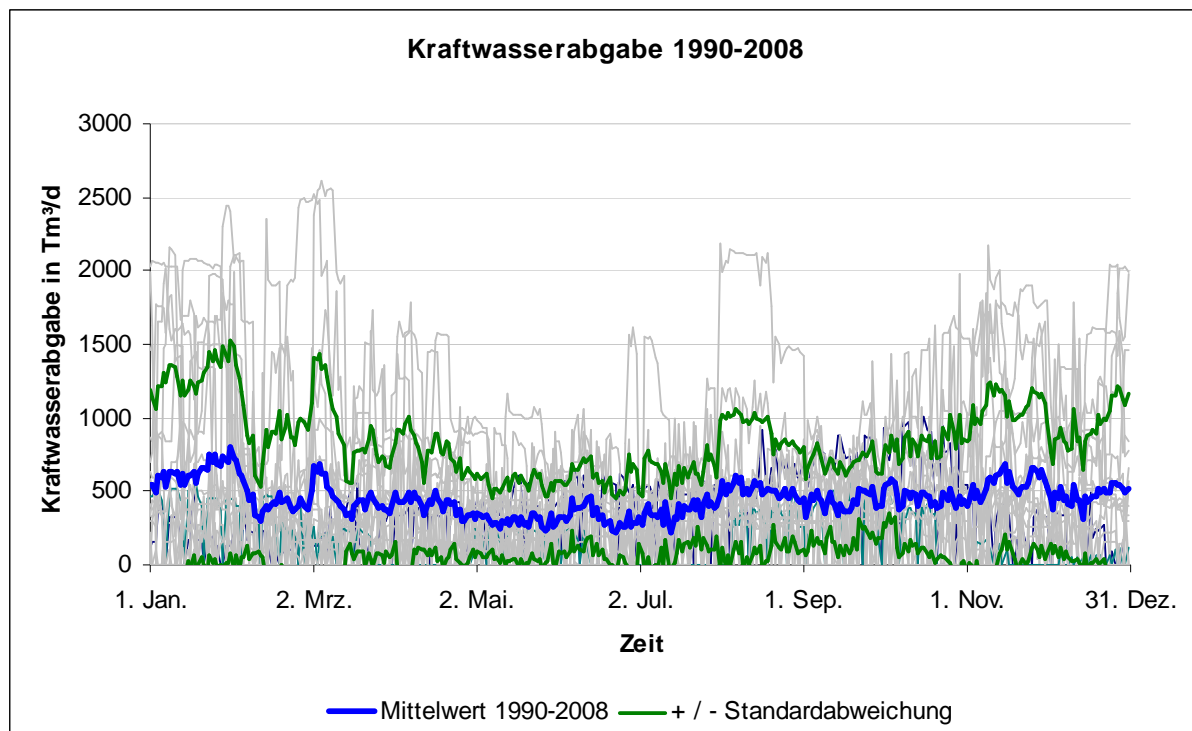


Abbildung 11. Mittlere Jahresganglinie des Durchflusses. Mittelwert und Standardabweichung

Der Mittelwert dieser Jahresganglinie ist für die Bestimmung des Ausbaudurchflusses nicht geeignet. Er errechnet sich durch Mittelwertbildung über gleiche Tage, z.B. über jeden 1. Januar der Jahre. Fällt ein Hochwasserereignis eines Jahres auf einen Tag, an dem die Anlage wegen zu geringem Zufluss außer Betrieb ist, eines anderen Jahres, so wird die Hochwasserspitze stark abgeschwächt. Beachtet man die Kurven, die der Summe aus Mittelwert und positiver bzw. negativer Standardabweichung entsprechen, wird die starke Streuung der Werte deutlich. Die Standardabweichungen liegen sehr weit entfernt vom Mittelwert.

Dieser Mittelwert wird nur benötigt, um den Zusammenhang zwischen Wasserdarbot und Fallhöhe anzugeben (siehe Abbildung 12). Die Fallhöhen sind hauptsächlich von den Pegelständen im Rursee abhängig. Das Unterwasser wird fast konstant auf $213,75 \pm 0,25$ m gehalten, sodass sich im Jahresmittel eine Bruttofallhöhe von 60,92 m ergibt.

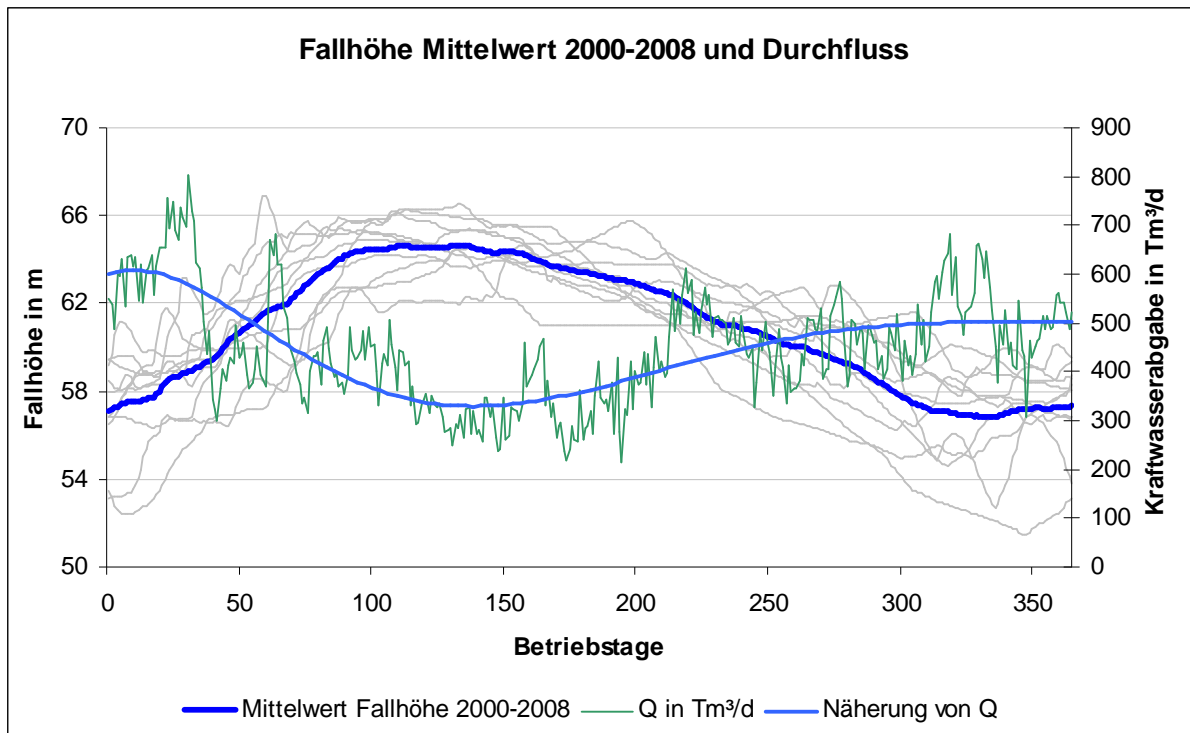


Abbildung 12. Zusammenhang der mittleren Fallhöhen mit dem Durchfluss

Die Mittelwertkurve der Fallhöhen zeigt ein Maximum im Sommer. Hier wird der Pegel hoch gehalten und ein nur geringer Kraftwerksbetrieb, ersichtlich durch die mittlere Kraftwasserabgabe ermöglicht. Diese umgekehrte Korrelation wird deutlich, wenn man die Schwankungen der Abflusslinie mit einem Polynom ausgleicht. Es ist nun die Zuordnung hoher Fallhöhen zu niedrigen Durchflüssen und umgekehrt möglich. Dieser Zusammenhang ist in Folge zur Leistungsberechnung und zur Konstruktion des Werkleistungsplans erforderlich.

Für die Definition der Ausbaugröße ist die Jahresdauerlinie nötig. Diese erhält man durch eine absteigende Sortierung der Durchflussdaten [von König, Jehle 1997, S.141]. Trägt man diese Werte über der Zeitachse auf, erhält man die Darstellung in Abbildung 13. Im Vergleich zur Jahresganglinie wird deutlich, dass der Mittelwert von besserer Qualität ist, da die Standardabweichung viel enger am Mittelwert liegt. Hochwasserereignisse werden hier repräsentativ dargestellt, da immer über Durchflusswerte gleicher Größenordnung gemittelt wird.

An 50 Tagen im Jahr liegen große Wassermengen vor, die aber von der Altanlage zur Gänze abgearbeitet werden können. Nur sehr selten muss wegen extremer Niederschlagsereignisse Wasser ungenutzt abgelassen werden, da das große Speichervolumen als Puffer bei hohen Niederschlägen dient. Ein großer Bereich, über 200 Betriebstage, liegt Nahe am langjährigen Mittel von 437.000 m³/d. 75 Tage im Jahr geht die Anlage gar nicht in Betrieb, weil zu wenig Zufluss oder Niederschlag herrscht. Dann wäre die

mögliche Einschaltdauer der alten Turbine zu gering, um einen Anfahrvorgang wirtschaftlich durchführen zu können.

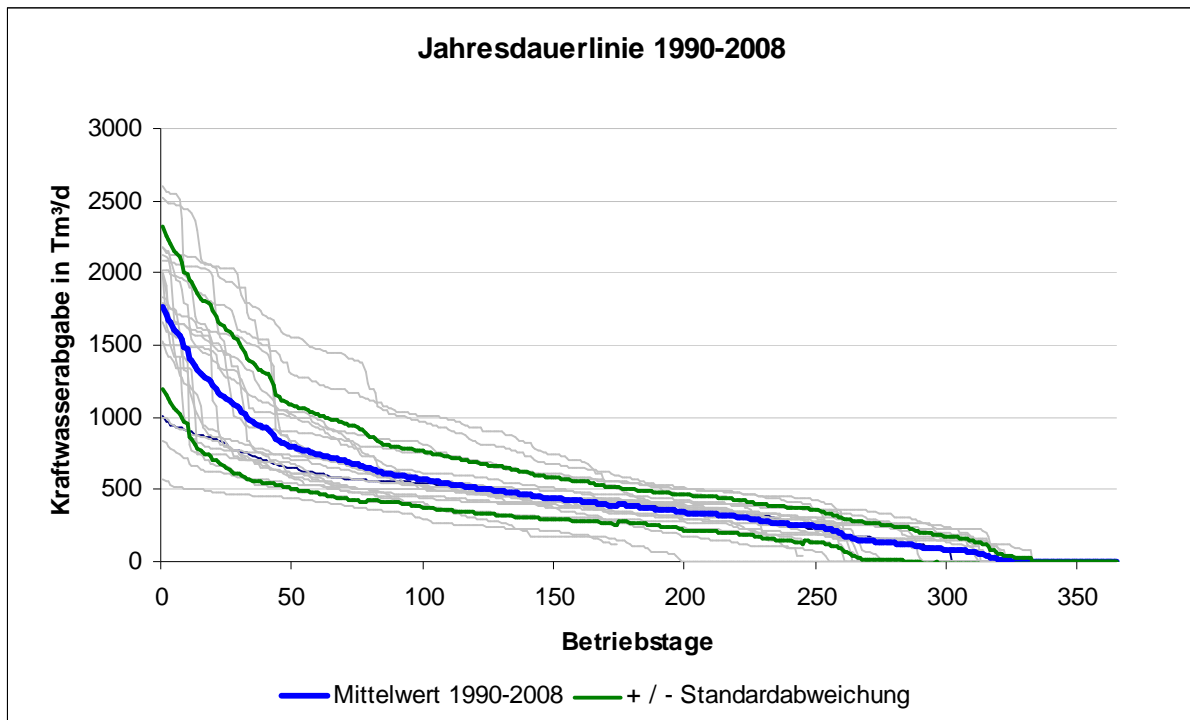


Abbildung 13. Mittlere Jahresdauerlinie

3.3 Betriebsstrategie

In Anbetracht der zusätzlichen Funktionen die der Stausee erfüllt, ist der WVER bestrebt, die Pegelstände innerhalb gewisser Grenzen zu bewegen. Er gibt jeweils für den nächsten Tag ein bestimmtes Volumen an, das im Kraftwerk abgearbeitet werden darf.

Der Betriebszeitraum und damit die Kraftwerksleistung werden von RWE frei gewählt. Man ist in der Produktion über den Tag gesehen sehr flexibel und kann hier optimal auf den Markt reagieren. Abbildung 14 stellt den Informationsfluss zur Kraftwerksansteuerung dar.

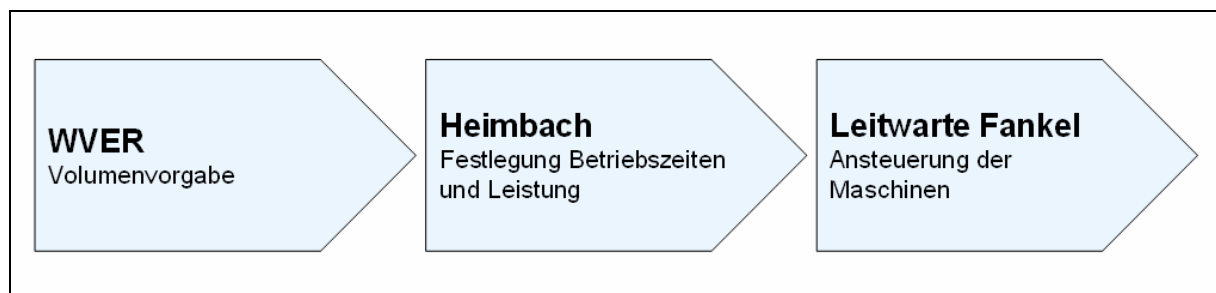


Abbildung 14. Informationsfluss zur Kraftwerkssteuerung

Ausgehend von den Vorgaben des WVER werden von der Betriebsgruppe in Heimbach die Betriebsdaten bestimmt und an die Leitwarte Fankel weitergegeben. Diese übernimmt die Ansteuerung und Überwachung der Maschinen. [Breuer 2010]

Für die Auslegung der Neuanlage wird die gleiche Betriebsstrategie zugrunde gelegt. Es soll immer im Auslegungspunkt gefahren werden. Deshalb ist erforderlich, dass genau dort der optimale Wirkungsgrad der Maschine liegt. Über den Ausbaudurchfluss Q_A einer Maschine kann mit dem zur Verfügung stehenden Wasservolumen pro Tag V_d aus der Beziehung (3.1) die Betriebsdauer pro Tag T_B errechnet werden.

$$T_B = \frac{V_d}{Q_A} \quad \text{in h} \quad (3.1)$$

Wird nun im Hochwasserfall T_B größer als 24 h, so kann vom Auslegungspunkt in Richtung Überlast abgewichen werden. Dieser Fall wird zur ersten Grobauslegung mit einem Maximalbetriebspunkt von +20% von Q_A limitiert.

Ein Betrieb in Teillast wird nicht vorgesehen. Man würde damit einerseits in einen Bereich kommen, wo die Turbinen schlechtere Wirkungsgrade haben und man so das Wasser nicht optimal nutzen würde. Andererseits verlängerte man so die Einsatzdauer pro Tag, was geringere Erlöse am Spotmarkt bedeuten würde. Die Vermarktungsseite ist der wichtigste Einflussparameter auf die Betriebsstrategie und wird in Folge erläutert.

3.4 Vermarktung

In diesem Abschnitt wird die Berechnung der Einnahmenseite des Kraftwerks durchgeführt, wobei zwei Möglichkeiten berücksichtigt werden. Einerseits kann der Strom am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) verkauft werden, andererseits besteht die Möglichkeit, die Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) in Anspruch zu nehmen. Den Prognosen zufolge unterliegt der Marktpreis jährlichem Wachstum, während die Vergütung nach dem EEG fixiert ist und diesem Trend nicht angepasst wird.

In den ersten Jahren werden die Einnahmen über die EEG-Tarife berechnet. Ab einem gewissen Zeitpunkt wird der Marktpreis die EEG-Förderung übersteigen, sodass es günstiger ist, direkt am Markt zu verkaufen. Von da an müssen die Einnahmen nach dem Prognosemodell der Spotmarktpreise berechnet werden. Durch die zweifache Berechnung der Erlöse können in der Wirtschaftlichkeitsrechnung auch Szenarien gerechnet werden, die den Fall eines negativen Bescheids zur EEG-Vergütungsfähigkeit heran ziehen. Auf die Kriterien des EEG wird ebenfalls kurz eingegangen.

3.4.1 EEG-Einspeisevergütung

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“, kurz EEG, ist in Deutschland in der derzeitigen Fassung seit 1.1.2009 gültig. Es wurde vom deutschen Bundestag am 25.10.2008 beschlossen und hat zum Zweck, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Nutzung erneuerbarer Energieformen zu forcieren. Die Schonung fossiler Energieressourcen ist hier ebenso von Bedeutung wie die langfristige Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung. Bis 2020 will man so den Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien auf 30% erhöhen. [EEG 2009, S. 3]

Vergütungssätze

Durch fixierte Vergütungssätze ist die Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber verbessert. Es sind für sämtliche Technologien in Abhängigkeit der jeweiligen Leistungsklassen Tarife angegeben, die auf Zeiträume von 15 bzw. 20 Jahren garantiert werden. Weiters sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den Strom aus EEG-Anlagen vorrangig abzunehmen und entsprechend zu vergüten. Tabelle 3 stellt die für Wasserkraft anzuwendenden Tarife auf.

Tabelle 3. Vergütung für Wasserkraftanlagen [EEG 2009, S.12]

§23 (1) Vergütungstarife für Wasserkraft bis 5 MW		
Schwellwert	Leistungsanteil P_i in kW	Vergütung in EUR/MWh
Bis 500 kW	Wenn $P_a > 500$ dann 500, sonst P_a	126,7
Bis 2 MW	Wenn $P_a > 2000$ dann 1500 sonst $P_a - 500$	86,5
Bis 5 MW	$P_a - 2000$	76,5

Für die Leistungsberechnung dieser Schwellenwerte gilt nicht die tatsächlich am Generator abgegriffene Leistung, sondern der Quotient aus produzierter Jahresenergiemenge und den 8760 Stunden im Jahr. Diese mittlere Leistung ist mit P_a bezeichnet. Für einen Standort ist die EEG-Vergütung unabhängig von der Baugröße der installierten Leistung der Maschine, da sich die Jahresarbeit aus dem Wasserdarbot ergibt.

Der fixe, für die Gesamtarbeit geltende Vergütungstarif V_{ges} ergibt sich aus (3.2), wobei P_i den jeweiligen Leistungsanteilen aus Tabelle 3 entspricht. In dieser Leistungsklasse gilt der Tarif für 20 Jahre ohne Degression.

$$V_{ges} = \sum_i \frac{P_i}{P_a} \cdot V_i \quad \text{in EUR/MWh} \quad (3.2)$$

Anforderungen

Im EEG ist ein markanter Punkte enthalten, der die Förderwürdigkeit des Neubaus gefährdet. §23 Abs. 5 (1) EEG 2009 schließt dezidiert Speicherkraftwerke von der Förderfähigkeit aus. Diese Klausel ist auch in früheren Fassungen enthalten, trotzdem wurde in einem Schreiben der Rhein-Ruhr-Verteilnetz GmbH die Förderfähigkeit einer vergleichbaren Anlage nach dem EEG 2004 positiv bewertet. In diesem Schreiben wird zwar vorrangig auf §3 Abs. 4 EEG 2004 eingegangen, wonach der Begriff „Inbetriebnahme“ auf Anlagenerneuerungen mit Kosten von mindestens 50% der Gesamtanlage eingeschränkt wird. Doch ist auch der Ausschluss von Speicherkraftwerken in § 6 Abs. 5 EEG 2004 enthalten. Trotzdem wird die Förderfähigkeit einer solchen Anlage bestätigt. [Archiv RWE 2010, file: „2004-12-28 Schreiben RWE RR-Harpen.tif“; EEG 2009; EEG 2004]

3.4.2 Wholesale – Verkauf am Spotmarkt

Elektrische Energie wird hauptsächlich über die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig verkauft. Diese entstand im Jahre 2002 aus der Fusion der Energiebörsen Frankfurt und Leipzig und ist nun der bedeutendste Handelsplatz für Elektrizität, Erdgas und CO₂-Zertifikate in Kontinentaleuropa. Neben dem Spotmarkt, wo Lieferungen in Zeiträumen von Echtzeit (intraday, continuous trading) bis zum Folgetag (day-ahead) gehandelt werden, gibt es Derivathandel und OTC-Geschäfte (over-the-counter). Derivate sind Termingeschäfte, so genannte Futures und Options, als OTC-Geschäfte werden vertragliche Direktgeschäfte bezeichnet. [EEX 2010, S.2ff]

Für die geplante Betriebsweise des Speicherkraftwerks ist der day-ahead-Verkauf am besten geeignet. Für den jeweils nächsten Tag ist die Leistungsfähigkeit in Folge von Niederschlag und Zufluss stets bekannt. Längerfristige Verträge bzw. Termingeschäfte können nur mit einem größeren Park an Wasserkraftwerken eingegangen werden, da sich dann eine bestimmte Mindestleistung als Band verkaufen lässt. Für die Betrachtung des Kraftwerks als Einzelanlage sind zur Vermarktung die day-ahead-Spotmarktpreise relevant. Die Anlage befindet sich hier in der Lieferzone Deutschland/Österreich, in der sich neben den vier deutschen Regelzonen auch das Austrian Power Grid befindet.

Betrachtet man die mittleren Tagesgänge der Spotmarktpreise für Strom in Abbildung 15, erkennt man, dass die Verläufe ähnlich sind. [EXAA 2010]

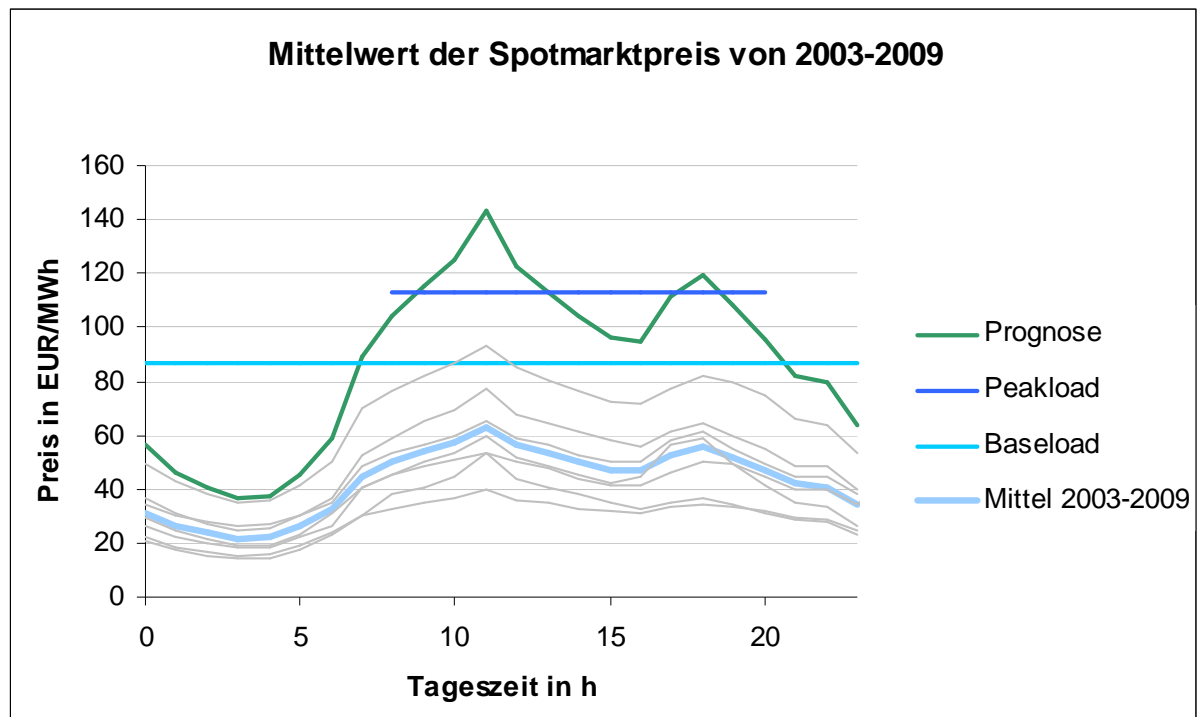


Abbildung 15. Tagesgang der Spotmarktpreise für Strom

Die grauen Kurven der Jahre 2003 bis 2009 besitzen immer Maxima in den Mittagsstunden und am Abend. Dies ist auf die hohe Lastnachfrage zu diesen Zeiten zurückzuführen. Daraus wird die mittlere Tageskurve der letzten Jahre berechnet. Ausgehend von den Daten des Energy and Economics Outlook [EEO-dataset Q1 2010] werden typische Preistagesgänge für die nächsten 20 Jahre errechnet. Im EEO-Datensatz sind für jedes Jahr die mittleren Base- und Peak-Preise angegeben.

Der vorgegebene Base-Preis ist der Mittelwert von 00:00 Uhr bis 24:00 Uhr, die Peak-Preise ergeben sich aus dem Zeitraum 08:00 bis 20:00 Uhr [EEX 2007, S.23]. Damit kann das Niveau der Preiskurve und die Form, definiert durch die Spreizung aus Base- und Peakpreis, errechnet werden.

$$p_t = C_1 \cdot p_m + C_2 \cdot p_m^2 \quad \text{in EUR/MWh} \quad (3.3)$$

p_t *Marktpreis im Jahr t*

p_m *Marktpreis Mittelwert aus
2003 bis 2009*

Die Faktoren C_1 und C_2 werden so ermittelt, dass der errechnete Tagesgang die Base- und Peakpreise der Prognose erfüllt. Dazu ist das Gleichungssystem (3.4) nach C_1 und C_2 zu lösen.

$$1. \frac{\sum_{h=1}^{24} (C_1 \cdot p_{m,h} + C_2 \cdot p_{m,h}^2)}{24} - p_{Base,t} = 0 \quad (3.4)$$

$$2. \frac{\sum_{h=8}^{20} (C_1 \cdot p_{m,h} + C_2 \cdot p_{m,h}^2)}{12} - p_{Peak,t} = 0$$

$p_{m,h}$

Preis der Mittelwertkurve
in der Stunde h

$p_{Peak,t}$

Peak-Preis des Jahres t

$p_{Base,t}$

Base-Preis des Jahres t

Abbildung 15 stellt exemplarisch die Preiskurve des Jahres 2020 dar. Deutlich erkennbar ist die Erhöhung des gesamten Preisniveaus. Zusätzlich nimmt die Spreizung zwischen Base- und Peakpreis zu.

3.5 Investitionskosten

Zur Bewertung der Profitabilität ist die Höhe der Investitionskosten von großer Bedeutung. Um diese in das Modell der Baugrößendefinition einbinden zu können, ist eine Funktion der Investitionskosten in Abhängigkeit des Ausbaudurchflusses oder der Ausbauleistung nötig. In der Fachliteratur findet man zahlreiche Angaben von Kostenfaktoren, die allerdings nur sehr grobe Aussagen zulassen. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht, in der die enorme Streuung dieser Werte sichtbar wird.

Tabelle 4. Übersicht Investitionskosten für Wasserkraftwerke

Quelle	Anmerkung	Kosten EUR/kW min	Kosten EUR/kW max
[Pelikan 2010, S.15]	Österreich	€ 3.000	€ 5.500
[ESHA 2003, S.9]	Österreich	€ 2.500	€ 2.500
[Konstantin 2009, S.328]	Neubau bei vorhandener Stauhaltung Francis 20-80 MW	€ 2.200	€ 2.970
	Modernisierung, Francis 20-80 MW	€ 1.030	€ 1.300
	Neubau Kaplan <15 MW	€ 3.100	€ 4.200
	Modernisierung, Kaplan <15 MW	€ 1.500	€ 2.000
[Hirschl et al. 2002]	1-10 MW Neubau	€ 4.000	€ 4.500
	1-10 MW Revitalisierung	€ 1.500	€ 1.500
	1-10 MW Modernisierung	€ 1.000	€ 1.000
[Gieseke 2009, S.56]	Laufwasserkraft <1MW	€ 6.000	€ 6.000
	Laufwasserkraft 50MW	€ 3.000	€ 3.000

Hauptsächlich sind die großen Differenzen auf unterschiedliche Bedingungen am jeweiligen Standort zurückzuführen. Den größten Teil machen meist die Baukosten aus, da die Errichtung von Staubaauwerken oder Stollen sehr kostspielig ist. Die höheren Werte, zwischen EUR 3000,- und 6000,- pro kW sind darauf zurückzuführen. Das vorhandene Projekt ist eher mit einer Revitalisierung bzw. Modernisierung vergleichbar, da wegen der Existenz des Damms verhältnismäßig geringe Baukosten zu erwarten sind. Für eine lineare Kostenfunktion scheint der Bereich zwischen EUR 1000,- und 1500,- pro kW sinnvoll, wobei dies für eine Auslegung zu ungenau wirkt.

Grundsätzlich ist ein linearer Verlauf der Investitionskosten über der Baugröße wenig realistisch, da mit einer Kostendegression bei größeren Anlagen zu rechnen ist. Für genauere Aussagen wird daher auf weitere Studien zurückgegriffen, die Kostenfunktionen für die elektromechanische Ausrüstung von Wasserkraftwerken angeben. Die Eckdaten geeigneter Publikationen sind in Tabelle 5 ersichtlich.

In den Studien werden bestehende Anlagen verschiedener Regionen auf ihre Investitionskosten untersucht und passende Ausgleichskurven gefunden. Betrachtet wird hauptsächlich der elektromaschinelle Teil, da die Baukosten von Wasserkraftanlagen von den örtlichen Gegebenheiten abhängen und von Projekt zu Projekt stark variieren. Beim Kraftwerk Schwammenauel überwiegen die variablen Kosten für die elektromaschinellen Anlagen, da das kostenintensive Staubaauwerk sowie Stollen und Schieberhaus bereits vorhanden sind. Die Baukosten müssen weitgehend als Fixkostenblock berücksichtigt werden. Der relative Anteil dieser Fixkosten am Gesamtprojekt ist in diesem Fall aber sehr gering. Vorrangig von Bedeutung ist, dass die Kurven die Steigung sowie eine leichte Degression über der Baugröße korrekt abbilden.

Tabelle 5. Eckpunkte der Kostenfunktionen nach verschiedenen Publikationen

Quelle	[Gulliver 1984]	[Voros et al. 2000]	[Kaldellis et al. 2005]
Jahr	1984	2000	2007
Währung	USD	USD	EUR
Wechselkurs	1,4549	0,9236	-
Faktor Inflation	1,349	1,404	1,080

Um die Vergleichbarkeit dieser Funktionen herzustellen sind einige Modifikationen nötig. Es muss auf die gleiche Währung gerechnet werden. Ältere Publikationen sind wegen der Wertänderung infolge Inflation zu korrigieren. Für den Zeitraum 1984 bis heute beträgt die Inflation im Euroraum im Mittel 2,63% p.a. [ECB 2010]. Somit ergeben sich für die Funktionen die in Tabelle 5 angegeben Aufwertungsfaktoren.

Abbildung 16 zeigt den Vergleich der Kostenfunktionen. Das Modell nach Voros liegt hier am oberen Rand und wird für die weitere Berechnung herangezogen. Die Auswertung wird ab

einer Anlagenleistung von 2 MW durchgeführt, da der untere Bereich für den Standort ausgeschlossen werden kann. Noch kleinere Maschinen würden keinen Sinn machen, da für diese schlicht zu viel Zufluss anfällt.

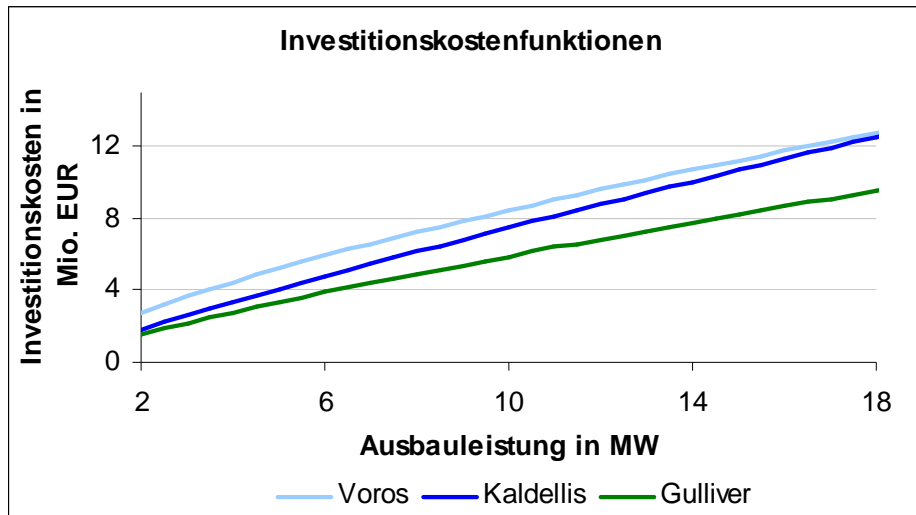


Abbildung 16. Übersicht der Investitionskostenmodelle verschiedener Publikationen. Auswertung ab 2 MW

3.6 Ergebnisse der Investitionsrechnung

Es wird der Rechengang kurz dargestellt und das Ergebnis der Kapitalwertberechnung sämtlicher Baugrößen diskutiert. Anhand der Jahresdauerlinie werden für jeden Tag die Kraftwasserabgabe entsprechend Gleichung (3.1) aufgeteilt und die Betriebsstunden pro Tag T_B berechnet.

Die Leistung wird mit einem Gesamtwirkungsgrad berechnet, der sich aus fixen Wirkungsgradempfehlungen für Turbine, Generator, Trafo und Eigenbedarf sowie aus einem variablen Wirkungsgrad entsprechend der Verlustkennlinie der Zuleitung ergibt. Für die fixen Wirkungsgrade wird stets der Mittelwert des empfohlenen Bereichs gewählt [Giesecke 2009, S.32]. Der variable Teil ergibt sich aus unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten im vorhandenen Stollen, der geometrisch unveränderlich ist. Somit erzeugt ein größerer Ausbaudurchfluss höhere Verluste und einen schlechteren Gesamtwirkungsgrad (vgl. Kapitel 2.2.2). Für den Berechnungsbereich ergibt sich eine Bandbreite des Gesamtwirkungsgrades von 0,83 bis 0,85.

Man erhält nun die Leistung aus:

$$P_{el} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_f \cdot \eta_{ges} \quad \text{in W} \quad (3.5)$$

$$\rho = 1000 \quad \text{Dichte Wasser in kg/m}^3$$

3 Bestimmung des optimalen Ausbaudurchflusses

Die Betriebsstunden wählt man am Tag so, dass die höchsten Preise erzielt werden. In absteigender Reihenfolge wird mit den entsprechenden Marktpreisen p_t die Arbeit jeder Stunde bewertet und man erhält für den Tageserlös am Spotmarkt folgenden Zusammenhang.

$$E = \sum_{t=0}^{T_B} p_t \cdot P_{el} \quad \text{in EUR} \quad (3.6)$$

Über alle Betriebstage der Jahresdauerlinie aufsummiert ergeben sich so die Jahreserlöse. Gleichzeitig wird jeder Tag mit dem EEG-Tarif bewertet und auch diese Summe berechnet. Die Standardszenarien vergleichen stets die Erlöse nach dem EEG und die Einnahmen am Spotmarkt um den höheren Wert für das entsprechende Jahr anzusetzen. Die Rechnung wird für 20 Jahre durchgeführt, wobei jedes Jahr mit den entsprechenden Preissteigerungsfaktoren abgebildet wird.

Kapitalwertberechnung

Anhand der Jahreserlöse kann das Projekt einer Kapitalwertberechnung zugeführt werden, deren Grundaufbau in Tabelle 6 dargestellt wird. Der Kapitalwert entspricht der Summe aller Zahlungen, die auf einen Zeitpunkt unter Berücksichtigung des Zinseffekts berechnet werden [Thommen, Achleitner 2003, S.608ff]. Der kalkulatorische Zinssatz i beträgt entsprechend der Investitionsrichtlinie derzeit 9,5% vor Steuern [Archiv RWE 2010]. Je höher diese Summe ist, umso größer ist der Gewinn über die kalkulatorische Laufzeit der Anlage von 20 Jahren.

Tabelle 6. Kapitalwertberechnung zur Bestimmung der Baugröße [modifiziert nach Petermann 2010]

+ Einnahmen Wholesale Spotmarkt	<i>Alternativ: Einnahmen nach EEG</i>
+ Vermiedene Netznutzungsentgelte	<i>Alternativ: Einnahmen nach EEG</i>
= Einnahmen	
- Personalaufwand für Neuanlage	65.000,-
- Betriebs- und Instandhaltungskosten der Neuanlage	<i>Jahr 1 – 10: 0,5% der Investition Jahr 11 – 20: 6% der Investition</i>
- Versicherung	<i>1% der Investition</i>
- Verbandsbeiträge	178.000,-
- Stromlieferung an WVER	5.000,-
- Sonstiges	5.000,-
= Ausgaben	
- Investitionskosten	<i>Jahr 1: 10%; Jahr 2: 45%; Jahr 3: 45%</i>
+ Einnahmen	
- Ausgaben	
= Cash Flow (CF)	
Summe (Discounted Cash Flow)	$NPV = \sum_{j=1}^{20} \frac{CF_j}{(1+i)^j}$
= Kapitalwert (Net Present Value, NPV)	(3.7)

3 Bestimmung des optimalen Ausbaudurchflusses

Die Einnahmen setzen sich aus den Erlösen am Spotmarkt und den Entgelten durch vermiedene Netznutzung zusammen. Alternativ können Szenarien mit den EEG-Tarifen gerechnet werden. Die Entgelte für vermiedene Netznutzung erhält man dafür, dass man am Standort dezentral in ein Mittelspannungsnetz einspeist und nicht die Hoch- bzw. Höchstspannungsnetze nutzt. Da die Netznutzungsentgelte aber die Hoch- und Höchstspannung beinhalten, erhält man anteilig für die vermiedene Netznutzung hoher Spannungsebenen diese Entgelte erstattet. Bei Inanspruchnahme der EEG-Vergütung fällt dieser Vorteil weg.

Ausgabenseitig wird mit zusätzlichem Personal und den auf die Neuanlage entfallenden Instandhaltungskosten gerechnet. Diese werden für die ersten Jahre niedrig, später erhöht angesetzt. Zusätzlich müssen in der alleinigen Betrachtung der Neuanlage die Abgaben und die Freistromlieferung an den Wasserverband berechnet werden. Bei den Investitionskosten fallen 10% im ersten Jahr durch Planungs-, und Genehmigungsaufgaben etc. an, der Rest wird auf die Baujahre zwei und drei verteilt. Abbildung 17 stellt die Ergebnisse, die Kapitalwerte der verschiedenen Baugrößen, dar.

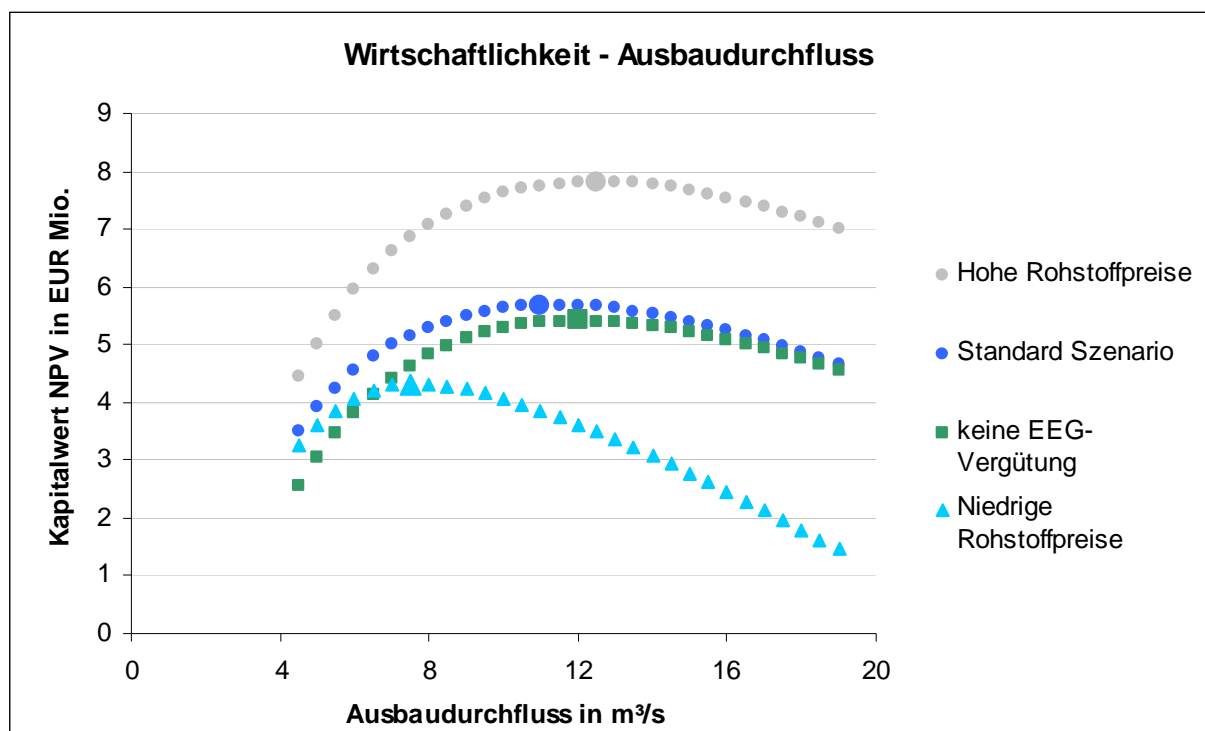


Abbildung 17. Ergebnisse der Kapitalwertberechnung für verschiedene Ausbaudurchflüsse und Preisszenarien

Über dem Ausbaudurchfluss wird der Kapitalwert der Investition angegeben. Jede Kurve weist ein Maximum auf, das der besten Lösung des jeweiligen Szenarios entspricht. Genau für diesen Ausbaudurchfluss muss die Turbine ausgelegt werden. Es ist zu beachten, dass

den absoluten Werten an der Ordinate keine Bedeutung zukommt. Aus dieser Darstellung kann rein Information über den optimalen Ausbaudurchfluss gewonnen werden. Der absolute Wert dieser Optima würde fälschliche Aussagen über die Wirtschaftlichkeit des Projektes ergeben, da hier nicht der gesamte Business Case, für den hauptsächlich die Vermarktung der Altanlage maßgeblich ist, abgebildet wird. Diese Gesamtbetrachtung erfolgt erst im Kapitel 5.

Wichtig sind die Positionen der Maxima, die allerdings stark von den unterschiedlichen Preisszenarien abhängen und in einem Bereich zwischen 7,5 und 12,5 m³/s liegen. Im EEO-Datensatz werden für die Strompreise verschiedene Szenarien angegeben, die von unterschiedlichen Rohstoffpreisen ausgehen. Kalkuliert man mit hoher Nachfrage nach Rohstoffen, so steigt das gesamte Preisniveau der Strommarktpreise und es werden größere Maschinen profitabler, da auch die auftretenden Preisspitzen stärker ausgeprägt sind. Man erzielt höhere Einnahmen, je mehr Energie man in den Zeiten der maximalen Preise produzieren und verkaufen kann. Die EEG-Vergütung bevorzugt tendenziell kleinere Maschinen, da diese oft auch in Zeiten niedriger Marktpreise produzieren müssen und hier durch die fixen EEG-Sätze einen höheren Nutzen ziehen. Dieser Zusammenhang wird deutlich, wenn man das Standard-Marktszenario einmal mit und einmal ohne Subventionen durchrechnet. Es verschiebt sich der optimale Ausbaudurchfluss bei abgelehnter EEG-Vergütung von 11 auf 12 m³/s. Bemerkenswert ist, dass der Unterschied der Kapitalwerte beider Szenarien sehr gering ist. Die EEG-Vergütung ist bei den angenommenen Preissteigerungen nicht lange relevant, da man bereits kurzfristig von Marktpreisen ausgeht, die über den EEG-Tarifen liegen.

Der Ansatz einer steileren Kostenkurve, das heißt überproportional hohe Investitionskosten größerer Anlagen, verschiebt das Anlagenoptimum zu kleineren Anlagen. Umgekehrt gilt dieser Schluss genauso. Von den Optima abweichend wären größere Maschinen besser als kleinere, da die Kurven bei größeren Durchflüssen weniger stark abfallen als im unteren Bereich. Das kann dadurch erklärt werden, dass einerseits große Maschinen die Preisspitzen besser nutzen und auch besser auf Hochwasserspitzen reagieren. Andererseits können kleinere Maschinen unter einer bestimmten Baugröße nicht mehr ausreichend Wasser abarbeiten und es geht ungenutzt verloren.

Den größten Einfluss hat die Preisentwicklung. Welche Prognose tatsächlich eintritt, kann nicht vorhergesagt werden. Es wird in Folge mit einem Ausbaudurchfluss von 11 m³/s gerechnet, wofür zwei Gründe sprechen. Erstens trifft die Base-Prognose der EEO-Daten genau diesen Wert. Zweitens liegt elf gut in der auftretenden Bandbreite der Maxima. Somit ist eine günstige Abdeckung aller möglichen Fälle gewährleistet. Der nun definierte Ausbaudurchfluss entspricht bei mittlerer Fallhöhe einer Ausbauleistung von 5,8 MW.

3.7 Werkleistungsplan

Der Werkleistungsplan ist die grafische Darstellung der Zusammenhänge zwischen Durchfluss, Fallhöhe und Leistung, siehe Abbildung 18. Der Durchfluss wird dabei als Dauerlinie aufgetragen. Die entsprechende Fallhöhe und die daraus errechnete Leistungskurve werden ebenfalls eingezeichnet. [Giesecke 2009, S.57], [von König, Jehle 1997, S.142]

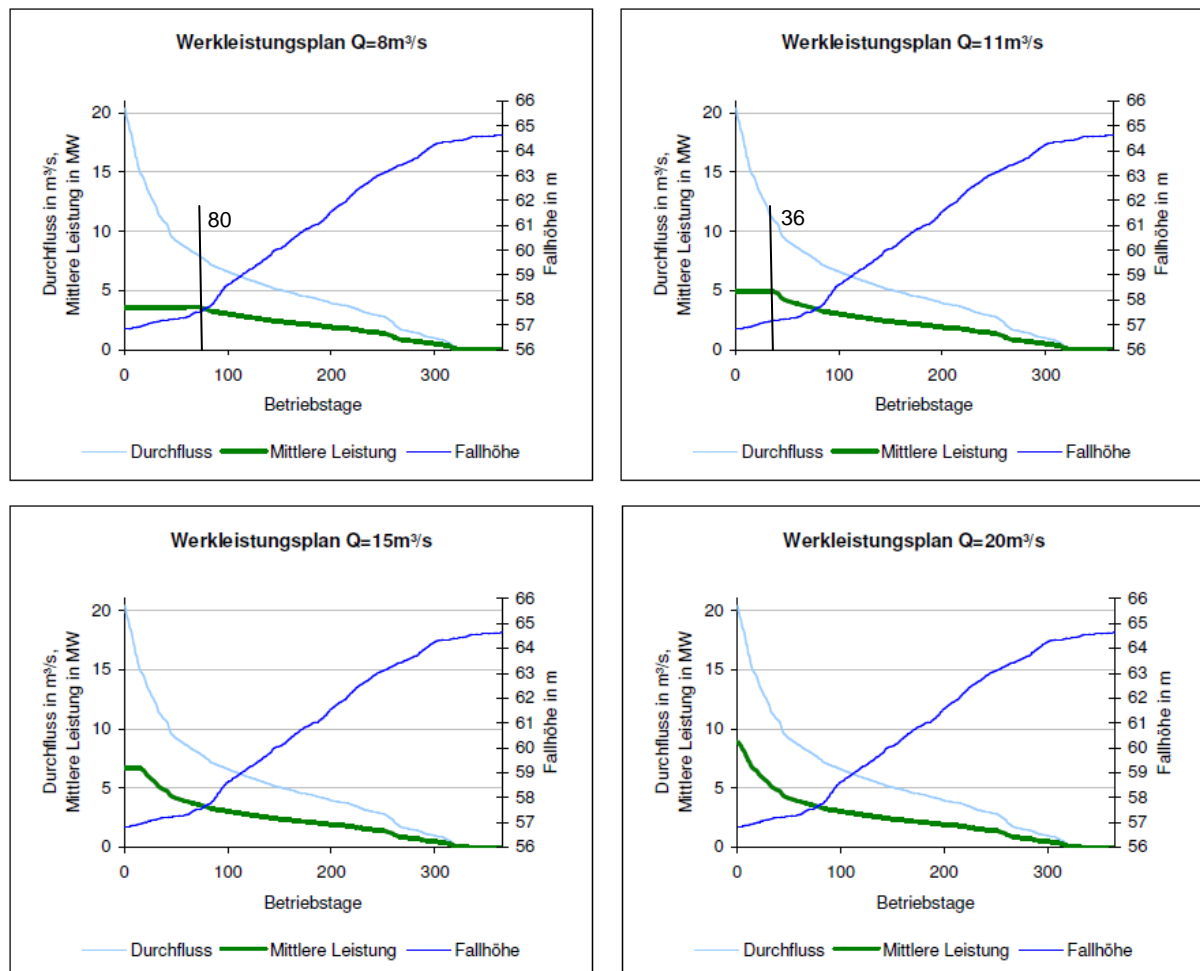


Abbildung 18. Werkleistungsplan für unterschiedliche Ausbaudurchflüsse

Aus dem Werkleistungsplan lässt sich die erzeugte Arbeit im Regeljahr bestimmen. Sie ergibt sich durch Integration der Kurve mittlerer Leistung über der Zeitachse. Die so errechnete Fläche gibt die Arbeit an. Die hier gezeigte mittlere Leistung ist der Quotient aus der Erzeugung in MWh pro Tag und 24 Stunden. Die reale Maschine läuft immer mit Nennleistung, schaltet aber nach den angegebenen Betriebsstunden pro Tag ab. Dadurch ergeben unterschiedliche Ausbaudurchflüsse verschiedene Leistungskurven.

Das Bild links oben bildet eine Maschine mit $Q = 8 \text{ m}^3/\text{s}$ ab. Es ist bei großen Wassermengen nicht mehr möglich, den gesamten Zulauf abzuarbeiten, da die Maschine dafür zu klein wäre. Deshalb steigt die mittlere Leistungskurve links von ca. 80 Tagen nicht mehr an. Erst ab

einem Ausbaudurchfluss von 20 m³/s, siehe Abbildung 18 rechts unten, können die maximal auftretenden Zuflüsse voll genutzt werden.

Das Optimum der Auslegung liegt bei 11 m³/s, Bild rechts oben, da hier die höchste Wirtschaftlichkeit vorliegt. Es ist zwar nicht möglich, immer den gesamten Zufluss zu nutzen, durch die kleinere Maschine und die geringeren Investitionskosten ist diese Baugröße aber zu bevorzugen. An 36 Tagen können die Hochwasserspitzen nicht zur Gänze abgearbeitet werden, was wieder durch die horizontale Linie der mittleren Leistung ersichtlich ist. Unter der Voraussetzung, dass ein 20-prozentiger Überlastbetrieb der Turbinen möglich ist, können 11 weitere Tage voll genutzt werden. An verbleibenden 25 Tagen ist die Wasserfracht für die Turbine zu groß und es gibt zwei Möglichkeiten:

Im akuten Hochwasserfall müssen die Grundablässe bzw. die Hochwasserentlastung leicht geöffnet werden und das überschüssige Wasser kann nicht zur Energiegewinnung genutzt werden. In Zusammenarbeit mit dem WVER sind Möglichkeiten zu eruieren, wie durch eine vorausschauende Planung des Kraftwerksbetriebs diese Ereignisse entschärft werden können. So ist denkbar, vor angekündigten Schlechtwetterfronten den Kraftwerksdurchfluss zu erhöhen, um Stauraum vorzuhalten.

3.8 Zusammenfassung

Die Berechnung des Ausbaudurchflusses der neuen Anlage erfolgt unter Berücksichtigung der Hydrologie, der Betriebsstrategie, der Marktsituation und der Investitionskosten. Den Speichersee bewirtschaftet der WVER, sodass die Kraftwasserabgaben pro Tag und die Fallhöhe im Jahresverlauf vorgegeben wird.

Die Betriebszeiten im Tagesverlauf können frei gewählt werden. Durch das äußerst große Speichervolumen ist ein Betrieb stets im Wirkungsgradoptimum möglich. Ein Teillastbetrieb ist nicht erforderlich. Durch diese Betriebsweise erzielt man am Spotmarkt die höchsten Erlöse. Alternativ wird die Vergütung nach EEG berechnet, wobei die Förderfähigkeit des Neubaus noch zu überprüfen bleibt.

Der wirtschaftlich optimale Ausbaudurchfluss der Neuanlage beträgt 11 m³/s. Bei einer mittleren Fallhöhe von 60,92 m entspricht das einer Ausbauleistung von 5,8 MW. Diese Maschinengröße ist bei alleiniger Betrachtung des Neubaus die profitabelste Investition.

4 Technische Umsetzung

In diesem Kapitel wird die technische Machbarkeit der Neuanlage detailliert untersucht und ein Überblick über die mögliche Umsetzung gegeben. Dazu werden die Hauptkomponenten vorausgelegt und anhand der Spezifikationen bei Herstellern Richtpreise angefragt. Die Kenntnis der technischen Eckdaten ist somit nötig, um über die Wirtschaftlichkeit des Projektes in Kapitel 5 belastbare Aussagen treffen zu können. Bei einigen Komponenten ist allerdings bereits die Auslegung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu treffen, weshalb schon in diesem Kapitel auf die Kostenseite geachtet wird.

Zu Beginn wird die notwendige Größe des Druckrohres bestimmt. Im Anschluss liegt der Fokus auf den Absperrorganen und dem Sicherheitskonzept. Dazu wird mittels eines numerischen Simulationstools eine Druckstoßrechnung durchgeführt. Diese gibt Aufschluss über die im Normalfall von den Armaturen einzuhaltenden Schließzeiten, um die Auslegungsdrücke der Bauteile nicht zu überschreiten. Weiters werden Störfälle durchgerechnet, die Informationen über die maximale Belastung liefern. Nach der Wahl der Maschinenkonfiguration wird auf die elektrischen Anlagen eingegangen. Mit der Bearbeitung der Bautechnik liegen sämtliche Komponenten vor und es können die Gesamtkosten des Neubaus angegeben werden.

4.1 Druckrohr

Die Druckrohrleitung verbindet das Schieberhaus mit dem Krafthaus. Hierfür werden die optimalen Abmessungen verschiedener Leitungstypen berechnet und eine geeignete Auswahl getroffen. Zur Kostenschätzung werden die Rohre auf einen Nenndruck von 10 bar bemessen. Dieses vorab gewählte Druckniveau kann durch die Druckstoßberechnung im nächsten Kapitel bestätigt werden.

4.1.1 Berechnung des optimalen Durchmessers

Es ist zu beachten, dass einerseits mit steigendem Rohrdurchmesser die Reibungsverluste sinken und damit die Energieerzeugung steigt. Andererseits nehmen auch die Investitions- und Unterhaltungskosten bei größeren Rohren zu. [Giesecke 2009, S.239]

F. von König [1997, S.155] schlägt vor, das Optimum des Rohrquerschnitts zu finden, in dem man die Mehrkosten k und die geringeren Verluste e_v in einen kWh-Wert Erzeugung umgerechnet, als Funktion des Durchmessers aufträgt. Die Summe aus Mehrkosten und Erzeugungsverluste ergibt einen Verlauf, dessen Minimum den wirtschaftlichsten Rohrdurchmesser ergibt. Da Mehrkosten sofort, Erzeugungsverluste erst im Laufe der Jahre auftreten, wird die obige Betrachtung erweitert und eine Kapitalwertberechnung der

Investition durchgeführt. Somit sind auch Zinseffekte der auftretenden Zahlungen und Einnahmen berücksichtigt. Die Berechnung ist wie folgt aufgebaut.

Für jeden Rohrdurchmesser wird für den Nenndurchfluss 11 m³/s die Strömungsgeschwindigkeit berechnet. Daraus ermittelt man mit den Gleichungen (2.3) und (2.4) die entsprechende mittlere Nettofallhöhe der jeweiligen Rohrgröße. Nun kann die Jahreserzeugung und weiters, vereinfacht durch die Annahme des EEG-Tarifes, der Jahreserlös berechnet werden.

Die jährlichen Kosten der Rohrleitung bestehen hauptsächlich aus den Investitionskosten. Kosten für Wartung und Instandhaltung werden vereinfacht als konstant für jede Baugröße angenommen. Teilt man die Investition mittels des Annuitätenfaktors $ANF_{n,i}$ auf 20 Jahre auf, so erhält man die real anfallenden Kosten pro Jahr. [Thommen, Achleitner 2003, S. 608ff]

$$a = C_0 \cdot ANF_{n,i} \quad \text{in EUR p.a.} \quad (4.1)$$

$$ANF_{n,i} = \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Annuitätenfaktor}$$

$$C_0 \quad \text{Kapitalwert}$$

$$i \quad \text{Zinssatz}$$

Man findet den wirtschaftlich optimalen Rohrdurchmesser, in dem man den Gewinn, berechnet aus Erlöse minus Kosten, über dem Durchmesser aufträgt und hier das Maximum wählt. Die Berechnung des optimalen Rohrdurchmessers erfolgt in gleicher Weise für Stahlrohre und GFK-Rohre. Die für beide Varianten gleichen Eingabeparameter stellt Tabelle 7 auf. (Details zur Berechnung siehe Anhang C und Anhang D.)

Tabelle 7. Annahmen der Berechnung des Durchmessers

Bezeichnung	Einheit	Wert
Ausbaudurchfluss	m ³ /s	11
Länge	m	105
Rohfallhöhe Neubau	m	60,92
Wirkungsgrad Maschine	-	0,88
Erlös	EUR/MWh	95,03
Volllaststunden	h	3720
Laufzeit finanziell	a	20
Zinsen	-	9,5%

Für ein Holzrohr liegt nur die Berechnung des Herstellers vor, hier konnten nicht ausreichend Daten zur eigenen Auswertung erhoben werden. Ein Richtpreis für das gesamte Rohr wurde eingeholt, sodass der abschließende Vergleich trotzdem möglich ist.

4.1.2 Glasfaserverstärkter Kunststoff GFK

GFK ist ein Verbundwerkstoff aus Polyesterharz, Glasfasern und Quarzsand. Die Glasfasern nehmen die Zugspannungen auf, der innen liegende Quarzsandkern wird mit Polyesterharz gebunden und versteift das Rohr [Giesecke 2009, S.231]. Man erhält äußerst leichte Rohre mit guter Festigkeit, Korrosions- und UV-Beständigkeit, geringen Reibungsverlusten und hoher Lebensdauer [Hobas 2008, S.2]. Als Nachteil ist zu werten, dass durch Schläge leicht Haarrisse entstehen, die nicht repariert werden können.

Die Preise für in Frage kommende Durchmesser werden bei Herstellern angefragt und nach obiger Rechnung ausgewertet (siehe Abbildung 19, links). Man erkennt ein Optimum des Durchmessers im Bereich zwischen 1800 mm und 2000 mm. Bei größeren Durchmessern fallen die hohen Investitionskosten stärker ins Gewicht als die zusätzlichen Erlöse infolge geringerer Reibungsverluste. Die Gewinnkurve beginnt zu fallen. Sehr kleine Rohre sind ebenfalls nicht geeignet, da hier die Reibungsverluste sehr stark ausgeprägt sind. Generell besitzen GFK-Rohre sehr gute Reibungswerte, Hersteller geben hier einen Bereich des k-Wertes von 0,029 bis 0,1 mm an.

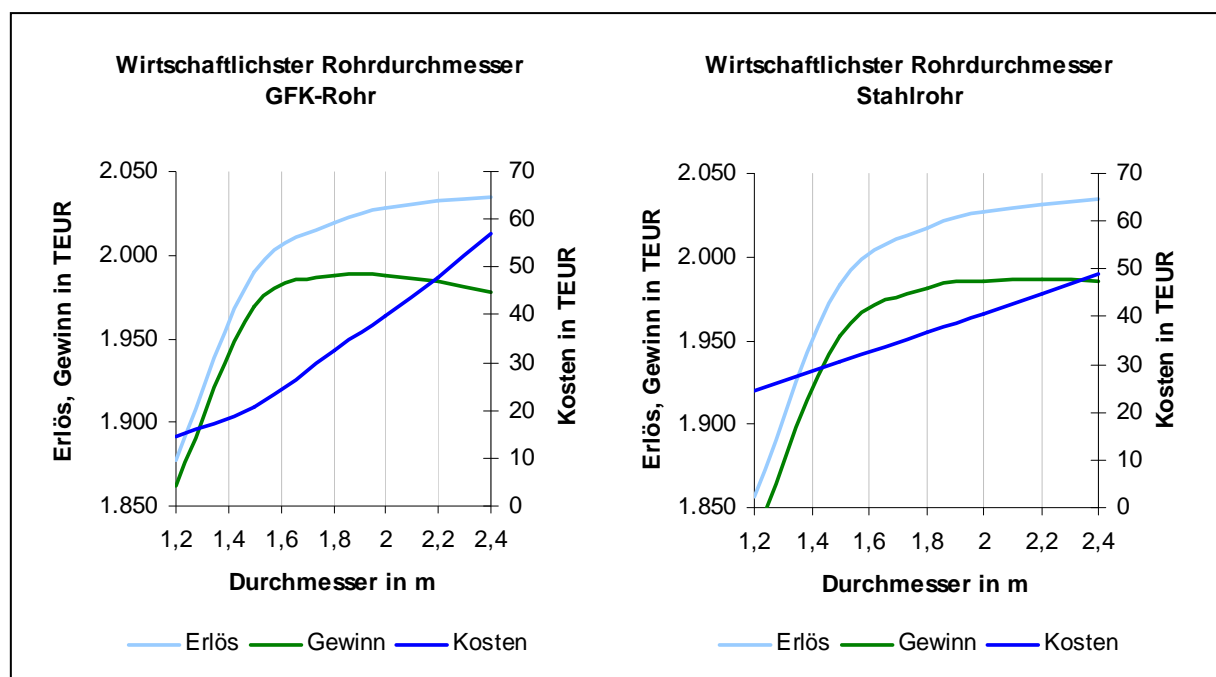


Abbildung 19. Wirtschaftlichkeit des Druckrohres in Abhängigkeit des Durchmessers. Links: GFK-Rohr Hersteller: Amitech, Rechts: Stahlrohr Hersteller DSD-Noell

Im Bereich von DN 1800 mm bis DN 2000 mm kann der Rohrdurchmesser frei gewählt werden, da sich in diesem Bereich das Maximum der Gewinnkurve befindet. Außerdem ist hier die Kurve sehr flach ausgeprägt. Da größere Rohre auch die Installation erschweren und speziell im Bereich des Krümmers der alten Rohrleitung am Bauplatz eine Engstelle besteht,

sind hier kleinere Rohre zu bevorzugen. Für GFK-Rohre ist demnach ein Durchmesser von DN 1800 mm zu empfehlen.

4.1.3 Stahl

Im Umgang mit Stahlrohren hat man die meiste Erfahrung, da sie am häufigsten verbaut werden. Dadurch gelten Stahlrohre als sicherste Variante mit dem geringsten Risiko. Die meisten Verbindungen werden durch Schweißverfahren hergestellt. Somit sind auch Reparaturen möglich.

Die Rechnung wird analog zu GFK-Rohren durchgeführt. Bei der Kostenschätzung geht man vom größten Kostenfaktor, dem Stahlpreis aus. Laut Aussage der Firma DSD Noell GmbH [2010] betragen die Kosten einer vergleichbaren Leitung mit DN 1600 mm rund EUR 5800,- je Tonne Rohrleitung inklusive Transport und Montage. Weiters legt man vorerst die Wanddicke mit 12 mm fest, diese ist im Anschluss durch eine Festigkeitsrechnung zu prüfen, siehe Kapitel 4.2.4. Damit lassen sich die Kosten für verschiedene Durchmesser gut abschätzen und man erreicht im Vergleich zu einer genauer kalkulierten Leitung von DN 2000 mm der Fa. Köster [2010] eine hinreichende Genauigkeit von wenigen Prozent Abweichung. Das wirtschaftliche Optimum liegt hier in einem ähnlichen Bereich wie bei GFK-Rohren, um DN 2000 mm (siehe Abbildung 19, rechts). Die vorhandene Engstelle ist auch hier der Grund für die Bevorzugung möglichst kleiner Durchmesser. Es wird ein DN 1800 mm für die weitere Berechnung gewählt, da die Kurve hier noch ein sehr hohes Niveau besitzt und erst bei noch kleineren Durchmessern sehr stark abfällt.

4.1.4 Holz

Holzrohre sind die älteste Form der Rohrleitungen. Ursprünglich durch Bohrungen in Baumstämme hergestellt, werden heute ausschließlich aus Dauben gefertigte Rohre verwendet. Dazu werden wie im Fassbau Dauben zusammengefügt und mit Stahlringen umspannt. Sorgt man dafür, dass das Holz ständig feucht bleibt, sind speziell bei unterirdischer Verlegung Lebensdauern von 100 Jahren möglich. Vorteilhaft sind weiters der einfache Zusammenbau vor Ort in unzugänglichem Gelände und die sich bildende, schleimige Schicht, die sehr geringe Reibungsverluste ermöglicht. Holzrohre unterliegen nur sehr geringen Wärmeausdehnungen und sind widerstandsfähig gegen chemische Einwirkungen. Nachteilig sind die mögliche unvollkommene Abdichtung an Stoßstellen und Astlöchern und die geringe Widerstandsfähigkeit gegenüber Außendruck. Denkbar sind auch die Fäulnis des Holzes oder die Verrostung der Spannringe. Ebenfalls schwierig gestaltet sich der Einbau von Verschlussorganen und Krümmern. [Mosonyi 1966, S. 294]

Die schwedische Firma Boxprod [Boxholm Produktion AB 2010] führt die Berechnung eines Holzrohres durch und gibt einen optimalen Durchmesser von DN 1700 mm an.

4.1.5 Kostenaufstellung und Bewertung

Die Kosten der verschiedenen Druckrohrleitungen sind in Tabelle 8 gegenübergestellt. Neben den Investitionskosten muss auch die Verlusthöhe in die Entscheidung mit einbezogen werden. Analog zu Kapitel 2.2.2 wird diese für die neue Druckrohrleitung berechnet, wobei von zwei Krümmern ausgegangen wird. Diese sind ähnlich angeordnet wie bei der Altanlage, sodass man für den ersten mit einer Umlenkung von 30° einen Verlustbeiwert von 0,06 und für den zweiten mit 90° entsprechend 0,14 findet [Giesecke 2009, S. 237]. Unterschieden werden die drei verschiedenen Materialien, wofür wieder die äquivalenten Rauheiten angesetzt werden müssen.

Auffällig ist, dass sich die vermutete äußerst geringe Reibung bei Holzrohren (vgl. [Mosonyi 1966, S.294], [Blaß, Fellmoser 2005, S.6]) nicht in Tabellenwerken niederschlägt, wo stets ein relativ hoher k-Wert für Holz angegeben wird. Auch die Herstellerangabe von 0,255 mm ist deutlich höher als bei GFK oder Stahl. Der Standort ist aus Sicht der Kosten für eine Holzleitung wenig geeignet, da die geraden Rohrstücke relativ kurz sind und Holzleitungen ihre Kostenvorteile hier nicht ausspielen können. Krümmer können nur bis zu Radien vom 15-fachen des Rohrdurchmessers einfach hergestellt werden, ansonsten sind Sonderbauteile erforderlich, die die Kosten in die Höhe treiben.

Tabelle 8. Vergleich der Druckrohrleitungen nach Kosten und Verlusthöhen

Gesamtpreise in EUR	Werkstoff		
	GFK	Stahl	Holz
Hersteller			
Amitech	291.229		
Hobas	312.692		
Köster Bau		330.908	
DSD Noell		321.750	
Boxprod			339.974
Reibungsverluste			
k in mm	0,029 [Amitech 2010]	0,1 [Giesecke 2009, S.190]	0,255 [Boxprod 2010]
Verlusthöhe m	0,463	0,561	0,830

Sehr niedrige Reibungsverluste sowie die geringsten Investitionskosten sprechen für die Lösung aus GFK. Anzumerken ist die große Differenz der Herstellerpreise, weswegen vermutlich seitens des Rohrpreises noch Verhandlungspotential besteht.

Eine vergleichbare Entscheidung stand bei der Instandhaltungsmaßnahme der Druckrohrleitung eines ähnlichen Kraftwerks an, wo untersucht wurde, eine Stahlleitung durch eine GFK-Leitung zu ersetzen. Hierbei wurde GFK abgelehnt, unter anderem wegen des höheren technischen Risikos im Vergleich zur Stahlleitung. Bei Stahlrohren kann man auf jahrzehntelange Erfahrung in Wartung und Betrieb zurückgreifen. Zusätzlich wurde auf

die Gefahr des Beschusses bzw. Steinschlages hingewiesen, der für GFK-Leitungen bedeutend problematischer ist als für Stahlrohre. [Leitl 2009]

Aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten wäre beim Neubau eine GFK-Leitung zu bevorzugen, aus den dargelegten Risikoaspekten und der geringen Kostendifferenz wird jedoch die Stahlleitung gewählt.

4.2 Verschlussorgane und Sicherheitskonzept

Die Kraftwerkszuleitung muss so ausgeführt sein, dass sie nach jedem Defekt an einem Bauteil durch geeignete Maßnahmen in einen sicheren Zustand zurückgeführt werden kann. Zu diesem Zweck sind insgesamt drei Verschlussorgane vorgesehen (vgl. Abbildung 8).

Diese Armaturen müssen geeignet angeordnet und dimensioniert sein. Geometriedaten sind in Abhängigkeit der Turbinenanschlussmaße und der Druckrohrdurchmesser zu finden, die auftretenden Betriebsdrücke müssen gesondert ermittelt werden. Sie sind stark von den Betriebsfällen und insbesondere von den Schließzeiten abhängig und werden in Kapitel 4.2.3 numerisch untersucht.

4.2.1 Anordnung der Verschlussorgane

Ein Verschlussorgan ist direkt am Turbineneinlauf vorzusehen. Dieses ist neu zu projektieren und wird unter funktionellen und wirtschaftlichen Kriterien ausgewählt. Kommt es zu einer Fehlfunktion dieser Armatur, kann das zweite Verschlussorgan aktiviert werden.

Dieses existiert bereits und ist als Drosselklappe ausgeführt. Es befindet sich am Übergang des Stollens zur Druckrohrleitung. Da die Drosselklappe in Strömungsrichtung vor dem Verteilrohr angeordnet ist, ist sie auch für die Neuanlage der zweite Sicherheitsverschluss. Beim zukünftig möglichen gleichzeitigen Betrieb beider Maschinen ist der Durchfluss durch die Drosselklappe erhöht, was höhere Anforderungen an die Klappe vermuten lässt. Bei genauer Betrachtung bestätigt sich dies aber nicht.

Die wichtigste Eigenschaft ist die Notschlussstauglichkeit. Das heißt, die Klappe muss im Schadensfall gegen den vollen Wasserstrom schließen können. Durch den Neubau ist die Belastung für die Klappe aber unverändert im Vergleich zum alleinigen Betrieb der Altanlage. Zum Beispiel fällt beim Platzen des Druckrohres schlagartig der Strömungswiderstand der Turbine weg und es stellt sich der erhöhte Auslaufdurchfluss ein. Dieser liegt beträchtlich oberhalb des Ausbaudurchflusses der Altanlage und wird vom Vorhandensein einer zweiten Maschine nicht beeinflusst. Er hängt nur von den Strömungsverlusten der Leitung oberhalb der Drosselklappe ab, welche unverändert bleibt. Damit ist es zulässig, die Notschlussstauglichkeit der vorhandenen Drosselklappe als Sicherheitsmerkmal auch für die Neuanlage zu unterstellen.

Das dritte Verschlussorgan ist am Damm wasserseitig angeordnet. Mit einem Schieber kann das Einlaufbauwerk verschlossen und der Stollen trocken gelegt werden. Damit kann jeder Fehlfunktion des Stollens bzw. der unterhalb angeordneten Bauteile wirksam begegnet werden.

4.2.2 Auswahl des neuen Verschlussorgans

Nach Giesecke [2009, S. 421ff] werden Absperr- und Regulierorgane unterschieden. Erstere sind nur für zwei Betriebszustände vorgesehen und können die Leitung entweder völlig öffnen oder verschließen. Regulierorgane hingegen ermöglichen die Einstellung beliebiger Durchflüsse in jeder Zwischenstellung.

Im vorliegenden Fall wird ein Absperrorgan benötigt, da der Durchfluss ohnehin über den Leitapparat der Turbine eingestellt wird. Der Armatur kommen zwei Aufgaben zu, die nach der Art der Betriebsfälle unterschieden werden können. Im planmäßigen Betrieb ist die Leitung zu öffnen oder zu schließen, wobei das Wasser zur Zeit der Betätigung bereits durch den Schließvorgang des Leitapparats abgebremst ist. Kommt es aus irgendwelchen außerplanmäßigen Gründen nicht zur Verzögerung des Wassers, weil zum Beispiel der Leitapparat oder die Turbinenregelung defekt sind und die Leitschaufeln nicht geschlossen werden können, so muss es auch möglich sein, den vollen Durchfluss abzuschließen. Dieser Schließvorgang muss jederzeit vorgenommen werden können, auch wenn die Ansteuerung der Armatur nicht zur Verfügung steht.

Diese Anforderungen werden vom Keilschieber, von der Drosselklappe und vom Kugelschieber zweckmäßig erfüllt. Seitens RWE wird grundsätzlich die Verwendung eines Kugelschiebers gefordert. Der Vollständigkeit halber wird diese Haltung in Kürze begründet. Eine Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile liefert Tabelle 9.

Tabelle 9. Vor- und Nachteile der verschiedenen Absperrorgane

Typ	Keilschieber	Drosselklappe	Kugelschieber
Vorteil	Freigabe des vollen Querschnitts	Geringster Raumbedarf Kurze Bedienungszeiten Gute Schnellschlusseigenschaften	Geringste Strömungsverluste Notschlusstauglichkeit Geringer Raumbedarf
Nachteil	Hoher Raumbedarf Dichtungsprobleme bei Verschmutzung Hohe Belastung der Dichtflächen Sehr hohe Schließzeiten	Versperrung auch in geöffnetem Zustand Hohe Verluste	Im Notschluss rasches Durchfahren der Zwischenstellungen nötig Hoher Preis

Dem Keilschieber haften die eben aufgezeigten negativen Eigenschaften an. Deshalb findet er bei neueren Anlagen kaum mehr Verwendung und scheidet für die weitere Betrachtung aus. Zwischen der Drosselklappe und dem Kugelschieber haben wirtschaftliche Kriterien zu entscheiden. Technologisch ist der Kugelschieber überlegen, der höhere Preis muss allerdings gerechtfertigt werden.

Eine überschlägige Rechnung soll die jährlichen Mehreinnahmen bei Verwendung eines Kugelschiebers aufzeigen. Der Verlustbeiwert der Drosselklappe liegt nach Giesecke [2009, S.449] bei 0,4. Jener des Kugelschiebers entspricht in guter Näherung dem eines gleich langen Rohres und wird, analog zu der Verlustberechnung der Rohrleitung in Kapitel 2.2.1, zu 0,011 bestimmt. Die Verlusthöhe, beim Nenndurchmesser der Armatur von 1,4 m und bei Nenndurchfluss, beläuft sich für die Drosselklappe auf 1,3 m und für den Kugelschieber auf 0,03 m. Bewertet man die dadurch unterschiedlichen Jahreserzeugungen mit einem genäherten EEG-Tarif von EUR 90,- pro MWh, so generiert der Kugelschieber Mehreinnahmen in Höhe von EUR 39.500,- p.a.

Eine einfache Klappe würde ca. EUR 120.000,-, ein Kugelschieber ungefähr EUR 435.000,- kosten. In der Vergleichsrechnung werden nur die Kosten der Armatur angesetzt, da Steuerung, Montage und Inbetriebnahme etc. bei jedem Typ gleich sind (vgl. Tabelle 10 [Dörig 2010], [Jäger 2010]). Stellt man der zusätzlichen Investition bei Wahl des Kugelschiebers von EUR 315.000,- die jährlichen Mehrerlöse bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 9,5% gegenüber, so liefert diese Investition nach dem zwölften Jahr einen positiven Cash-Flow. Die höhere Wirtschaftlichkeit des Kugelschiebers ist damit gegeben und bestärkt die Entscheidung für diese Armatur.

Tabelle 10. Kostenaufstellung Absperrorgan. *Kursiv: Werte übernommen von Fa. Adams*

Hersteller	Adams Armaturen in EUR	Erhard in EUR	Voith in EUR
Typ	Kugelschieber	Kugelhahn	Drosselklappe
Armatur	420.800	435.000	120.000
Steuerung	50.000	inkl	inkl
Ausbaurohr	45.000	45.000	45.000
Transport, Montage, IBN	65.000	65.000	65.000
Summe	580.800	545.000	230.000

4.2.3 Belastungen und Schließzeiten - Druckstoßrechnung

Der statische Druck in der Rohrleitung ist von der Höhe der anstehenden Wassersäule abhängig und beträgt im vorliegenden Fall rund 7 bar absolut. Für die Bemessung der Rohrleitung sowie der Absperrorgane ist ein wesentlich höherer als der statische Druck zu berücksichtigen. Er entsteht infolge instationärer Vorgänge.

Jede Änderung des Durchflusses ruft Druckschwankungen hervor. Allievi hat das grundlegende Problem beschrieben, welches in Folge kurz ausgeführt wird. Nach: [Mosonyi 1966, S.335]. Das strömende Wasser der Masse m ruft durch seine Trägheit im Abbremsvorgang eine Kraft F_T hervor, wenn es im Zeitraum Δt eine Geschwindigkeitsänderung Δv erfährt.

$$F_T = -m \frac{\Delta v}{\Delta t} \quad \text{in N} \quad (4.2)$$

Bei gegebener Querschnittsfläche A entsteht so ein Druckanstieg Δp unter der Prämisse, dass das Schließen plötzlich und vollständig erfolgt. Die Geschwindigkeitsänderung ist somit $\Delta v = -v$.

$$\Delta p = \rho A l \frac{v}{\Delta t} \frac{1}{A} \quad \text{in N/m}^2 \quad (4.3)$$

Man findet weiters, dass $l/\Delta t$ jener Geschwindigkeit entspricht, mit der sich die Druckerhöhung in entgegengesetzter Richtung im Rohr fortpflanzt. Sie entspricht der Schallgeschwindigkeit des Systems, die man mit a bezeichnet. Es ergibt sich ein Druckstoß in Höhe von

$$\Delta p = \rho a v \quad \text{in N/m}^2 \quad (4.4)$$

Im Falle des Kraftwerk Schwammenauel würde sich so bei einer Strömungsgeschwindigkeit von 7 m/s und einer Schallgeschwindigkeit um 1000 m/s eine Druckerhöhung von $7 \cdot 10^6$ Pa = 70 bar ergeben. Die Bemessung des Druckrohres auf diesen Druck wäre äußerst unwirtschaftlich, weshalb man üblicherweise für die Absperrorgane längere Schließzeiten vorgibt, sodass nur geringere Druckstöße auftreten. Für den Fallhöhenbereich zwischen 10 und 150 m wird ein Verhältnis $\Delta p/p = 0,5$ empfohlen, was hier $7 \pm 3,5$ bar entspricht. [Raabe 1989, S.297]

Die Druckstöße sind von der Rohrgeometrie, der Schall- und Fließgeschwindigkeit sowie von den Betriebsfällen abhängig. Eine genaue Untersuchung lässt sich nur mittels numerischer Verfahren durchführen. Dies wird anhand des Programmpakets Flowmaster V7 durchgeführt. Das Simulationstool wird am Institut für hydraulische Strömungsmaschinen der TU Graz für eindimensionale, instationäre Strömungsberechnungen angewandt.

Berechnungsnetz

Abbildung 20 zeigt das in Flowmaster V7 dargestellte Berechnungsnetz. Links führt vom Speicher der Druckstollen bis zur Drosselklappe im Schieberhaus. Diese wird von einem Controller angesteuert, sodass beliebige Öffnungs- und Schließzeiten eingestellt werden können. Die Verbindung zum Kugelschieber stellt die Druckrohrleitung dar. Für diese Berechnung wird die oben definierte Stahlleitung herangezogen. Der zweite Kugelschieber

vor dem Unterwasser ist nicht steuerbar, er repräsentiert den Widerstand der Turbine und wird auf einen fixen Wert gestellt. Die Nachbildung einer Turbine samt hinterlegtem Kennfeld wäre möglich, würde aber den Rahmen dieser Arbeit sprengen [vgl. Höller 2009]. Für die benötigte Untersuchung erfüllt das vereinfachte Modell alle Anforderungen.

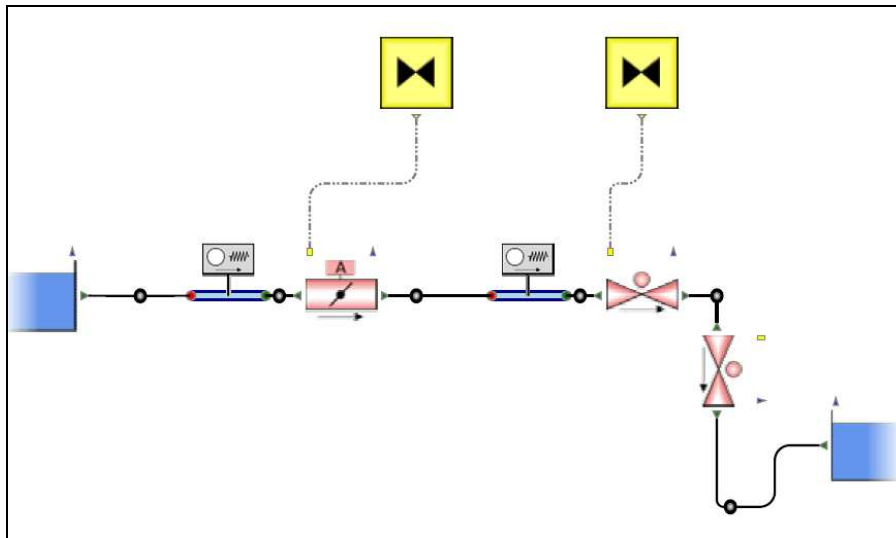


Abbildung 20. Berechnungsnetz in Flowmaster V7

Die Rohrleitungen müssen neben den Geometriedaten durch die Schallgeschwindigkeit definiert werden. Diese wird anhand der Parameter aus Tabelle 11 berechnet. [vgl. Giesecke 2009, S.242ff]

Tabelle 11. Berechnung der Schallgeschwindigkeit des Druckrohres

Parameter	Einheit	Wert
Länge	m	100
Durchmesser	m	1,8
Wandstärke	m	0,016
E-Modul Flüssigkeit	N/mm ²	2,10E+09
Dichte Flüssigkeit	kg/m ³	1000
Schallgeschwindigkeit	m/s	1449,14
E-Modul Rohr	N/mm ²	2,10E+08
Faktor infolge Querdehnungseinflüsse, längs dehnbar, einseitig eingespannt		0,95
Schallgeschwindigkeit der Stahlrohrleitung	m/s	1007,52

Die Wandstärke wird im ersten Schritt gleich jener der Altanlage gewählt. Damit ergibt sich für die Stahlrohrleitung eine Schallgeschwindigkeit von 1007,5 m/s. Der Betonstollen ist einer genauen Berechnung nur schwer zugänglich, da weder Elastizitätsmodul noch Querdehnungszahl des im Damm verschütteten Gesteins bekannt sind. Näherungsweise wird ein Wert von 900 m/s bestimmt. [Giesecke 2009, S.244]

Lastfälle

Es werden die planmäßigen Betriebsfälle, das normale Anfahren (1) und Abschalten (2) untersucht. Hier liegt der Fokus darauf, die erforderlichen Schließzeiten zu definieren, um die Druckmaxima in den Bereich $7 \pm 3,5$ bar zu bringen.

Der kritische, außerplanmäßige Betriebsfall ist der des Lastabwurfs (3). Durch netzseitige Störfälle kann es dazu kommen, dass der Generator sofort vom Netz getrennt werden muss. Die Netzlast erzeugt im normalen Betrieb ein Drehmoment, das dem Moment der Turbine entgegenwirkt. Dieses nun wegfallende Bremsmoment führt dazu, dass die nach wie vor vom Wasser durchströmte und damit ein Moment erzeugende Turbine eine rasche Drehzahlerhöhung vollzieht. Infolge nicht mehr passender Strömungsverhältnisse kommt es zu einer versperrenden Wirkung des Läufers. [Höller 2009, S.73] Dieser Vorgang entspricht im ersten Moment dem raschen Schließen einer Armatur, sodass dies mit dem vorhandenen Netz gut berechenbar ist.

(1) Planmäßiges Abschalten

Abbildung 21 zeigt die Umhüllende der auftretenden Druckniveaus bei einem normalen Abschaltvorgang. Es ist hier ein lineares Schließgesetz einer Dauer von 10 s unterstellt. Damit ergeben sich nach einigen Berechnungen Drücke, die dem empfohlenen Druckbereich sehr gut entsprechen. Normalerweise startet zuerst der Schließvorgang des Leitapparats, um dann den Kugelschieber in bereits verzögerter Strömung zu betätigen. Für die Berechnung wird nur der Schieber aktiviert, was auf das Medium in der Simulation allerdings dieselbe Auswirkung hat, nämlich dass der Widerstandsbeiwert von Null gegen unendlich steigt. Die Kurve in Rot entspricht den Maximal-, jene in Grün den Minimalwerten. Auf der Abszisse ist die Rohrlänge aufgetragen, wobei sich ganz links das Einlaufbauwerk in den Druckstollen und rechts der Turbineneinlauf befinden. Auffällig ist die Unstetigkeitsstelle bei 314 m, die der Drosselklappe im Schieberhaus entspricht.

Die maximalen Druckschwankungen entstehen direkt beim Absperrorgan, weshalb diese Stelle genauer betrachtet wird, siehe Abbildung 22. Darin sind der Druckverlauf im Stahlrohr direkt am Absperrorgan und der Druck im Stollen, ebenfalls direkt vor der Drosselkappe, ausgewertet. Der Druckverlauf im Stahlrohr erfährt eine maximale Druckspitze von 9,8 bar im Moment des vollständigen Schließens. Das Minimum des Lastfalls „Abschalten“ tritt infolge von Reflexionen und Überlagerungen erst etwas später auf und liegt bei 4,3 bar.

Der Druckverlauf am Ende des Betonstollens im Bereich der Drosselklappe unterliegt deutlich kleineren Schwankungen. Die Amplituden sind dort infolge der geringeren Strömungsgeschwindigkeiten beträchtlich geringer.

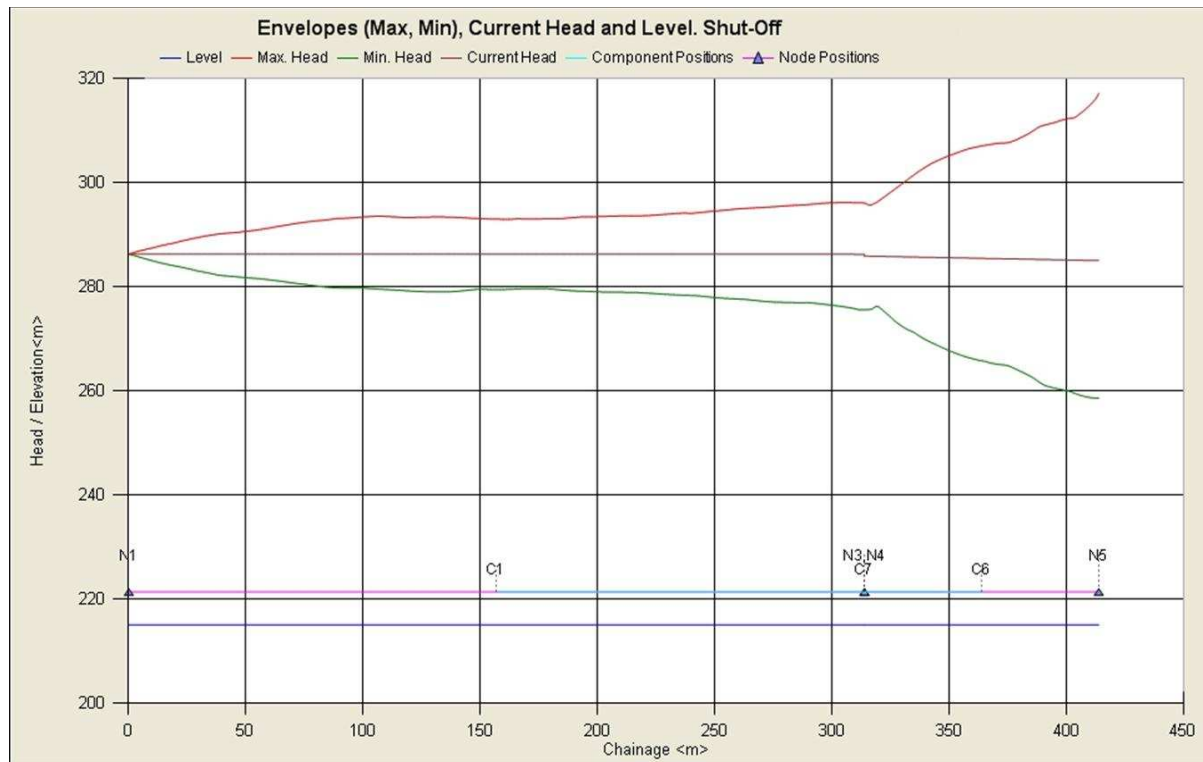


Abbildung 21. Hüllkurve der Druckniveaus beim Abschalten binnen 10s [Flowmaster V7]

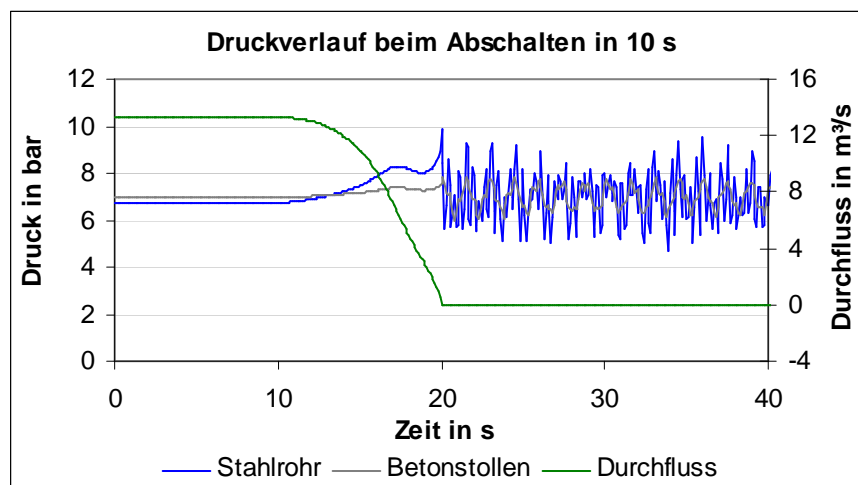


Abbildung 22. Druckverlauf beim Abschalten in 10 s

(2) Planmäßiges Anfahren

Die Auswertung über das gesamte Rohr analog zu (1) führt zu den gleichen Auswertungsstellen. Der Druckverlauf beim Anfahren durch lineares Öffnen binnen 10 s bringt im ersten Moment ein starkes Abfallen des Druckes mit sich, siehe Abbildung 23. Erst dann beginnt sich die träge Wassersäule im Rohr in Bewegung zu setzen und es stellt sich der stationäre Druck ein. Das Minimum liegt in derselben Größenordnung wie beim Abschalten, bei 4,7 bar.

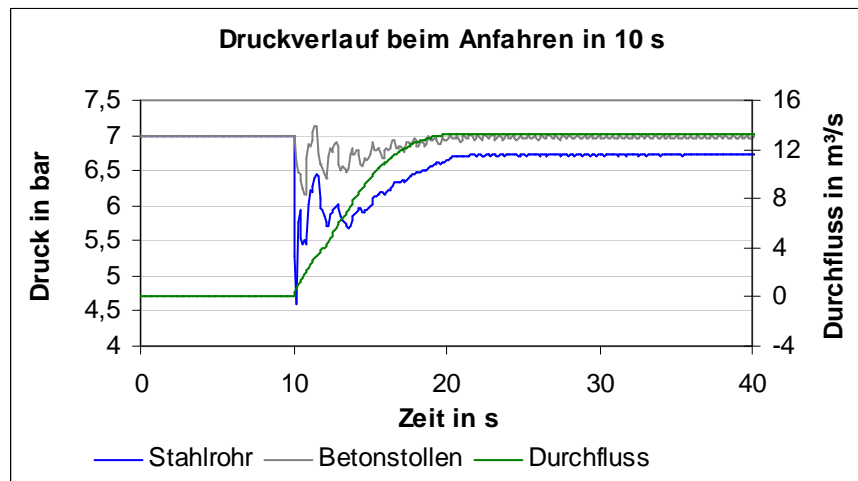


Abbildung 23. Druckverlauf beim Anfahren in 10 s

(3) Lastabwurf

Vergleichbare Turbinen haben beim Hochdrehen eine verhältnismäßig geringe Versperrung, die nach ca. 3 bis 5 Sekunden ihr Maximum erreicht und den Durchfluss auf 30% verringert. Dies geschieht, weil die Strömung bei der geänderten Drehzahl auf eine nicht mehr passende Schaufelgeometrie trifft und starke Verwirbelungen bilden. Dadurch erhöht sich der Strömungswiderstand durch die Schaufeln erheblich und der Durchfluss sinkt stark ab. Man spricht hierbei von Versperrung.

Die Durchgangsdrehzahl pendelt sich danach auf 870 /min, von ursprünglich 500 /min, ein [Voith, 2010]. Diese Angaben beruhen auf Erfahrungswerten, genaue Aussagen über diese Turbine sind erst in einem späteren Planungsstadium möglich. Setzt man die Berechnung mit diesen Werten an, so ergibt sich der Verlauf nach Abbildung 24. Tatsächlich entspricht nur der erste Schwingungsaussschlag den realen Verhältnissen. Eigentlich würde nach dem ersten Hochdrehen und dem ersten Absinken des Durchflusses die Drehzahl wieder abnehmen und nach unten ausschlagen, sodass sich der Durchfluss wieder vergrößert. Diese Schwingung liefere so weiter, bis sich die Drehzahl bei der Durchgangsdrehzahl einpendelte. [vgl Höller 2009, S.74]

Der interessierende Wert, nämlich das Druckmaximum von knapp über 11 bar absolut, tritt bei der ersten Schwingung auf und kann durch die vereinfachte Simulation gefunden werden.

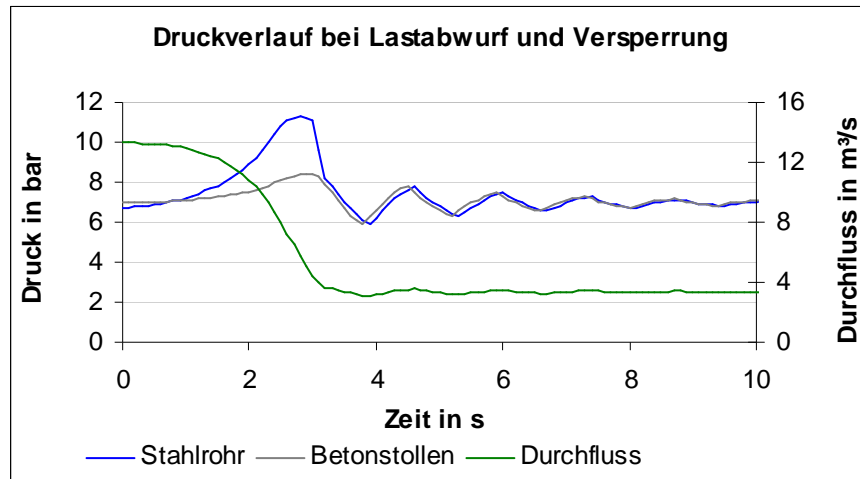


Abbildung 24. Druckverlauf bei Lastabwurf und Versperrung

Zusammenfassung

Die Druckschwankungen sind beträchtlich höher als der statische Druck im stationären Fall. Durch geeignete Definition der Schließzeiten können die Druckspitzen gemindert und auf ein Maß reduziert werden, das eine wirtschaftliche Auslegung der Rohrleitung ermöglicht. Im Fall des Lastabwurfs ist die Schließzeit von der Turbine und dem Trägheitsmoment des Generators abhängig, sodass diese durch Armaturen nicht beeinflusst werden kann. Nach der ersten Abschätzung befinden sich die Ausschläge jedoch in einem Bereich, sodass hier auf weitere Maßnahmen wie z.B. ein Wasserschloss, eine By-Pass-Leitung oder Belüftungsorgane verzichtet werden kann. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass eine Druckstoßberechnung in einer detaillierten Ausführung in der späteren Planung unumgänglich ist und hier auf Hersteller bzw. Institute mit der nötigen Expertise zugegangen werden muss.

Die Leitung und die Verschlussorgane sind in Anbetracht der planmäßigen Lastfälle auf einen Nenndruck von 10 bar zu bemessen, wobei sowohl Leitapparat als auch der Kugelschieber Öffnungs- und Schließzeiten von 10 s nicht unterschreiten dürfen. Diese Zeiten entsprechen den theoretischen Grenzwerten. In der Praxis wird man sich zur Schonung der Anlage auf jeden Fall für höhere Schließzeiten entscheiden. Die hier berechneten Werte dienen der Kontrolle der Betriebssicherheit sowie zur Verifizierung der für die Auslegung gewählten Bemessungsgrößen. Die Druckspitze des außerplanmäßigen Lastfalls liegt ebenfalls im Bereich des Nenndrucks und wird nur selten auftreten. Für die Festigkeitsberechnung zur Definition der Druckrohrwandstärke sind diese Druckspitzen zu berücksichtigen.

4.2.4 Festigkeitsrechnung und Druckrohrwandstärke

Mit den nun gefundenen Druckwerten kann die Wahl der Wandstärke einer Stahlrohrleitung nachgerechnet werden. Hier wird die Dauerfestigkeit der Rohrleitung berechnet und ein Spannungsvergleich zum Rohr der Altanlage durchgeführt. Damit ist die Wandstärke in einem Bereich eingegrenzt, der für die Kostenschätzung ausreichend Informationen bietet.

Die erforderliche Wanddicke ist einerseits von der Anzahl der Lastspiele, andererseits von den auftretenden Druckschwankungen abhängig [Giesecke 2009, S. 264ff]. Die auftretenden Druckstöße bei An- und Abfahrvorgängen liefern eine Vielzahl an Schwingungen im Bereich zwischen 4 und 10 bar. Man kommt daher für Stahl in einen Bereich von mehr als $3 \cdot 10^6$ Lastspielen, wo die Dauerschwellfestigkeit des Werkstoffs unabhängig von der Lastspielzahl ist. Es kann die Dauerschwellfestigkeit für Stahl einer Bruchfestigkeit von 550 N/mm^2 aus dem entsprechenden Diagramm zu 85 N/mm^2 entnommen werden [Giesecke 2009, S.266].

Die rechnerische Wanddicke s_v für schwellende Beanspruchung ergibt sich damit aus

$$s_v = \frac{d_a \cdot (p_{i,So} - p_{i,Su})}{2\sigma_{zul,Z} - (p_{i,So} - p_{i,Su})} \quad \text{in mm} \quad (4.5)$$

$p_{i,So}$, $p_{i,Su}$

Oberer und unterer Innendruck

$\sigma_{zul,Z}$

Zulässige Beanspruchung
gegen Zeitschwingbruch

Man erhält mit einem Sicherheitsbeiwert gegen Dauerbruch von 1,5 eine zulässige Spannung $\sigma_{zul,Z} = 56,6 \text{ N/mm}^2$ und weiters eine erforderliche Wanddicke von 9,58 mm.

Zur Kontrolle wird noch die Wanddicke eines Rohres berechnet, das spannungsäquivalent zur alten Druckrohrleitung ist. Die Belastungen sind in erster Näherung gleich, weshalb aus dieser Rechnung ein zuverlässiger Wert zu erwarten ist. Man setzt die Kesselformel für die Tangentialspannung σ_t in einem dünnwandigen Rohr an.

$$\sigma_t = \frac{pD}{2s} \quad \text{in mm} \quad (4.6)$$

Für die alte Druckrohrleitung wird mit $D = 2300 \text{ mm}$ und $s = 16 \text{ mm}$ die auftretende Spannung bei einem Druck von 10 bar zu $71,9 \text{ N/mm}^2$ berechnet. Will man die gleiche Spannung in der neuen Druckrohrleitung mit $D = 1800 \text{ mm}$ erhalten, so ist eine Wandstärke von $s = 12,5 \text{ mm}$ nötig.

Beide Rechnungen geben nun einen Bereich für die Rohrwandstärke eines Stahlrohres zwischen 9,6 und 12,5 mm an. Die spannungsäquivalente Wandstärke zum alten Rohr ist großzügig bemessen und stellt somit das obere Limit einer wirtschaftlich sinnvollen Dimensionierung dar. Für die Kostenabschätzung in dieser Arbeit reicht diese Näherung aus, weshalb die Auswahl einer 12 mm Wandstärke in Kapitel 4.1.3 hiermit bestätigt ist.

4.3 Turbine und Generator

In diesem Abschnitt werden die Nenndaten der Turbine bestimmt. Neben dem definierten Nenndurchfluss ist die Nettofallhöhe zu bestimmen, wozu sämtliche Verluste am Strömungsweg zu summieren sind. Im Anschluss wird der Maschinensatz grob ausgelegt, um über die möglichen Maschinenkonfigurationen einen Anhalt für die benötigten Platzverhältnisse zu erhalten. Weiters liegt damit eine gute Vergleichsmöglichkeit zu den von Herstellern projektierten Maschinen vor. Die meisten Hersteller bieten Turbine und Generator an, weshalb diese Bauteile auch hier gemeinsam behandelt werden.

4.3.1 Nettofallhöhe der Turbine

Berücksichtigt man die Ergebnisse der vorigen Kapitel, so ergibt sich ein Nettofallhöhenbereich nach Tabelle 12. Die Ausführung der neuen Druckleitung als Stahlrohr wird hier berücksichtigt.

Tabelle 12. Nettofallhöhe der Turbine

		min	mittel	max
Pegel Oberwasser	m	265,22	274,67	280,67
Pegel Unterwasser	m	214,00	213,75	213,50
Verlusthöhe Altbauwerk	m		0,306	
Verlusthöhe Druckleitung neu	m		0,561	
Verlusthöhe Kugelschieber	m		0,011	
Austrittsverluste	m		0,204	
Nettofallhöhe Turbine	m	50,14	59,84	66,09

Auffällig ist, dass die Stauraumbewirtschaftung des WVER sehr hohe Pegelschwankungen im Oberwasser mit sich bringt. Im Vergleich dazu sind die Reibungsverluste in der Zuleitung sehr gering. Im Mittel ergibt sich so eine Nettofallhöhe für die Turbine von 59,84 m.

4.3.2 Bestimmung des Maschinentyps

In Abhängigkeit von Durchfluss und Fallhöhe kann nach Abbildung 25 eine erste Abschätzung des Turbinentyps gemacht werden. Untersucht werden eine Variante mit einer Turbine mit $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$ und eine zweite Variante mit zwei Maschinen zu je $Q = 5,5 \text{ m}^3/\text{s}$. Die Betriebspunkte liegen demnach im Übergangsbereich zwischen Francis- und Kaplan-turbinen. Genauere Aussagen lassen sich nach Bestimmung der spezifischen Drehzahl n_q nach Formel (1.5) treffen, wozu noch die Drehzahl festzulegen ist.

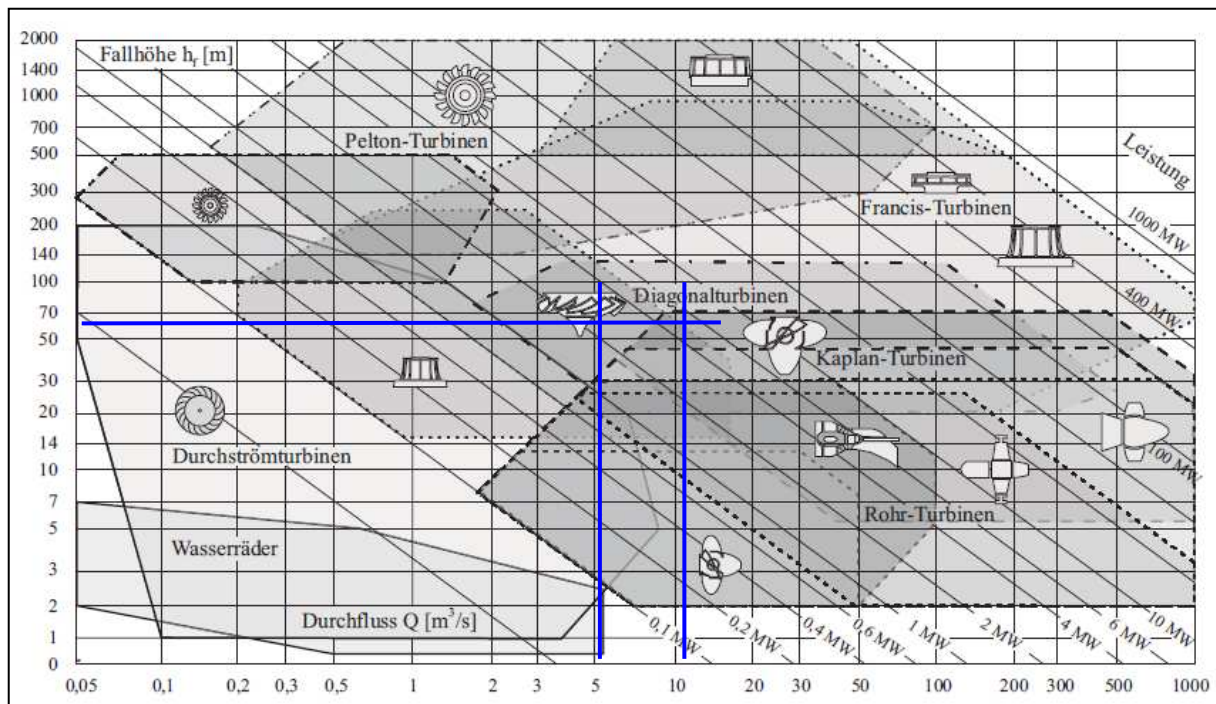


Abbildung 25. Anwendungsbereiche der Turbinentypen nach Fallhöhe und Durchfluss [Giesecke 2009, S. 512]

Wahl der Drehzahl

Die Wahl der Drehzahl muss auf eine Synchrondrehzahl fallen. [vgl. von König, Jehle 1997, S.223ff] Bei der Netzfrequenz von 50 Hz wäre eine Turbine mit $n = 3000$ /min optimal, da sich so die einfachste Generatorkonstruktion und die kleinste getriebelose Turbine ergäben.

Eine hohe Drehzahl

- erhöht die Kavitationsgefahr,
- erhöht die Geräuschentwicklung,
- erhöht die mechanische Beanspruchung,
- verringert die Baugröße und
- verringert die Investitionskosten. [Jaberg 2006, S.42]

Kavitation bildet das physikalische Limit und muss vorrangig betrachtet werden. Um Aussagen über das Auftreten von Kavitation an bestimmten Maschinen zu machen, kann auf den Thoma-Beiwert σ_{Th} zurückgegriffen werden. Die Thoma-Beiwerte sind in Abbildung 26 für Francis- und Kaplan-turbinen dargestellt.

Nach Giesecke [2009, S. 542] muss die vorhandene Saughöhe, die Differenz zwischen Turbinenlaufradoberkante und Unterwasserspiegel, kleiner sein als die zulässige Saughöhe $h_{S,zul}$. Dabei ist die Energiehöhe der Umgebung h_{amb} zu berücksichtigen.

$$h_{S,zul} = h_{amb} - \sigma_{Th} h_f \quad \text{in m} \quad (4.7)$$

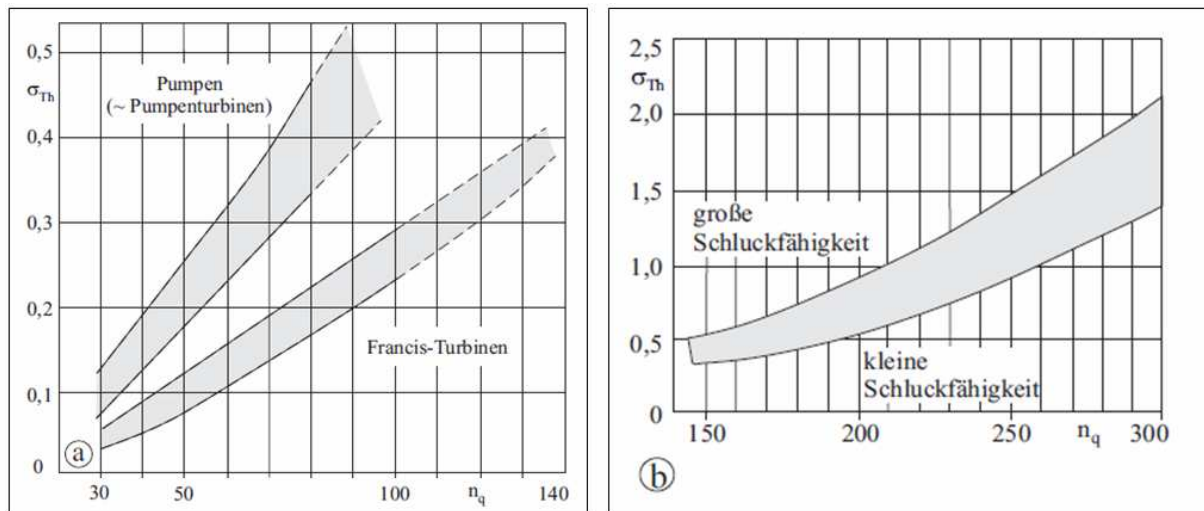


Abbildung 26. Thoma-Beiwert zur Bestimmung der Saughöhe. Rechts: Francis- und Pumpturbinen, Links: Kaplanturbinen [Giesecke 2009, S.521]

Mit steigender spezifischer Drehzahl nimmt der Thoma-Beiwert zu und die zulässige Saughöhe sinkt. Für Kaplanturbinen (rechts) liegen die Thoma-Beiwerte deutlich höher, sodass diese Bauart sehr viel kavitationsgefährdeter ist als die Francisturbinen (links). Bei festgelegtem Q und h_f muss die Turbine mit zunehmender Drehzahl immer tiefer eingebaut werden, um den statischen Druck am Saugstutzen zu erhöhen und so Kavitation zu vermeiden.

4.3.3 Variante 1: Eine Francismaschine mit $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$

Wertet man Formel (4.7) für den festgelegten Betriebspunkt aus, so erhält man die Ergebnisse in Tabelle 13.

Tabelle 13. Saughöhe in Abhängigkeit der Drehzahl

Polpaarzahl	Drehzahl 1/min	spezifische Drehzahl 1/min	Thoma- Beiwert	Zulässige Saughöhe m
2	1500	231	0,70	-32,00
3	1000	154	0,40	-14,00
4	750	115	0,28	-6,80
5	600	92	0,20	-2,00
6	500	77	0,15	1,00
7	429	66	0,13	2,43
8	375	58	0,10	4,00

Die zulässige Saughöhe gibt den Abstand der Turbinenschaufeloberkante zum Unterwasserspiegel an. Positive Vorzeichen bedeuten, die Turbine ist oberhalb des Wasserspiegels installiert. Es wird klar, warum sehr schnellläufige Maschinen für den Standort nicht geeignet sind. Es müsste eine Turbine mit einer Drehzahl von 1500 /min

theoretisch 32 m unter dem Unterwasserspiegel angeordnet sein, um das Auftreten von Kavitation sicher zu vermeiden. Erst dann wäre der Druck am Saugstutzen groß genug, dass bei den hohen Strömungsgeschwindigkeiten keine Kavitation auftritt.

Der Baugrund liegt auf Kote 215 m, der Unterwasserspiegel sinkt auf höchstens 213,5 m ab. Maschinen mit Polpaarzahl fünf und sechs sind denkbar, bedeuten aber erhöhten Bauaufwand durch eine geringfügige Eintiefung des Fundaments. Jene mit Polpaarzahl sieben kann problemlos installiert werden. Vergleicht man deren $n_q = 66$ mit Abbildung 4, so geht klar hervor, dass die passende Bauart die Francisturbine ist.

4.3.4 Variante 2: Zwei Francismaschinen mit je $Q = 5,5 \text{ m}^3/\text{s}$

Die Rechnung wird analog für zwei kleinere Maschinen durchgeführt und die Ergebnisse in Tabelle 14 gegenübergestellt. Durch den geringeren Durchfluss lassen sich zwei Maschinen mit einer Drehzahl von 600 /min verwirklichen.

4.3.5 Vergleich und Bewertung der Varianten

Für die Bewertung der Varianten soll in erster Linie die technische Machbarkeit herangezogen werden. Dazu sind die Hauptabmessungen der verschiedenen Maschinen zu berechnen. Im Anschluss wird kurz auf die Betriebsmöglichkeiten und die Kosten eingegangen. Abbildung 27 zeigt die Hauptabmessungen eines Francislaufrades, der Spirale und des Saugschlauches

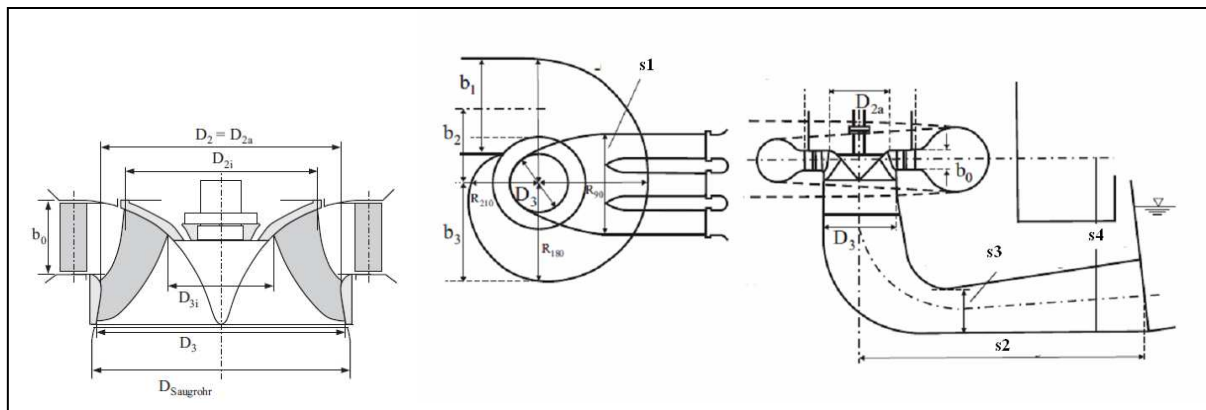


Abbildung 27. Hauptabmessungen von Laufrad, Spirale und Saugschlauch [Giesecke 2009, S.591]

Die Geometriedaten werden nach Anhalten von Giesecke in Abhängigkeit der spezifischen Drehzahl und des Laufraddurchmessers berechnet. Tabelle 14 stellt die Ergebnisse beider Varianten gegenüber.

4 Technische Umsetzung

Tabelle 14. Variantenvergleich der Maschinenkonfiguration, eigene Auslegung

Bezeichnung	Variante 1 1 Maschine		Variante 2 2 Maschinen	
Q - Nenndurchfluss	11	m ³ /s	5,5	m ³ /s
n - Drehzahl	428	1/min	600	1/min
n _q - spezifische Drehzahl	65,8	1/min	65,3	1/min
h _{s,zul} – zulässige Saughöhe	2,43	m	2,82	m
D ₃ - Laufraddurchmesser	1,265	m	0,897	m
b ₁ - Durchmesser Einlaufkanal	1,36	m	0,93	m
s2 - Länge Saugschlauch	6,33	m	4,49	m
s4 - Tiefe Saugschlauchsohle	3,99	m	2,95	m

Für Variante 2 positiv zu bewerten ist die höhere Drehzahl der kleinen Maschinen, da über die geringere Polpaarzahl die Kosten für den Generator sinken. Dafür ist der gesamte Platzbedarf größer, da speziell die Verrohrung bei zwei Turbinen viel aufwändiger ist. Der Rohrdurchmesser würde nur gering, von 1,36 auf 0,93 m, abnehmen.

Positiv wäre bei mehreren Turbinen die höhere Flexibilität in der Wahl des Betriebspunktes. Abbildung 28 zeigt exemplarisch den Gesamtwirkungsgradverlauf von zwei Francisturbinen. Durch Abschalten einer Maschine bei geringem Durchfluss kann auch noch bei unter 50% Durchfluss ein guter Gesamtwirkungsgrad der Anlage gefahren werden. Da im vorliegenden Fall durch den Speicher die Notwendigkeit entfällt, im extremen Teillastbereich zu fahren, ist diese Eigenschaft nicht vorteilhaft.

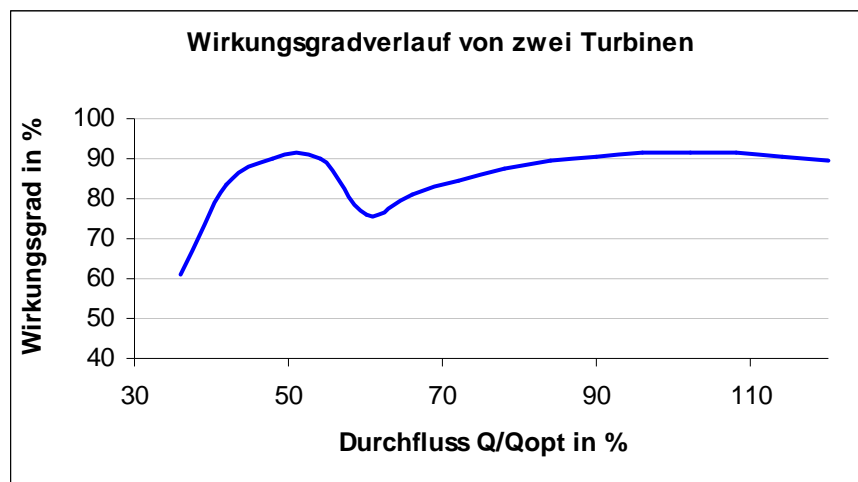


Abbildung 28. Wirkungsgradverlauf von zwei Francisturbinen [Eigene Darstellung mit Hydrohelp 1.4]

Eine Grobe Abschätzung des Raumbedarfs von zwei Maschinen mit einer Grundfläche von ca. 13 m x 23 m ist im Vergleich zu 16 m x 16 m der Variante 1 sehr groß. Es steigen die Investitionskosten für die Fundamente und das Krafthaus um ungefähr EUR 300.000,-. [Kalkulation mit Richtwerten nach Baier 2010] Ebenfalls teurer wird die Installation von zusätzlicher Verrohrung, Regelungs- sowie Leit- und E-Technik. Insgesamt kann

festgehalten werden, dass die Nachteile der Variante 2 überwiegen und die Vorteile der Betriebsweise nicht genutzt werden können. Deshalb wird die weitere Untersuchung auf die Variante 1 eingeschränkt.

4.3.6 Technische Daten der Hersteller zur Turbine

Die Anfragen bei Herstellern mussten zu einem sehr frühen Projektzeitpunkt platziert werden, um durch die ungefähr zweimonatige Bearbeitungsdauer der Hersteller den Gesamttermin nicht zu gefährden. Deshalb mussten anfangs einige Werte geschätzt weitergegeben werden, weshalb z.B. die angefragte Nettofallhöhe von 58,8 m etwas von der obigen Rechnung abweicht. Diese Differenz ist mit 1,7% sehr gering, sodass die in Tabelle 15 angeführten Maschinen die Anforderungen sehr gut erfüllen.

Die Nenndaten sind sehr ähnlich und entsprechen den Erwartungen. Die eigene Auslegung ergibt die gleiche Drehzahl wie das Konzept von Stellba. Andritz und Voith liegen hier etwas höher. Konkrete Rückfragen bezüglich der Saughöhe bestätigen aber, dass auch diese Maschinen mit positiver Saughöhe auf der gleichen Kote ausgelegt wurden. Die höhere Drehzahl weicht leicht von der Auslegung nach den alten Beiwerten von Thoma ab, was mit optimierten Schaufelgeometrien moderner Maschinen begründet werden kann.

Tabelle 15. Technische Daten der projizierten Turbinen

Hersteller		[Andritz 2010]	[Voith 2010]	[Stellba 2010]
Typ	-	Francis horizontal	Francis horizontal	Francis vertikal
Nettofallhöhe	m	58,8	58,8	58,8
Durchfluss Volllast	m ³ /s	11	11	11
Leistung Turbinenwelle	kW	5824	5872	5800
Drehzahl	1/min	500	500	428,57
Spiraleinlaufdurchmesser	mm	1392	1600	n.a.
Wirkungsgrad maximal	%	93,8	93,07	n.a.

Speziell aufgrund der einfacheren Fundamentierung und der geringeren Baukosten werden von Andritz und Voith für diese Größenordnung die horizontalachsigen Maschinen empfohlen. Man erspart sich dadurch die Konstruktion einer Zwischenebene, die bei vertikalen Maschinen den Generator tragen müsste. Abbildung 29 stellt die beiden Bauformen schematisch gegenüber, wonach folgende Merkmale abgeleitet werden können.

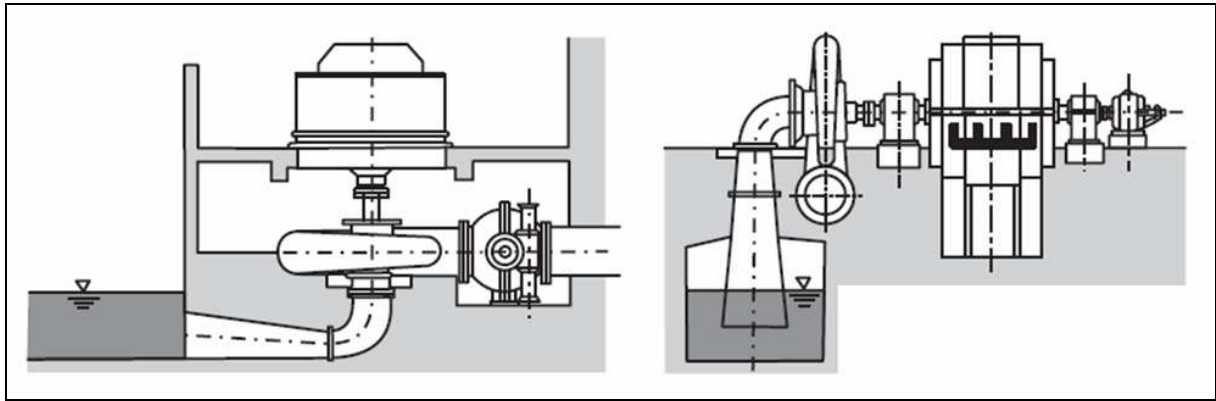


Abbildung 29. Horizontale und Vertikale Francisturbine [Giesecke 2009, S.587]

Maschinenachse horizontal

- Zusätzlicher Krümmer notwendig, erhöht Verluste
- Für Wartung leicht zugänglich
- Krafthaus niedriger, homogene Architektur mit dem Altgebäude
- Höhere Lage der Laufradoberkante verstärkt Kavitationsneigung

Maschinenachse vertikal

- Aufwändigere Bautechnik durch Fundament des Generators auf anderem Niveau
- Turbinensetting niedriger, dadurch geringere Kavitationsprobleme, eventuell höhere Drehzahlen möglich
- Günstigere Zu- und Abströmung. Besserer Gesamtwirkungsgrad, auch wegen optimalem Saugschlauch
- Höheres Krafthaus nötig

Der Trend geht bei großen Maschinen zur vertikalen Anordnung, um den besseren Gesamtwirkungsgrad zu nutzen. In der Kleinwasserkraft sind aufwändige Bauwerke unerwünscht, weshalb man hier häufig bei horizontalen Maschinen verbleibt.

4.3.7 Generator

Der Generator wird vorwiegend als Synchronmaschine ausgeführt. Sie bietet gegenüber der Asynchronmaschine erweiterte Betriebs- und Regelmöglichkeiten, da die Erregerspannung extern erzeugt und eingespeist wird. Somit können durch Veränderung des Erregerfeldes erweiterte Eingriffe in die Spannungs-, Frequenz-, und Blindleistungssteuerung getätigt werden. [Giesecke 2009, S.642]

In folgender Tabelle sind die technischen Daten der Hersteller angegeben. Sämtliche Werte sind ähnlich, bis auf das Gewicht. Jener Generator von Andritz wiegt doch um 15 t mehr als der von Voith, wodurch das Maximalgewicht von 65 t erhebliche Schwierigkeiten im Transport bringt. Näheres zur Statik der Zufahrt findet sich im Kapitel zur Bautechnik des Krafthauses, 4.5.

Tabelle 16. Technische Daten der Hersteller zum Generator

Hersteller		[Andritz 2010]	[Voith 2010]
Typ	-	Synchron	Synchron
Nennleistung	kVA	6300	6900
Leistungsfaktor	-	0,9	0,9
Spannung	V	6300	6300
Gewicht	t	65	50
Kühlung	-	Luft-Wasserwärmetauscher	Luftkühlung
Lagerung	-	Gleitlager Öl	Gleitlager Öl

Da beträchtliche Wärmemengen im Generator entstehen, ist die Kühlung ein wichtiger Punkt. Bei Luftkühlung sind demnach ausreichend große Luftschächte im Krafthaus vorzusehen, um die nötige Zirkulation zu schaffen. Andritz projiziert einen Luft-Wasserwärmetauscher, der die Wärme im Bereich des Saugrohres ans Unterwasser abführt, weshalb hier die Lüftungsbauten wieder entfallen können.

Ein sicherheitsrelevanter Punkt bei Wasserkraftanlagen ist, dass die Generatoren bei Lastabwurf auf die volle Durchgangsdrehzahl bemessen sein müssen. Im Gegensatz zu thermischen Turbomaschinen, bei denen die Dampfzufuhr rasch abgeschaltet werden kann, ist das bei Wasserkraftanlagen aufgrund der Druckstöße nicht möglich. Es kommt dann zu einer raschen Drehzahlsteigerung des Maschinensatzes, wodurch hohe Fliehkräfte auftreten. Der Generator muss auf diese Drehzahl ausgelegt sein. Bei dieser Maschine mit der Nenndrehzahl 500 /min beträgt die maximal auftretende und für den Generator relevante Durchgangsdrehzahl 870 /min. [Voith 2010]

4.3.8 Kostenaufstellung und Bewertung

Tabelle 17 vergleicht die Richtpreisangebote der Hersteller. Von Stellba wurde nur die Turbine angeboten, weshalb die Generatorkosten von Andritz hinzugeschlagen werden, um die Vergleichbarkeit herzustellen. Hier ist allerdings leicht aufzuwerten, da die Turbine von Stellba ein Polpaar mehr erfordert. Ebenfalls musste aus den Angaben von Voith das enthaltene Absperrorgan herausgerechnet werden, da dies bereits in Kapitel 4.2.2 bewertet wurde.

Tabelle 17. Kostenaufstellung der Maschinentchnik

in EUR	Andritz	Voith	Stellba
Turbine inkl. Hydraulikaggregat und Regelung	1.340.000	n.a.	1.390.000
Generator	660.000	n.a.	750.000
Gesamt	2.000.000	1.690.000	2.140.000

Es soll hier nicht der beste Hersteller, sondern die optimale Maschinenvariante gefunden werden. Es wurden mehrere Firmen angefragt, um deren Vorschläge technisch zu vergleichen und die Kostenangaben zu untermauern. Da sich hier trotzdem Unterschiede

von 20% ergeben, lässt sich in diesem Projektstadium auch insgesamt keine höhere Genauigkeit bei der Kostenangabe erzielen. Für die technische Ausführung kann man schließen, dass die von Voith und Andritz projektierte horizontale Variante auch kostengünstiger ist. Deshalb wird diese in der weiteren Planung verfolgt.

4.4 Mittelspannungsschalt- und trafoanlage

Zur Versorgung des Eigenbedarfs sowie zur Ableitung der Energie vom Kraftwerk sind Transformatoren und Schaltanlagen nötig. Diese müssen an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden.

4.4.1 Netzbelastung der Kraftwerksableitung

Die Restriktion der Kraftwerksableitung auf 690 A und damit auf einen maximalen Zubau von 7,5 MW wird mit der geplanten Anlage bei einer Leistung von 5,8 MW problemlos eingehalten (vgl. Kap. 2.1.3). In der Detailplanung ist noch zu prüfen, ob die installierten Wandler beim nächsten Verteiler die höhere Belastung ebenfalls ertragen. Üblicherweise sind diese jedoch sehr großzügig dimensioniert. [Leitstelle Berzdorf 2010]

4.4.2 Aufbau und Kostenaufstellung

Man benötigt einerseits einen Blocktrafo, um von der Generatorspannung von 6,3 kV auf die örtliche Netzspannung von 20 kV zu transformieren. Andererseits ist zur Versorgung der Nebenaggregate und der Turbinenregelung Strom auf der 0,4 kV Spannungsebene nötig, die von einem Eigenbedarfstrafo (EB) bereitgestellt wird. Die Schaltanlage besteht aus vier Feldern, die die Leistungsschalter, Sicherungs- und Schutzeinrichtungen und die Messstellen enthalten. Ein grober Aufbau kann wie folgt aussehen: [Zucket 2010]

- Feld 1: Übergabefeld mit Leistungsschalter (Anbindung an das 20 kV Netz)
- Feld 2: Sammelschienenmessfeld (Zählung, Messung, Schutz und Synchronisierung)
- Feld 3: Generatorfeld mit Leistungsschalter, Strom- und Spannungswandler
- Feld 4: EB-Trafofeld mit Leistungsschalter
- Blocktrafo 8 MVA 20/6,3 kV
- EB-Trafo 250 kVA 20/0,4 kV

Anhand dieser Daten wird für die Kostenaufstellung auf konzerninterne Schätzungen zurückgegriffen, die durch Richtpreisanfragen bei den Herstellern untermauert werden. Grobe Kostenabschätzungen wurden von ABB erhalten, nach denen sich die Kosten auf EUR 442.000,- belaufen. Weitere Informationen der Fa. Areva T&D und zusätzliche Anforderungen hinsichtlich Sicherheits- und Messtechnik führen zur konzerninternen Schätzung von EUR 600.000,-. [Zucket 2010]

4.5 Gestaltung des Krafthauses

In diesem Abschnitt werden die Hauptpunkte zur Anordnung der Maschinen- und Elektrotechnik im Krafthaus sowie allgemein zur Bautechnik des Neubaus aufgeführt.

4.5.1 Bauvorbereitung

Baustellenzufahrt

Der Transport des geplanten Generators mit einem Gewicht lt. Tabelle 16 von bis zu 65 t ist problematisch. Die Tragfähigkeit der Brücke limitiert Transporte von Lasten auf normalem Wege mit 40 t. Es bestehen folgende Möglichkeiten:

- Temporäreres Überbauen der Brücke durch eine Hilfskonstruktion
- Verwendung eines Fahrzeuges mit mehr Achsen und erneute Tragfähigkeitsrechnung
- Lieferung des Generators in Einzelteilen und Montage vor Ort

Die Lieferung in Einzelteilen ist nach Rücksprache mit dem Maschinenlieferanten grundsätzlich möglich, in dieser Baugröße jedoch eher unüblich. Trotzdem erscheint diese Variante am einfachsten zu realisieren und ist in der Detailplanung mit den Herstellern abzustimmen.

Fundament

Vorerst wird untersucht, in wie weit die Existenz des Fundaments das Projekt beeinflusst, um die Notwendigkeit weiterer Erkundungsmaßnahmen für das jetzige Stadium beurteilen zu können. (vgl. Kapitel 2.1.2)

Die Baukosten wären deutlich geringer, könnte man das vorhandene Fundament nutzen, wozu die Tauglichkeit zu bewerten ist. Diese ist unter zwei Gesichtspunkten in Frage zu stellen. Erstens liegen keine Pläne zur Bewehrung mehr vor, weshalb keine Schlüsse auf die Tragfähigkeit gezogen werden können. Eine mögliche Untersuchung des Bestandes könnte mittels Ultraschall-Bewehrungsscan erfolgen, was ungefähr EUR 15.000,- kosten würde [Schramm 2010]. Damit kann Transparenz bezüglich Lage und Art der Bewehrung geschaffen werden. In wie weit diese in den letzten 70 Jahren konserviert und von Korrosion und anderen Umwelteinflüssen verschont blieb und damit heutige Anforderungen erfüllt, ist weiterhin schwer abzuschätzen. Dieser Informationsmangel erschwert die Argumentation bei der Prüfung eines Gutachters im Zuge des Genehmigungsverfahrens.

Zweitens ist man bei Verwendung des vorhandenen Fundaments auch im Hinblick auf die Geometrie und die Anordnung der Maschine eingeschränkt. Erste Skizzen der Richtpreisangebote von Andritz und Voith zeigen, dass für jede Maschine speziell angefertigte Fundamente nötig sind. Teilweise liegen die Verankerungen von Generator und

Turbine auf unterschiedlichen Niveaus und es sind geeignete Eintiefungen im Fundament für die jeweiligen Aggregate vorzusehen. Müsste der Maschinensatz bei Nutzung des vorhandenen Fundaments exakt an die Gegebenheiten angepasst werden, würde man sich, wenn nicht sogar technische Nachteile, auf jeden Fall zusätzliche Kosten einhandeln.

Für die Investitionsentscheidung sind die Kosten des worst case anzugeben. Deshalb wird für die Baukosten ein vollständiger Abbruch des möglicherweise vorhandenen Fundaments samt Neuerrichtung kalkuliert. Dazu wird auf die Geometriedaten folgender Pläne zurückgegriffen, um die Ausmaße des Abbruchs für die gesamte Saugrohrkontur und das Fundament des Krafthauses des zweiten Ausbaus ansetzen zu können. [Archiv RWE 2010]

- Einbauplan zum Kraftwerk Schwammenauel der Braunkohlen-Industrie AG Zukunft Eschweiler, Nr. 908238 von 1937
- Rhein.-Westf.-Elektrizitätswerk AG Essen-R. Wasserkraftabteilung, Nr. Wk 1389a von 1937
- Rhein.-Westf.-Elektrizitätswerk AG Essen-R. Wasserkraftabteilung, Nr. Wk 1389c von 1938
- Rhein.-Westf.-Elektrizitätswerk AG Essen-R. Wasserkraftabteilung, Krafthaus. Nr. Wk 1411 von 1937

Es wird für die weitere Planung unterstellt, dass es zu einer Neuerrichtung des Fundaments am Bauplatz kommt. Sollte sich im Nachhinein die Tauglichkeit des bestehenden Fundaments herausstellen, kann ein beträchtliches Einsparungspotenzial genutzt werden.

Abbruch des Fundaments

Die Zufahrt mit schwerem Gerät ist möglich, sodass ein relativ günstiger Abbruch durchgeführt werden kann. Die entstehenden Erschütterungen können für die angrenzende Altanlage problematisch sein, weshalb die Einstellung des Betriebs für die gesamte Zeit des Abbruchs erforderlich ist. In den Sommermonaten kann bei vorheriger Pegelabsenkung der Betrieb normalerweise bis zu zwei Monate ausgesetzt werden, ohne dass es zum Vollaufen des Speichers kommt [Breuer 2010]. Dieser Zeitraum ist groß genug, um die groben Arbeiten durchzuführen. Im Stillstand ist mit keinen Schäden an der Maschine zu rechnen, die Schwingungen sollten aber an geeigneten Stellen gemessen werden, um das Verhalten des Altgebäudes zu erfassen. Dies ist im Detail mit der Baufirma bzw. Baustatikern zu klären.

Baugrubensicherung

Die Baugrube ist gegen Wassereintritt zu sichern. Das Unterwasser besteht aus der Bodenklasse 6-7, was für felsigen Untergrund unterschiedlicher Festigkeit steht [Polczyk 2010]. Es besteht dennoch die Möglichkeit, die Grube mit Spundwänden abzusichern. Spundwände sind Stahlprofile, die mit speziellen Maschinen in den Boden eingerammt oder eingerüttelt werden. Dadurch entsteht eine weitgehend wasserundurchlässige Absperrung der Baugrube. [TUG Baulexikon 2010]

4.5.2 Anordnung der Maschine

Für eine horizontalachsige Francismaschine samt Generator sind drei Varianten denkbar, die in Abbildung 30 skizziert sind. Links erkennt man das Dach des vorhandenen Krafthauses, die freie Fläche rechts stellt den verfügbaren Bauraum dar. Der Maschinensatz ist mit einem direkt an die Francisturbine geflanschten Generator, entsprechend dem Vorschlag der Fa. Andritz, abgebildet. Das Hauptaugenmerk liegt auf möglichen Verbindungen der Zu- und Ableitung. Die Anbindung an das Druckrohr erfolgt am Spiraleinlauf und somit senkrecht zur Turbinenachse. Die Ableitung in Form des Saugrohrs beginnt an der Stirnseite in Achsrichtung.

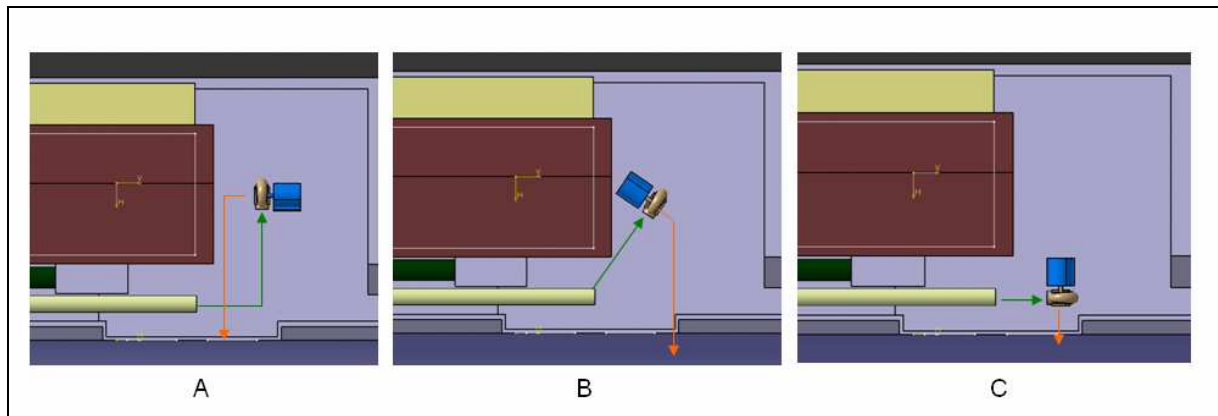


Abbildung 30. Anordnung der Maschine in den Ausführungen A: Analog zur Altanlage, B: Diagonaler Zulauf und C: Direkter Einlauf ohne zusätzlichem Krümmer

Grundsätzlich sind Ausführungen wünschenswert, die ohne starke Umlenkung der Strömung auskommen. Diese rufen für die Turbine ungünstige, inhomogene Zuströmverhältnisse sowie höhere Fallhöhenverluste hervor. Variante A entspricht einer gespiegelten Anordnung der Altanlage. Auffällig sind die notwendigen Krümmer in beiden Leitungen. Positiv ist die Möglichkeit der Nutzung der alten Kranbahn, die direkt in Verlängerung des alten Krafthauses installiert werden kann. Weiters ist die Bautechnik hier am günstigsten umsetzbar. Der größte Aushub für das Saugrohr liegt an der Stelle, wo das Altfundament ebenfalls am tiefsten ist. Man erhält durch Abbruch des Altfundaments den vollständigen Bauraum für das neue Saugrohr. Dies ist bei der Variante B nicht gegeben. Zwar wären die

Umlenkungen weniger stark ausgeprägt, dafür kommt das Saugrohr weiter rechts zu liegen und es wird der verbaute Raum erheblich größer.

Variante C ist zwar das strömungstechnische Optimum, in Anbetracht der Baukosten jedoch kaum umsetzbar. Die Einsparung an Krümmern betrifft hier aber auch nur die Zuleitung. Im Saugrohr sind ebenfalls zwei Krümmer nötig: ein Übergang von der horizontalen in die vertikale Richtung, um die Höhendifferenz zu erreichen und einer von der vertikalen wieder in die horizontale Richtung, zur Ausbildung der nötigen Saugrohrlänge. Diese Anordnung ist bei A und B gleich. Das Hauptproblem bei C ist die geringe Distanz zwischen Turbinenauslauf und dem Unterwasser. Die Kontur des Saugrohrs müsste weit ins Unterwasser hinaus betoniert werden. Trotzdem wäre der Abbruch des Altfundaments samt Neuerrichtung ebenso notwendig, um die Maschine den Anforderungen entsprechend montieren zu können. Ein weiteres Manko ist die wegfallende Möglichkeit der Kranbahnnutzung. Variante A ist trotz der etwas schlechteren Strömungssituation in Anbetracht der bautechnischen Randbedingungen als sinnvollste Lösung zu bewerten.

4.5.3 Position und Anbindung des Krafthauses

Detaillierter ausgeführt ist die Variante A in Abbildung 31 ersichtlich.

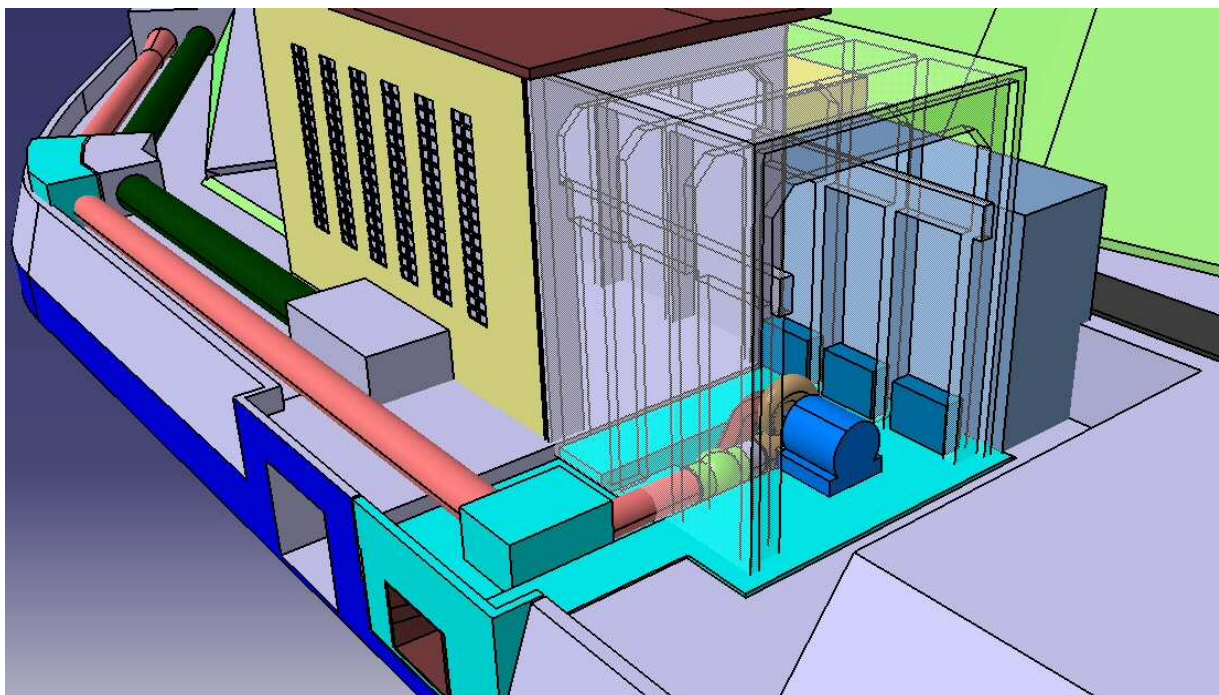


Abbildung 31. Konzeptentwurf neues Krafthaus und Maschinenanordnung

Es erfolgt ein direkter Anschluss an das alte Krafthaus. Um den Abbruch der stirnseitigen Wand zu ermöglichen, müssen drei Schaltschränke der Altanlage sowie die Steuerung des Hallenkranes verlegt werden. Das alte Krafthaus besteht aus einer Betonstützenkonstruktion

mit ausgemauerten, nicht tragenden Wänden. Der Abbruch dieser Wand kann problemlos erfolgen.

Das Krafthaus muss so ausgebildet sein, dass die Geometrie der Betonsäulen der des Altbaus entspricht. So können an den Schultern der Säulen die Träger der Kranbahn aufgebaut werden und es ist allein durch die Erweiterung der Lauffläche sowie der Verkabelung der vorhandene 75 t Kran nutzbar. Für die Steuerschränke der Maschinen sowie für die Nebenaggregate ist im Krafthaus an den Wänden ausreichend Platz.

Die Mittelspannungsschalt- und Trafoanlage wird an der Krafthausrückseite positioniert. Für die Leitungsschächte muss eine ausreichende Durchführung in der Rückwand des Krafthauses bedacht werden. An das 20 kV Netz können die Trafos einfach durch einen kleinen Ausbruch an der in Abbildung 32 markierten Stelle des Trafogebäudes der Altanlage angebunden werden.



Abbildung 32. Durchbruchmöglichkeit zur Netzanbindung [Eigene Aufnahme 2010]

4.5.4 Kostenaufstellung Bauarbeiten

Die Baukosten werden nach Kennzahlen berechnet, die die Kosten bestimmter Bauabschnitte pro Einheit wiedergeben. So können bei Kenntnis der erforderlichen Geometrie Flächen und Volumina berechnet werden, die in Summe die Kosten festlegen. Hierbei wird auf konzerninterne Erfahrungswerte zurückgegriffen. In Tabelle 18 aufgestellt ist der Fall, dass das vorhandene Fundament vollständig abgerissen werden muss.

Tabelle 18. Kostenaufstellung der Bautechnik [Kalkulation mit Richtwerten nach Baier 2010]

Krafthaus	Kosten in EUR
Baustelleneinrichtung	75.000
Erdarbeiten inkl. Abbruch	108.993
Betonarbeiten	261.760
Umbauter Raum	421.200
Außenanlagen	4.750
Baugrube herstellen	115.000
Summe Bau inkl. 12% Unvorhergesehenes	1.106.000
Geotechnische Erkundung	10.000
Ingenieurleistungen	68.000
Gesamtsumme Bautechnik	1.184.000

Würde sich das Fundament als vollständig und tauglich erweisen, reduzierten sich die Baukosten um rd. EUR 300.000,- Diese Einsparung stammt hauptsächlich aus den Positionen „Erdarbeiten inkl. Abbruch“ und „Betonarbeiten“. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird den Einfluss dieser möglichen, aber unwahrscheinlichen Kostensenkung untersuchen.

4.6 Gesamtkosten

In Tabelle 19 sind die Investitionskosten der einzelnen Baugruppen aufgestellt. Dabei ist die jeweils am besten geeignete Variante ausgewählt. Die Positionen eins bis sieben können mit großer Sicherheit angegeben werden, bei der Bautechnik kann es aufgrund der dünnen Informationslage noch Schwankungen geben. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden die maximalen Werte angewandt und somit der worst case abgebildet. Für die Gesamtwirtschaftlichkeit ist es jedoch unerlässlich, verschiedene Fälle zu berechnen und deren Parameter auf die Sensitivitäten zu analysieren. Näheres dazu im folgenden Kapitel.

Tabelle 19. Gesamtkosten des Neubaus

Position	Baugruppe	Betrag in EUR	Quelle
1	Druckrohrleitung	395.000	Köster Bau GmbH
2	Kugelschieber	545.000	Erhard GmbH
3	Maschinensatz	2.000.000	Andritz Compact Hydro
4	MS-Technik	600.000	Areva, Hr. Zucket
5	NS- und GS-Versorgung	80.000	Vergleichsangebote F.EE GmbH, Hr. Emrich, Hr. Peshevski
6	Anbindung und Sonstiges	300.000	Hr. Zucket
7	IBN Koordination und Dokumentation AN	140.000	Hr. Zucket
8	Bautechnik	1.184.000	Kalkulation mod. nach Hr. Baier
Summe		5.244.000	

Die Kostenanteile der Baugruppen zeigen, dass die Maschinen- und Elektrotechnik im Vergleich zur Bautechnik den Großteil ausmacht. Dies ist für Wasserkraftanlagen unüblich,

für diesen Standort aber plausibel, da sowohl das Staubauwerk als auch ein Großteil der Zuleitung bereits vorhanden sind.

4.7 Bewertung

Neben der Angabe von Investitionskennzahlen ist der Vergleich der vorliegenden Kostenaufstellung mit der zur Bestimmung des optimalen Ausbaudurchflusses gewählten Modellkurve wichtig (vgl. Kap. 3.5).

4.7.1 Investitionskennzahlen

Aus den Investitionskosten können spezifische Kostenkennzahlen errechnet werden, die eine grobe Vergleichbarkeit zu anderen Projekten herstellt. Den Lesern mit langjähriger Erfahrung im Kraftwerksbau erschließt sich dadurch eine rasche Beurteilungsmöglichkeit. Bei einer installierten Leistung von 5,8 MW ergeben sich spezifische Investitionskosten pro Leistungseinheit (*capex/kW*) von EUR 904,-. Die Anlage kommt auf 3725 Volllaststunden pro Jahr, wobei die Leistung hier fallhöhenbedingt variiert. Es ergibt sich eine Jahreserzeugung im Regeljahr von 20,64 GWh, sodass die Investitionskosten bezogen auf die Jahreserzeugung (*capex/MWh*) EUR 254,- pro MWh betragen.

4.7.2 Validierung der Kostenkurve

Mit den Richtpreisangeboten der Hersteller, und da auch eine größere Maschinenvariante mit 14 MW Leistung angefragt wurde [Voith 2010], können diese Werte mit der anfangs gewählten Kostenfunktion verglichen werden. Es zeigt sich nach Abbildung 33 eine sehr gute Übereinstimmung. Auch bestätigt sich der Ansatz, dass die fixen Anteile der Baukosten an diesem Standort einen sehr geringen Einfluss haben. Wäre der Baukostenanteil an den Gesamtkosten sehr viel höher, würde sich ein flacherer Verlauf ergeben, der speziell bei kleinen Baugrößen auf höherem Niveau liegen würde. Dann wären größere Maschinen zu bevorzugen. Hier aber liegen die Gesamtkosten sehr nahe an der Modellfunktion, was für diesen Ansatz spricht.

Eine geringfügig größere Steigung wäre für die Auslegung möglich und würde den optimalen Ausbaudurchfluss leicht verkleinern. Da es sich bei der Kostenaufstellung der Großvariante nicht bei allen Bauteilen um Budgetangebote sondern auch um skalierte Werte handelt, ist dies aber nicht restlos gesichert. Die zur Auslegung gewählte Kostenfunktion bildet den Trend korrekt und mit guter Genauigkeit ab. Der gefundene Ausbaudurchfluss liegt auf jeden Fall mit 11m³/s in einer plausiblen Größenordnung, von der nicht abgewichen werden sollte.

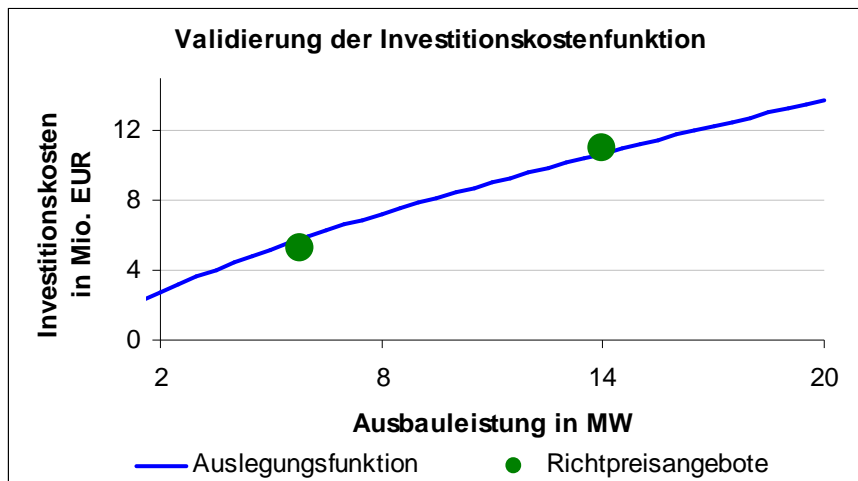


Abbildung 33. Kostenkurve der Auslegung und Richtpreisangebote

4.8 Zusammenfassung

Die technische Vorauslegung der Komponenten ist für die Richtpreisanfragen bei den Herstellern erforderlich. Für die Druckrohrleitung wird aufgrund langer Erfahrung und guter Wirtschaftlichkeit ein Stahlrohr ausgewählt. Dieses muss auf einen Nenndurchmesser von 1800 mm bei einer Wandstärke von 12 mm ausgelegt werden. Damit ist die Leitung für Betriebsdrücke von $7 \pm 3,5$ bar ausreichend dimensioniert.

Ein neues Absperrorgan ist direkt vor dem Turbineneinlauf anzuordnen, sodass in Summe drei Verschlussorgane ein zuverlässiges Sicherheitskonzept bilden. Dafür wird ein Kugelschieber mit einem Nenndurchmesser von 1400 mm projektiert. Um die Druckstöße zu begrenzen, dürfen die Öffnungs- und Schließzeiten nicht unter 10 s liegen. Die technologische Überlegenheit gegenüber einer Drosselklappe schlägt sich im höheren Preis nieder. Aufgrund besserer Strömungseigenschaften und geringerer Verluste ist die höhere Investition auch wirtschaftlich sinnvoll.

Der Maschinensatz besteht aus einer horizontal angeordneten Francisturbine mit einem direkt gekoppelten Synchrongenerator. Die Turbine leistet 5,8 MW und läuft bei einer Drehzahl von 500 /min. Der Anschlussdurchmesser des Spiraleinlaufs beträgt 1400 mm.

Die Mittelspannungstechnik besteht aus vier Schaltfeldern, einem Netz- und einem Eigenbedarfstrafo. Die Trafoanlagen werden rückseitig am Krafthaus angeordnet, da ein direkter Anschluss an das Altgebäude erfolgt. Diese Lösung ist trotz nicht optimaler Leitungsführung zu bevorzugen, da so die gemeinsame Nutzung der Kranbahn und der kostengünstigste Bau ermöglicht werden. Die Gesamtsumme der Investitionskosten beläuft sich auf EUR 5,2 Mio.

5 Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts

Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprojekts hängt in hohem Maße von einer erfolgreichen Vermarktung der Altanlage ab. Erst wird ein geeignetes Produkt vorgestellt und im Anschluss die Investitionsrechnung des Gesamtprojekts durchgeführt.

5.1 Vermarktung der Altanlage – *Regenerative Bilanzkreisbesicherung*

Das Wasserdarbot soll hauptsächlich von der Neuanlage verwertet werden, weshalb für die Altanlage alternative Vermarktungsmöglichkeiten zu nutzen sind. Es gibt Energieprodukte, die zur Wahrung der Netzstabilität benötigt werden. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass nicht nur die produzierte Energie sondern auch die vorgehaltene Leistung vergütet wird, man spricht vom Leistungspreis. Dieser ist unabhängig davon, ob tatsächlich Energie geliefert wird oder nicht. Kommt es zum Abruf dieser Leistung, wird die produzierte Energiemenge zusätzlich mit dem Arbeitspreis verrechnet.

Für die Vermarktung der Altanlage wäre ein hoher Leistungspreis bei nur wenigen Abrufen pro Jahr wünschenswert. Dann würde wenig Wasser durch die Altanlage verbraucht und der Betrieb der Neuanlage nicht beeinflusst. Ein geeignetes Produkt ist die so genannte Reserveleistung zur Bilanzkreisbesicherung.

Zunächst werden in einer Einführung die nötigen Begriffe erklärt. Weiters wird anhand von Überlegungen zur Netzstabilität dargestellt, warum Reserveleistung im Allgemeinen und die Bilanzkreisbesicherung im Speziellen benötigt wird. Im Anschluss sind drei Kernfragen zu klären, die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung ausschlaggebend sind.

- Wie groß ist die gesicherte Leistung der Altanlage?
- Wie hoch sind die Einsparungen, die durch die eigene Nutzung der Reserveleistung erzielt werden?
- Wie hoch sind die Erlöse des Verkaufs von Reserveleistung und welche Prognosen sind für den Kalkulationszeitraum realistisch?

5.1.1 Definition und rechtliche Grundlage

Stromnetze liefern Energie just-in-time und besitzen keine Speichermöglichkeit. Es ist wichtig, für jeden Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herzustellen. Andernfalls beginnt die Netzfrequenz vom Sollwert $50 \pm 0,05$ Hz abzuweichen und die Stabilität des Stromnetzes wird gefährdet. [Konstantin 2009, S.405ff]

Im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung [StromNZV 2005] sind innerhalb einer Regelzone von den Netznutzern, d.h. von Einspeise- und Entnahmestellen, so genannte

Bilanzkreise zu bilden. Jeder Bilanzkreis hat einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) der dafür sorgen muss, dass in seinem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde die Höhe der Einspeisung und Entnahme übereinstimmen. Dies wird durch die Angabe von so genannten Fahrplänen ermöglicht.

Jeder Kraftwerksbetreiber gibt am Vortag durch Fahrpläne an, wie viel Energie er in jeder Viertelstunde einspeisen wird. In gleicher Weise wird von den Verteilnetzbetreibern die Kundenlast prognostiziert und in Lastprofilen angegeben. Die Fahrpläne und Lastprofile werden beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angemeldet und dort auf die betriebliche Durchführbarkeit und die Auswirkungen auf die Netzstabilität überprüft [Bilanzkreisvertrag 2007, 3.2.2]. Es gibt zwei Ebenen, auf denen Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme ausgeglichen werden müssen.

1. Stochastische Schwankungen der Last rufen Differenzen zu den diskreten, viertelstündlichen Fahrplanwerten hervor: Die stochastischen Schwankungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern als Systemdienstleistung auf der Ebene des gesamten UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) ausgeglichen. Man spricht hier von Regelenergie.
2. Abweichungen zwischen tatsächlicher Einspeisung und prognostiziertem Fahrplan bzw. Abweichungen zwischen tatsächlicher Last und prognostiziertem Lastprofil: Diese Differenz entsteht auf der Ebene der Bilanzkreise. Sie wird mit den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet. Hier handelt es sich um Ausgleichsenergie. Durch Mehreinspeisung im einen und Mindereinspeisung im anderen Bilanzkreis rechnen sich die nötigen Ausgleichsenergien teilweise auf. Der Übertragungsnetzbetreiber benötigt zur Frequenzhaltung weniger Regelenergie, als Ausgleichsenergie in den Bilanzkreisen verrechnet wird.

Folgendes Beispiel illustriert einen Regelvorgang, der durch einen Kraftwerksausfall ausgelöst wird, siehe Abbildung 34. Die Zuständigkeit in zeitlicher Hinsicht wird in §5 Abs. 4 StromNZV definiert. Für die erste Stunde ab Eintreten der Störung ist der Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich verpflichtet. Danach ist der Bilanzkreisverantwortliche für die Wiederherstellung des Gleichgewichts zuständig.

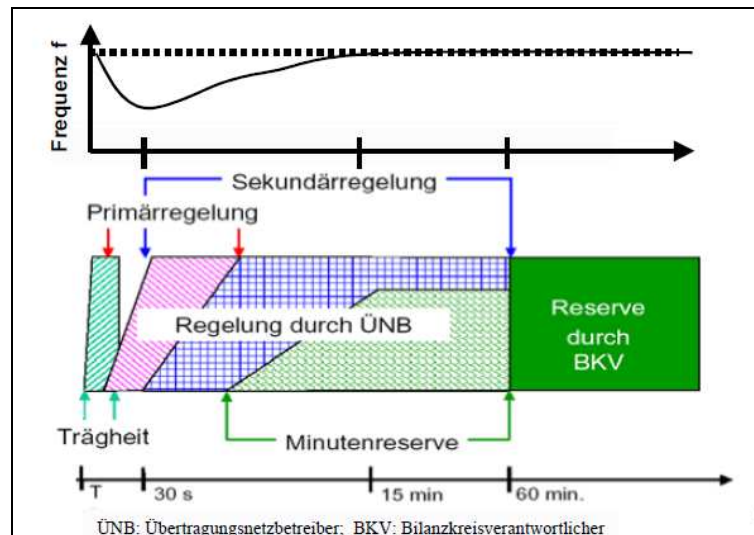


Abbildung 34. Ablauf des Frequenzausgleich [Konstantin 2009, S.410]

Verantwortungsbereich ÜNB - Netzdienstleistung

Bricht in einem Bilanzkreis die Angebotsseite ein, beispielsweise geht durch Defekt ein Kraftwerk vom Netz, so wird in den ersten Minuten mit Primärregelleistung entgegengesteuert. Dazu wird in laufenden Kraftwerken ein kleiner Teil der Leistung, meist zwischen 3 und 5%, zurückgehalten, um die Energie bis zur Vollast zur Regelung abgeben zu können. Die Maximalleistung wird vollautomatisch in 15 bis 30 Sekunden abgerufen und muss für mindestens 15 Minuten aufrechterhalten werden können. Zeitgleich, spätestens ab Sekunde 30, wird die Sekundärregelleistung abgerufen, um die Primärregelung wieder zur Verfügung zu stellen. Nach spätestens 15 min wird die Sekundärregelung wiederum von der Minutenreserve abgelöst. Dieser Vorgang wird manuell durchgeführt und die Leistung von Speicher-, Pumpspeicher-, und Gasturbinenkraftwerken bereitgestellt. Grundsätzlich sollen Frequenzabweichungen binnen 15 min ausgeglichen sein. Diese Mechanismen werden vom ÜNB im Rahmen der Netzdienstleistung verwaltet. [Konstantin 2009, S.411]

Verantwortungsbereich BKV - Bilanzkreisbesicherung

Dauert ein Ausfall einer Erzeugungseinheit länger als eine Stunde, so ist der betreffende Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich verpflichtet. Für diesen Fall werden Kraftwerkskapazitäten, bezeichnet als „Reserveleistung“, „Stundenreserve“ oder auch „Leistung zur Bilanzkreisbesicherung“, zurückgestellt. Grundsätzlich sind alle schnell regelbaren Kraftwerke geeignet. Bevorzugt werden Kraftwerke mit hohen Grenzkosten, etwa Gas- oder Ölkraftwerke, eingesetzt, da sie selten und nur kurz anlaufen. Meist handelt es sich um thermische Kraftwerke, die als Kaltreserve zur Verfügung stehen. [Konstantin 2009, S.411]

Im Gegensatz zur Regelleistung, die seit 2006 durch Ausschreibungen auf einem transparenten Markt gehandelt wird und gesetzlich geregelt ist, beruht der Umgang mit Reserveleistung zur Bilanzkreisbesicherung auf Verträgen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen. Deren Ausgestaltung ist gesetzlich nicht näher definiert.

Für die Altanlage wird die Vermarktung von Reserveleistung zur Bilanzkreisbesicherung untersucht, da die installierte und damit vergütbare Leistung der Altanlage relativ hoch und die tatsächliche Wahrscheinlichkeit eines Abrufes bei diesem Produkt sehr gering ist. Es wird infolge kaum Wasser durch die Altanlage abgefahren und steht dem Neubau zur Verfügung. Durch die Möglichkeit, eine Wasserkraftanlage zur Bilanzkreisbesicherung zu verwenden, wird ein Beitrag zur Netzstabilität durch regenerative, erneuerbare Energien geleistet. Dies ist ein zukunftsweisender Ansatz, der für RWE Innogy positive Nebeneffekte für das Unternehmensbild bringt. Es könnte zukünftig auch Möglichkeiten geben, durch Zertifizierung der regenerativen Eigenschaft höhere Preise für die Reserveleistung zu erzielen.

5.1.2 Leistung der Altanlage

Die vermarktbare Leistung der Altanlage ist zu bestimmen. Die Leistung ist stark schwankend, da sie vorrangig vom Pegel im Oberwasser und damit von der zur Verfügung stehenden Fallhöhe abhängt. Es kann demnach nicht die Ausbauleistung von 14 MW zur Vermarktung herangezogen werden, da diese nur bei Vollstau zur Verfügung steht. Großteils werden vom WVER allerdings geringere Pegel im Speicher gehalten (vgl. Abbildung 12).

Zur Leistungsberechnung wären der Wirkungsgrad und momentane Durchflusswerte nötig, die jedoch nicht aufgezeichnet werden. Deshalb müssen die Erzeugungsdaten realer Betriebspunkte analysiert werden. Eine anschauliche Darstellung wie in Abbildung 35 erhält man, wenn man das Produkt aus Wirkungsgrad und Durchfluss eines Betriebspunktes über der Fallhöhe aufträgt. Ein Betriebspunkt ist das Maximum aus den viertelstundenscharfen Erzeugungsdaten jedes Tages von 2004 bis 2008 [Archiv RWE 2010]. Betriebspunkte, deren Faktor Null ist, bilden Tage ab, an denen die Anlage gar nicht in Betrieb ging. Die höchsten Betriebspunkte einer bestimmten Fallhöhe geben die maximal erzielbare Leistung bei dieser Fallhöhe an.

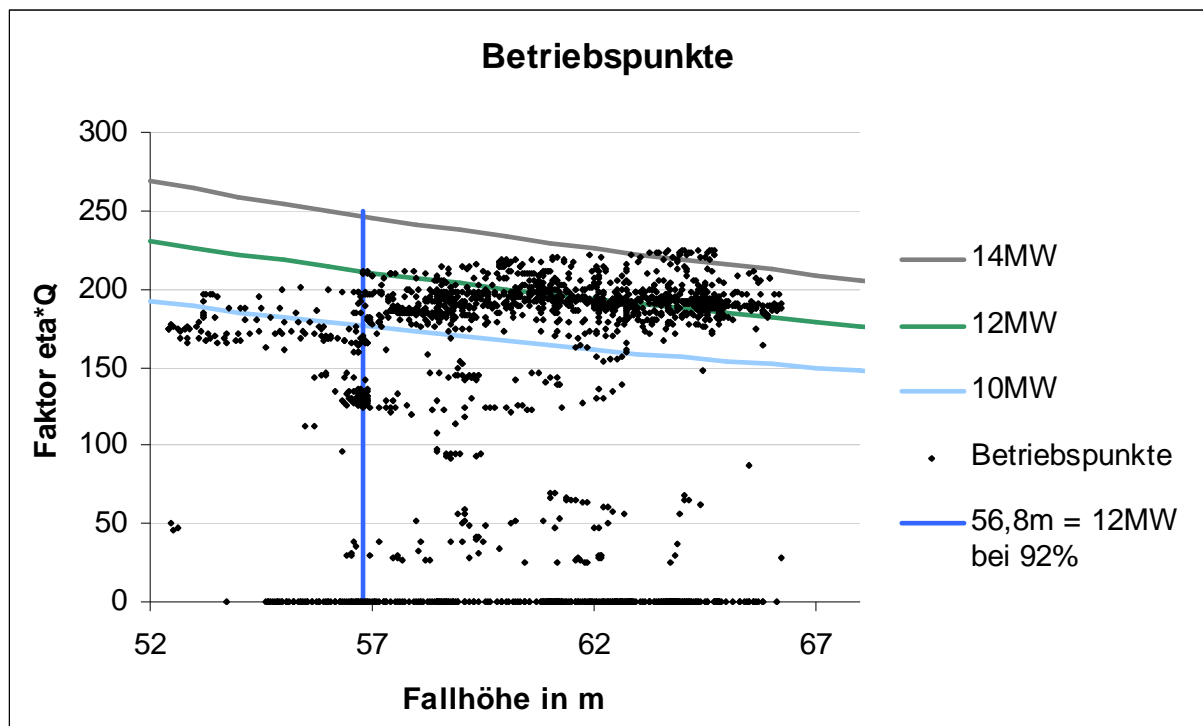


Abbildung 35. Leistung der Altanlage: Ableitung der Maximalleistung bei bestimmten Fallhöhen aus historischen Betriebspunkten

Hält man die Leistung konstant, so ergeben sich hyperbolische Verläufe, wie sie für 10, 12 und 14 MW eingezeichnet sind. Der Schnittpunkt, z.B. der 12 MW-Kurve mit der Einhüllenden der Betriebspunkte, gibt nun jene Fallhöhe an, ab der mit Sicherheit 12 MW erzeugt werden können. Die Häufigkeit der Betriebspunkte rechts von diesem Schwellwert, 56,8 m, gibt die bisherige, zeitliche Verfügbarkeit dieser Leistung wieder und beträgt in diesem Fall 92%. Es wird klar, dass die Vermarktung von 14 MW nicht möglich ist, da die nötigen Fallhöhen nur selten auftreten. Bei 12 MW kann die Verfügbarkeit zukünftig auf 100% gesteigert werden. Dazu müsste der WVER einwilligen, die Untergrenze des Pegels im Oberwasser so einzustellen, dass stets 56,8 m Fallhöhe gesichert sind.

5.1.3 Gegenwärtige Situation der Bilanzkreisbesicherung

Die Bilanzkreisbesicherung der RWE Innogy Wasserkraft wird durch einen Vertrag mit der Gesellschaft RWE Supply & Trading geregelt. Bis zum 31.12.2011 liegt ein Vertrag vor, der die Einzelheiten der Lieferung von Reservestrom angibt. [Besicherungsvertrag 2009]

Verrechnet wird für 2011 ein fixer Leistungspreis in Höhe von EUR 394.552,- p.a., der das Entgelt für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten bildet. Kommt es zum Abruf, wird ein Arbeitspreis vom 1,15-fachen des zur betreffenden Stunde an der EEX gehandelten Preises verrechnet. Der Abruf erfolgt telefonisch und wird ausdrücklich nur nach einem störungsbedingtem Ausfall einer Erzeugungsanlage und ab der dritten Viertelstunde nach

Bestellung der Reservearbeit gewährt. Kann daraufhin nicht nachgewiesen werden, dass es sich um eine Störung gehandelt hat, so wird der Arbeitspreis mit dem 1,15-fachen des vom Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Preises für Regelenergie und mindestens mit EUR 100,-/MWh verrechnet.

Die Lieferung endet entweder nach dem angeforderten Zeitraum oder spätestens um 24:00 Uhr des auf die Bestellung folgenden Börsenhandelstags der EEX. Dieser Zeitraum gilt nur, wenn die Anforderung nach 09:00 Uhr erfolgt, somit ergibt sich eine maximale Dauer einer Reservelieferung ab 10:00 Uhr bis 24:00 Uhr des Folgetages, also von 38 h. Seit dem nun zweijährigen Bestehen dieser Regelung wurde die Reserveleistung allerdings noch nie abgerufen. [Detering 2010]

Die derzeit vertragliche Höchstreserveleistung liegt bei 24 MW. Dies entspricht bisher der zu besichernden Leistung der größten Maschinensätze, nämlich Detzem, Klingnau und RADAG. Die Anzahl der Inanspruchnahmen ist nicht eingeschränkt. [Besicherungsvertrag 2009]

Durch die Altanlage können zukünftig 12 MW Reserveleistung für den eigenen Bilanzkreis bereitgestellt werden. Daraufhin könnte der Besicherungsvertrag des gesamten Bilanzkreises auf die restlichen 12 MW reduziert werden. Eine Anfrage an RWE Supply & Trading ergibt, dass die vertragliche Mindestgröße eines Reserveleistungsvertrags 10 MW beträgt [Kresse 2010]. Damit ist der Rahmen für diese Vermarktungsmöglichkeit gegeben. Es kann die Hälfte des derzeitigen Vertragswerts zukünftig eingespart werden, da der nötige Zukauf von Reserveleistung halbiert wird. Zuvor war geplant, eine neue Argumentation zu finden, sodass insgesamt nur mehr 12 MW Reserveleistung benötigt werden. Dies wäre allerdings auch unabhängig vom Bau eines neuen Kraftwerks möglich. Deshalb ist es nicht gerechtfertigt, die Einsparungen des gesamten 24 MW Vertrages diesem Projekt zuzurechnen. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden als Basis für 2011 Einsparungen in Höhe von EUR 197.000,- angesetzt.

5.1.4 Prozess und Preis des Verkaufs von Reserveleistung

Zusätzlich zur eigenen Nutzung ist die parallele Vermarktung von Reserveleistung angedacht, die ebenfalls vertraglich mit der Gesellschaft RWE Supply & Trading durchgeführt wird. Dort werden sämtliche Reserveleistungsangebote gepoolt, wobei nicht speziell nach Minuten- und Stundenreserve unterschieden wird. Es entsteht so eine Gesamtleistung zwischen 2 und 4 GW, mit denen sämtliche Anforderungen, die an Minuten- und Stundenreserve gestellt werden, bei einer zeitlichen Verfügbarkeitsrate von 99,995%, gedeckt werden können. Diese Poolbildung rechtfertigt die Tatsache, dass mit einem Leistungsanbieter mehrere Kraftwerke auf deren unvorhersehbare, technische Ausfälle besichert werden. Die Leistung des besicherten Kraftwerksparks ist in Summe größer als

dieser Pool. Die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Abrufes sämtlicher Kunden lässt sich aber durch die hohe Anzahl an Kraftwerken sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite auf die oben genannte Verfügbarkeitsrate einschränken.

Lieferkonditionen

Vielfältige Konditionen können Vertragsbestandteil werden. So können die Leistungsdaten, die Anzahl an Abrufen, die Mindest- und Maximaldauer sowie Startzeiten und Teillastfähigkeit etc. vertraglich definiert werden. Jede zusätzliche Restriktion hat allerdings negativen Einfluss auf die erzielbare Prämie. Für das Kraftwerk Schwammenauel liegt ein Richtpreisangebot für den Zeitraum von 01.10.2010 bis 30.08.2011 vor, wonach bei 12 MW mit einer Prämie von EUR 475.000,- und einem fixen Ausübungspreis von EUR 65,-/MWh gerechnet werden kann. Dabei wurden keine besonderen Einschränkungen berücksichtigt, da das Kraftwerk die üblichen Kennwerte einhält.

Einzelne Abrufe dauern zwischen 4 und 8 h, maximal bis zu 38 h. Die Maximaldauer tritt allerdings so gut wie nie auf, da RWE Supply & Trading hauptsächlich während der Peakload-Zeiten auf diese Anbieter zurückgreift. Während der Offpeak-Zeiten, bei Leistungsüberschüssen im Markt, wird ohnehin kaum zusätzliche Reserveleistung benötigt. Weiters werden 50 bis 70 Volllaststunden im Jahr als durchschnittliche Gesamtlieferdauer angegeben [Kresse 2010]. Damit ergeben sich rund 10 bis 20 Starts der Altanlage. Im Vergleich zu thermischen Kraftwerken können auch die Anlaufzeiten sowie Mindestlaufzeiten durch das Wasserkraftwerk problemlos eingehalten werden.

Vertragsüberschreitung

Grundsätzlich sind sämtliche Vertragsparameter so einzuschränken, dass die Anlage aus technischen Gesichtspunkten die Verträge erfüllen kann. Kommt es zu Ausnahmefällen, z.B. falls es eine extreme Dürre unmöglich macht, den Mindestpegel im Oberwasser einzuhalten, ist dies rechtzeitig anzuzeigen. Geschieht das nicht und kommt es zu einem Abruf, der nicht bedient werden kann, so sind Schadenersatzforderungen durch entstandene Kosten anderweitiger Beschaffung möglich. [Kresse 2010]

5.1.5 Eigenverbrauch und Vermarktung: Parallelabruf

Es ist eine parallele Nutzung der Reserveleistung der Altanlage geplant. Einerseits wird der eigene Bilanzkreis besichert. Andererseits wird diese Leistung an die RWE Supply & Trading verkauft. Früher war diese Vorgehensweise der Doppelnutzung üblich und wurde von einigen Stadtwerken praktiziert. Heute empfiehlt RWE Supply & Trading, von einem derartigen Konstrukt im RWE Konzern abzusehen. Im schlimmsten Fall würde so die Reserveleistung selbst benötigt und gleichzeitig vom Kunden abgerufen. [Kresse 2010]

Trotz der Möglichkeit eines Lieferengpasses ist die parallele Nutzung in diesem Fall sinnvoll. Das kann wie folgt begründet werden.

- Die Wahrscheinlichkeit der eigenen Inanspruchnahme ist äußerst gering. Seit bestehen des Bilanzkreisvertrages wurde von dieser Möglichkeit nie Gebrauch gemacht.
- Bei Lieferung an den Kunden führt der gleichzeitige Ausfall einer eigenen Anlage zu Abweichungen von der Einspeisung. Diese können nicht durch eigene Produktion von Reserveenergie gedeckt werden. Als Folge wird die benötigte Energie vom Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt und dem Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.

Speziell der erste Punkt, dass vom derzeitigen Liefervertrag seit bestehen noch nie Gebrauch gemacht worden ist, liefert einen Anknüpfungspunkt zur Begründung der Zulässigkeit einer Parallelnutzung. Gleichzeitig wirft diese Tatsache aber die Frage nach der Qualität des bestehenden Vertrages auf. Es darf vermutet werden, dass die Zahlung für die Bereitstellung von Reserveleistung, die auch von der Abrufwahrscheinlichkeit abhängt, in der gültigen Fassung „überzogen hoch“ sei [Kresse 2010]. In Folge ist eine neue Klärung der Vertragsdetails empfehlenswert, da hier erhebliches Einsparungspotential besteht. Vorab kann dieses allerdings nicht beziffert werden, weshalb in der Wirtschaftlichkeitsrechnung von den vorliegenden Werten ausgegangen werden muss.

5.1.6 Auswirkungen der neuen Betriebsweise auf das Gewässer

Im normalen Betrieb wird durch den kleineren Ausbaudurchfluss der Neuanlage und den damit verbundenen höheren Einschaltzeiten eine Vergleichmäßigung der Wasserabgabe erreicht. Diese ist aus ökologischen Gesichtspunkten sehr positiv. Da es aber beim Abruf von Reserveleistung zum gleichzeitigen Betrieb beider Maschinen kommen kann, ist der Durchfluss in solchen Fällen erhöht. Die Auswirkungen dieser Betriebsfälle werden kurz angeführt.

Auswirkungen auf das Oberwasser

Durch den möglichen gleichzeitigen Betrieb beider Maschinen ist der Abfluss aus dem Oberwasser in dieser Zeit stark erhöht. Der in Datenblättern angegebene Ausbaudurchfluss der Altanlage von 35 m³/s wird praktisch nie gefahren [Archiv RWE 2010]. In der Rechnung wird deshalb von maximal 30 m³/s der Altanlage und gleichzeitig 11 m³/s Durchfluss der Neuanlage, in Summe also von 41 m³/s Maximaldurchfluss, ausgegangen. Abbildung 36 zeigt die Pegeländerung im Rursee in Abhängigkeit des Zuflusses [Zuflussdaten: WVER, S.2]. Dabei wird von einer gleichzeitigen Betriebsdauer von 12 h ausgegangen, da dieser Wert die Obergrenze der praktisch auftretenden Abrufe von Reserveleistung ist. Bei

Hochwasser fließt mehr Wasser zu, als von beiden Maschinen entnommen wird, weshalb der Pegel im Betrachtungszeitraum um über 1 m steigt. In Trockenzeiten bei wenig Zufluss sinkt der Pegel um maximal 20 cm ab. Dieser Wert scheint vertretbar und ist mit dem WVER abzustimmen.

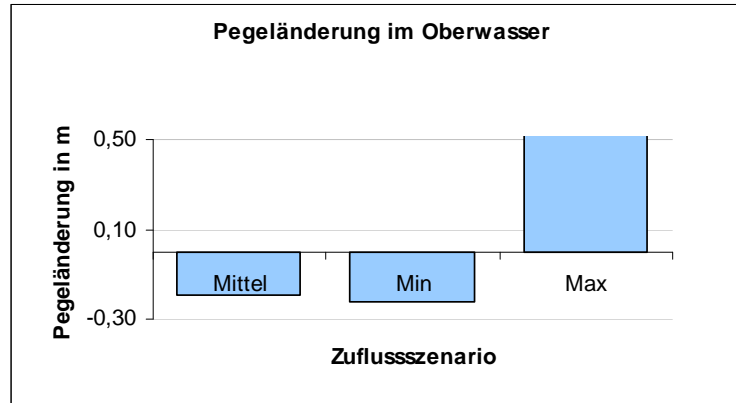


Abbildung 36. Pegeländerung im Oberwasser bei gleichzeitigem Betrieb beider Maschinen

Die Anzahl der Abrufe im Jahr ist durch die geplante Volllaststundenzahl der Altanlage von 50 bis 70 limitiert und führt in dieser Betrachtung zu ca. 5 Betrieben einer Dauer von 12 h. Damit ist auch die Wahrscheinlichkeit von zwei oder mehr direkt aufeinander folgenden Abrufen dieser Dauer sehr gering und als nicht kritisch zu beurteilen.

Auswirkungen auf das Unterwasser

Vom erhöhten Maximaldurchfluss bei gleichzeitigem Betrieb ist das Unterwasser gleichermaßen betroffen. Es kann bei vollem Staubecken des Unterliegerkraftwerks Heimbach-Wehr dazu kommen, dass durch den erhöhten Zufluss Wasser ungenutzt am Unterlieger abgelassen werden muss. Darauf soll an dieser Stelle hingewiesen werden, damit dies in der Detailabklärung mit dem WVER berücksichtigt wird. Da es sich nur um sehr wenige Betriebstage im Jahr handelt, ist dieser Punkt vermutlich ebenfalls als nicht kritisch einzuschätzen.

Sonderregelung

Hinweisen der Betriebsmannschaft zu Folge gibt es Zeiträume im Jahr, wonach vom WVER die Wasserabgabe aus Umweltschutzgründen limitiert wird. Es handelt sich dabei um die Brutzeit der Schwäne, in der man eine Gefährdung der Nistplätze vermeiden will. Nach Aussagen seitens des WVER handelt es sich hierbei allerdings um keine zwingende Vorschrift, sondern um eine freiwillige Restriktion [Polczyk 2010]. Diese ist in Anbetracht ebenso möglicher natürlicher Hochwässer zwar zu berücksichtigen, dürfte aber kein grobes Hindernis darstellen.

5.1.7 Preisentwicklung Reserveleistung

Abschließend wird untersucht, wie die Preisentwicklung der Reserveleistung aussehen könnte. Im Gegensatz zu den Marktpreisen für Strom gibt es keine langfristigen Prognosen für die Preisentwicklung der Reserveleistung [Schneckenburger 2010]. Es werden die Zusammenhänge aufgezeigt, um zumindest qualitativ abschätzen zu können, mit welcher Größenordnung die Reserveleistung kalkuliert werden kann. Dazu wird kurz betrachtet, wie sich die Nachfrage- und Angebotsseite zusammensetzen und welche Entwicklung die gegenüberstehenden Mengen vollziehen könnten.

Nachfrage

RWE Supply & Trading handelt Minuten- und Stundenreserve aus einem gemeinsamen Pool. Damit ist von einer direkten Korrelation der Preise für diese Produkte auszugehen. Ein Nachfragetreiber ist durch den Strukturwandel im Kraftwerkspark begründet. Durch den starken Ausbau der Windenergie der letzten Jahre stehen die Netzbetreiber vor Schwierigkeiten bezüglich der Netzstabilität. Die stärker schwankende Einspeisemenge aus Windenergie steht einer nur leicht wachsenden Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage gegenüber. Man rechnet zwischen 2012 und 2030 mit einem um jährlich 0,2% steigenden Nettostrombedarf. [IER et al. 2010, S.104]

Es muss immer mehr Reserveleistung vorgehalten werden, da die Einspeisemenge von Windenergie der Wetterlage entsprechend zu prognostizieren ist und nicht wie konventionellen Kraftwerken geregelt werden kann. Die Primär- und Sekundärregelleistung sind hiervon nicht betroffen, da diese zur Frequenzhaltung verwendet werden und sich zeitlich in kürzeren Regeleingriffen bewegen, als dies Prognosefehler von Windenergie verursachen. [DENA 2005, S.252ff]

Der Bedarf an Minuten- und Stundenreserve wird stark steigen, um für die Schwankungen der Prognoseungenauigkeiten gerüstet zu sein. Die Prognosen der benötigten positiven Reserveleistung sind in Tabelle 20 dargestellt, wobei für 2025 extrapoliert wird.

Tabelle 20. Prognose der benötigten Reserveleistung bis zum Jahr 2015 [Brischke et. al 2006, S.25], eigene Extrapolation 2025

Jahr	Leistung in GW		Energie in TWh/a
	Durchschnitt	Maximal	
2003	1,2	2	2,1
2010	2,6	5,5	4,4
2015	3,2	7	5,6
2025	3,9	9,0	7,2

Man erkennt die stetige Zunahme des Reserveleistungsbedarfes, allerdings in Zukunft mit etwas geringerem Wachstum als bisher. Das wird mit der steigenden Prognosegenauigkeit der Windstromerzeugung begründet, sodass weniger Reserveleistung vorgehalten werden muss, um die nötige Versorgungssicherheit zu erreichen.

Angebot

Es wird untersucht, wie sich die Kraftwerkskapazitäten des Reserveleistungsangebots entwickeln könnten. Für geeignete Kraftwerke besteht die Möglichkeit, entweder Reserveleistung anzubieten oder Energie zu produzieren und am Spotmarkt zu verkaufen. Drei Aussagen zur Entwicklung des Angebots an Reserveleistung werden abgeleitet.

1. Mittelfristig wird ein sehr niedriges Verhältnis der Grenzkosten zu den Strommarktpreisen gasgefeuerte Kraftwerke davon abbringen, Reserveleistung anzubieten.

Reserveleistung anzubieten ist technisch für alle Kraftwerke möglich, die bestimmte Leistungsgradienten abfahren können. Diese Flexibilität ist nötig, um im Fall eines Abrufs binnen des definierten Zeitraums liefern zu können.

Vorteilhaft ist der Verkauf von Reserveleistung für Kraftwerke mit hohen Grenzkosten. Sobald der Marktpreis unter ihren Grenzkosten liegt, wäre es für diese Kraftwerke besser, sie würden am Reserveleistungsmarkt anbieten und den teuren Brennstoff einsparen. Trotzdem erzielen sie so Einnahmen durch den Leistungspreis.

Abbildung 37 zeigt die Merit-Order des konventionellen, thermischen Kraftwerksparks für Deutschland. Über der Last werden in aufsteigender Reihenfolge die Grenzkosten aller entsprechenden Kraftwerke aufgetragen. Wasserkraftanlagen sowie alle weiteren erneuerbaren Energieformen würden sich am linken Rand befinden, werden hier allerdings nicht dargestellt. Für diese Betrachtung sind nur die thermischen Kraftwerke mit hohen Grenzkosten interessant, die sich ganz rechts befinden. Die ersten Kraftwerke, die demnach Reserveleistung anbieten müssten, sind Heizöl- und Gas- bzw. GUD-Kraftwerke mit einer Kapazität von ungefähr 9 GW. Diese Kraftwerkstypen haben hohe Grenzkosten und verfügen über die nötige Flexibilität.

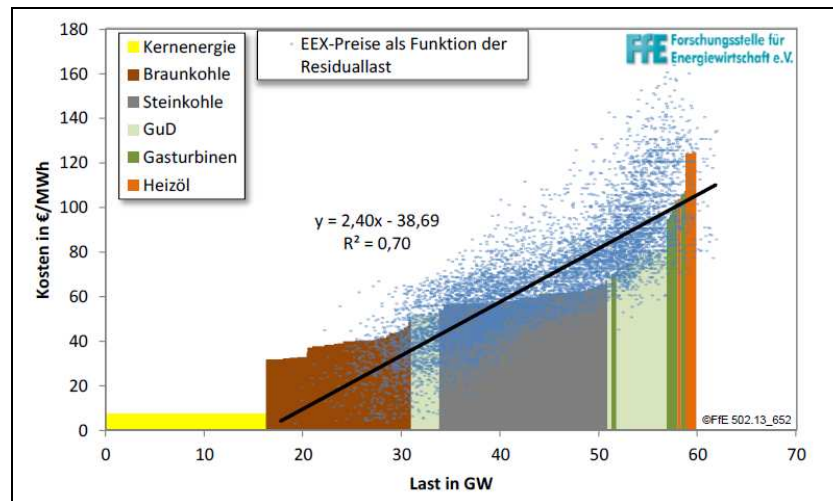


Abbildung 37. Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks von 2008. EEX-Preise für Strom in Abhängigkeit der Residuallast [von Roon, Huck 2010, S.4]

Die Entwicklungen der Kraftwerksgrenzkosten und der Marktpreise bestimmen das Angebot an Reserveleistung. Mittelfristig, von 2014 bis 2016, rechnet man mit stark steigenden Strompreisen bei deutlich weniger wachsenden Gas- und Ölpreisen. Der Strommarkt wird in diesen Jahren speziell für flexible Gas- und Ölkraftwerke lukrativer, da sich deren Gewinnspanne öffnet. Sie werden weniger am Reserveleistungsmarkt anbieten, wodurch sich das Angebot verknappt.

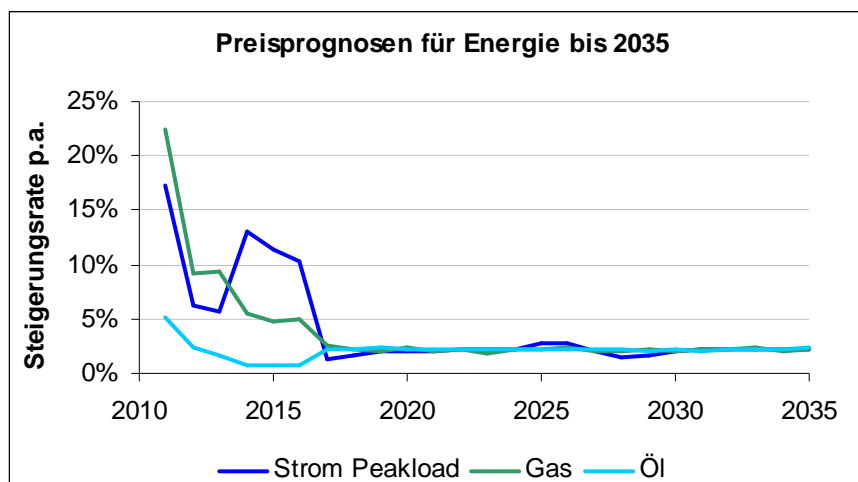


Abbildung 38. Energiepreisprognosen. Preissteigerungsraten pro Jahr [EEO-dataset Q2 2010]

- Die durch den Windkraftausbau hervorgerufenen Schwankungen der Residuallast führen zu sehr volatilen Marktpreisen. Die auftretenden Preisspitzen sind für flexible Kraftwerke wie Gas- und Ölkraftwerke sehr lukrativ. Sie werden verhältnismäßig stärker am Markt agieren und weniger Reserveleistung anbieten.

Dies ist durch die Punktwolke in Abbildung 37 erklärbar. Sie stellen die tatsächlichen Marktpreise in Abhängigkeit der Residuallast dar. Das ist jene Last, die von den konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Der starke Ausbau von Windkraftanlagen vergrößert die Schwankungen der Residuallast und führt dazu, dass die Preise von der Merit-Order abweichen. Ist die Residuallast klein, nehmen Stein- und Braunkohlekraftwerke Marktpreise in Kauf, die unter ihren Grenzkosten liegen, um die zusätzlichen Kosten des Wiederhochfahrens zu sparen. Ist die Residuallast groß, werden die Gas- und Ölkraftwerke höher als Ihre Grenzkosten anbieten und trotzdem einen Zuschlag erhalten.

In Summe stellen sich so Marktpreise ein, die sehr großen Schwankungen unterliegen. Diese extremen Marktpreise machen den Spotmarktverkauf für flexible Kraftwerke sehr viel interessanter als den Reserveleistungsmarkt. Sie können rasch auf schwankende Preise reagieren und hohe Profite bei den Preisspitzen einfahren. [von Roon, Huck 2010], [Voß 2010].

3. Durch den starken Zubau von Gas- und GUD-Kraftwerken gibt es zukünftig sehr viel mehr Kraftwerke, die Reserveleistung anbieten können.

Abbildung 39 zeigt die erwarteten Leistungsanteile nach Kraftwerkstypen in 2008 und 2030. In Zukunft wird ein Anteil an Gas- und GUD-Kraftwerken von 38% erwartet. Das entspricht ungefähr 29 GW. Die Gesamtleistung gasgefeuerter Kraftwerke ist im Vergleich zu 11 GW von 2008 stark steigend. Die weniger flexiblen Braun- und Steinkohlekraftwerke bleiben vom Anteil ungefähr gleich, jedoch werden sie mit neuen Technologien wie z.B. CO₂-Abscheidung ausgestattet. Da Kohle- im Vergleich zu Gaskraftwerken unflexibler sind und geringere Grenzkosten aufweisen, wird deren Einfluss auf den Reserveleistungsmarkt gering bleiben.

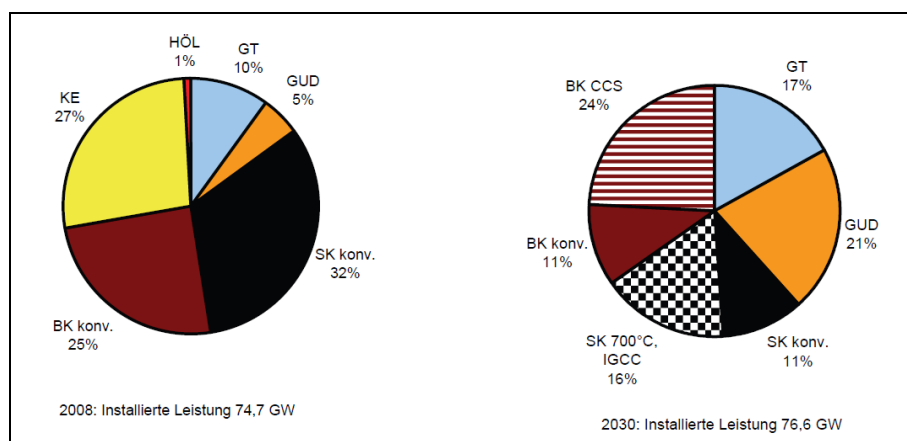


Abbildung 39. Prognosen des deutschen, thermischen Kraftwerksparks [Steck, Mauch 2008, S.4]

Zusammenfassung

Es lässt sich folgende Annahme für die Wirtschaftlichkeitsrechnung treffen. Zukünftig existieren mehr Kraftwerke, die sowohl am Strommarkt als auch durch Reserveleistungsvermarktung wirtschaftlich betrieben werden können. Der mittelfristige Trend hin zum Spotmarkt verkleinert das Angebot von Reserveleistung und führt dort zu einer Preissteigerung. Dadurch wird der Markt für Reserveleistung lukrativer und Anbieter kehren wieder zurück. Die Preise für Reserveleistung werden tendenziell den Änderungen des Spotmarktpreises folgen. Dies deckt sich mit der Tatsache, dass derzeit ein Überangebot an Reserveleistung mit rückläufigen Preisen herrscht [Kresse 2010], so wie es vor kurzem der Spotmarkt zeigte.

Die windkraftbedingte, erhöhte Nachfrage nach Reserveleistung trifft auf den starken Zubau von gasgefeuerten Kraftwerken, sodass sich daraus kein zusätzlicher Trend ableiten lässt. Durch die enge Verflechtung der Preise für Strom und Reserveleistung ist es gerechtfertigt, für beide Produkte die gleichen Prognosen anzusetzen. Das Standardszenario geht hierbei von jährlichen Steigerungen zwischen 17% und 8% in den Jahren 2011 bis 2016 aus, darüber hinaus wird mit inflationsbedingten 2% kalkuliert (vgl. Abbildung 38, [EEO-dataset Q2 2010]). Ein überproportional steigender Preis für Reserveleistung scheint nicht plausibel.

5.2 Investitionsrechnung des Gesamtprojekts

Analog zur Kapitalwertberechnung in Kapitel 3.6 wird nun die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projektes untersucht (vgl. Anhang E). Dazu darf nicht mehr nur die Neuanlage betrachtet werden, es muss auch die neue Vermarktung der Altanlage einfließen. Das Schema dieser Kalkulation zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 21. Aufbau der Kapitalwertberechnung des Gesamtprojektes [modifiziert nach Petermann 2010]

+ Einnahmen Wholesale	<i>Marktpreise, alternativ: EEG</i>
+ Vermiedene Netznutzungsentgelte Neuanlage	<i>EUR 1/MWh</i>
+ Vermiedene Besicherungskosten 12 MW	<i>EUR 197.500,- [Besicherungsvertrag 2009]-</i>
+ Verkauf Besicherungsdienstleistung 12 MW	<i>EUR 475.000,- [Kresse 2010]</i>
- Nicht mehr erzielte Erlöse durch Stromverkauf der Altanlage	<i>Marktpreise</i>
- Vermiedene Netznutzungsentgelte Altanlage	<i>EUR 1/MWh</i>
= Mehreinnahmen	
<hr/>	
- Personalaufwand für Neuanlage	<i>EUR 65.000,-</i>
- Betriebs- und Instandhaltungskosten Neuanlage	<i>10 Jahre 1% Invest, dann 4%</i>
- Versicherung	<i>1% Invest</i>
= Mehrausgaben	
<hr/>	
- Investitionskosten	<i>EUR 5,244 Mio.</i>
+ Mehreinnahmen	
- Mehrausgaben	
= Cash Flow	
<hr/>	
Summe (Discounted Cash Flow)	
= Kapitalwert (Net Present Value NPV)	
<hr/>	

Einnahmenseitig kann das Szenario mit bzw. ohne EEG-Vergütung gerechnet werden, wobei sich diese Werte auf die Erlöse der Neuanlage beziehen. Die Erlöse, die die Altanlage durch Stromverkauf am Markt erzielen würde, werden nun nicht mehr eingenommen. Diese fallen als kalkulatorische Kosten an und müssen subtrahiert werden. Dafür wird der Zukauf der Besicherungsleistung nicht mehr in der vollen Höhe benötigt, weshalb diese Position als kalkulatorische Einnahmen und die Vermarktung der Besicherungsleistung durch Verkauf an die RWE Supply & Trading ebenfalls als Einnahmen hinzukommen.

Weiters berücksichtigt werden die Vermiedenen-Netznutzungs-Entgelte, die für die Neuanlage als Einnahmen und für die Altanlage als Kosten anfallen. Ausgabenseitig werden nur jene Kosten angesetzt, die durch die Umsetzung des Projekts hinzukommen. Darunter fällt alles direkt der Neuanlage zurechenbare, wie der zusätzliche Personalaufwand, Kosten für Betrieb, Instandhaltung und Versicherung.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 40 ersichtlich. Dargestellt wird der kumulierte Barwert über der Zeit, woraus sich drei Aussagen ableiten lassen. Das Minimum im negativen Bereich entspricht dem maximalen Kapitalbedarf, danach erfolgt durch die jährlichen Zuflüsse die Refinanzierung. Der Schnittpunkt mit der Abszisse ist der Wechsel der kumulierten Barwertkurve in den positiven Bereich und gibt den Zeitpunkt der Amortisation an. Am Ende der Kurve, im Jahr 20 nach Investitionsentscheidung, ist der Kapitalwert abzulesen.

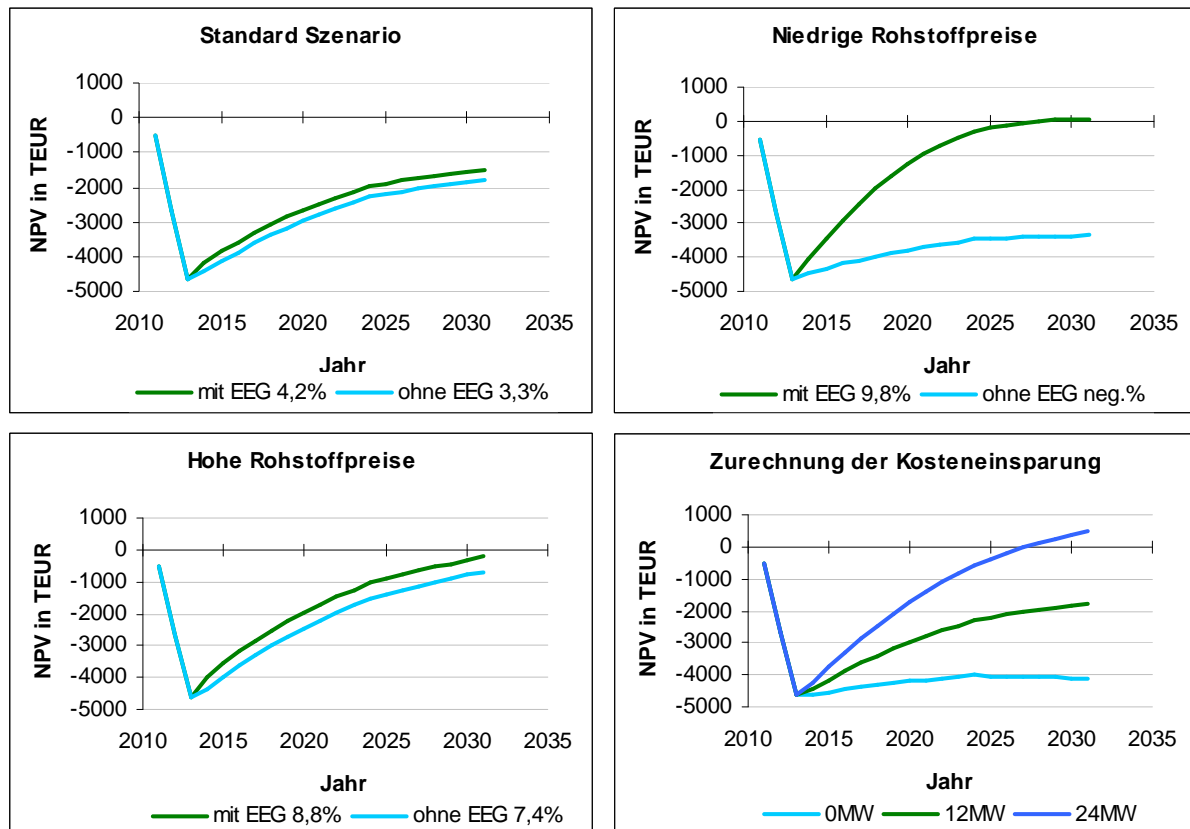


Abbildung 40. Ergebnisse der Kapitalwertrechnung. Kumulierte Barwerte verschiedener Szenarien. Oben und unten links: verschiedene Marktpreisszenarien. Unten rechts: Einfluss der Zurechnung von Kosteneinsparungen der Besicherungskonzepte auf die Anlage

Es werden verschiedene Szenarien der Marktpreientwicklung berechnet und analysiert. Allen gemeinsam sind die anfallenden Investitionskosten in den Jahren eins bis drei zu 10%, 45%, 45%. Geht man auf die Unterschiede zwischen den Verläufen mit und ohne EEG-Vergütung ein (siehe Abbildung 40), verhalten sich die Szenarien „Standard“ und „hohe Rohstoffpreise“ ähnlich, da hier rasch mit hohen Marktpreisen gerechnet wird und die EEG-Tarife nur kurz genutzt werden. Bei niedrigen Rohstoffpreisen ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur mit EEG-Einspeisung möglich. Dann ist dieses Szenario sogar besser als würde die höhere Standard-Prognose eintreten. Der Grund dafür liegt in den entgangenen Einnahmen der Altanlage, da diese bei hohen Marktpreisen ebenfalls höher sind. Im Standardszenario ist so eine Rendite in Höhe der hurdle rate von 9,5% nicht erreichbar. Die letzten

Kapitalwerte liegen im negativen Bereich. Über den zwanzigjährigen Betrachtungszeitraum beträgt die Rendite ohne EEG-Vergütung lediglich 3,3%.

Der positive Kapitalwert nach 20 Jahren in Höhe von EUR 0,5 Mio. (Abbildung 40 rechts unten) entspricht einer Rendite von 11,0%. Dieses Szenario ist rein theoretischer Natur und begründet, warum der Anstoß zu dieser Untersuchung sehr verständlich ist. Man suchte Möglichkeiten, die zurzeit sehr hohen Kosten der Bilanzkreisbesicherung im Umfang von 24 MW einzusparen. Es gibt ein Konzept, wonach durch eine neue Argumentation der gesamte Bilanzkreis auch mit nur 12 MW ausreichend besichert werden könnte. Die Umsetzung dessen scheiterte aber daran, dass ein derart kleiner Vertragsumfang von nur 12 MW zum Zeitpunkt der Vertragsverhandlung nicht möglich war. Durch eigene Bereitstellung infolge dieses Kraftwerksneubaus wäre dies aber umsetzbar gewesen und man hätte die Einsparungen des vollen 24 MW-Vertrages durch dieses Projekt gewonnen. [Petermann 2010] Wie in Kapitel 5.1.3 aufgezeigt, beträgt heute die Mindestvertragsgröße 10 MW, weshalb ein 12 MW-Vertrag zulässig wäre. Somit wäre die Umsetzung eines neuen Besicherungskonzeptes getrennt von diesem Neubau möglich und die Zurechnung von Einsparungen in Höhe von 24 MW auf dieses Projekt ist nicht mehr gerechtfertigt.

Der mittlere Verlauf bildet das Standardszenario ab und geht von der Zulässigkeit der Parallelnutzung, also der Besicherung des eigenen Bilanzkreises und gleichzeitiger Vermarktung über die RWE Supply & Trading, aus (vgl. Kapitel 5.1.6). Würde auch dieser Ansatz der weiteren Prüfung nicht Stand halten, wäre de facto die Grundlage des business case entzogen. Es käme zu keinen Kosteneinsparungen der Bilanzkreisbesicherung durch das Neubauprojekt. Dies spiegelt sich im Verlauf der Zurechnung von Null MW wider.

Um die Einflüsse weiterer Parameter zu untersuchen, werden die Ergebnisse für Abweichungen der Investitionskosten bzw. der Reserveleistungspreise in Abbildung 41 dargestellt. Hinterlegt ist jeweils das Standardszenario ohne EEG-Vergütung und im Vergleich dazu die Variation der Randbedingungen. Von besonderem Interesse sind die beiden Grenzszenarien, ab denen die Wirtschaftlichkeit gegeben wäre. Diese sind durch jene kumulierten Barwertkurven gegeben, die am Ende des Betrachtungszeitraums vollständig amortisiert sind, sodass der Kapitalwert Null ist.



Abbildung 41. Ergebnisse der Kapitalwertrechnung. Links: Abweichungen der Investitionskosten, Rechts: Abweichende Preissteigerungsraten für Reserveleistung

9,5% Rendite wird erreicht, wenn man um 31% weniger Investitionskosten ansetzt. Die Kosten des Standardszenarios betragen EUR 5,2 Mio., sodass sich Einsparungen in Höhe von EUR 1,6 Mio. ergeben müssten. Die größte Kostenunsicherheit besteht bezüglich des Fundaments. Es wird für diese Kalkulation der teuerste Fall, nämlich ein vollständiger Abbruch mit Neuerrichtung, berücksichtigt. Die Tauglichkeit des Fundaments lieferte lediglich EUR 300.000,-, sodass man trotzdem die erforderliche Investitionssumme nicht erreichen könnte.

Einnahmenseitig wird das Projekt nur bei unterschiedlichen Entwicklungen der Markt- und Reserveleistungspreise erfolgreich. Das Szenario der Bezeichnung „+40% Steigerung“ analysiert den Fall, dass die Reserveleistungspreise um 40% stärker steigen als die Spotmarktpreise. Beispielsweise würde dann eine jährliche Marktpreissteigerung für Peakload von 10% für die Reserveleistungspreise 14% betragen. Zum Vergleich: Für Strom Peakload rechnet man zwischen 2012 und 2016 mit 5,6% bis 13% Preissteigerung, ab dann wird mit inflationsbedingten 1,5% bis 2,7% gerechnet (vgl. Abbildung 38). Zum Projekterfolg müssen die Reserveleistungspreise im gleichen Zeitraum um 40% stärker, also um mindestens 7,9% bis 18,2% und dann zwischen 1,8% und 3,7% pro Jahr steigen. [EEO dataset Q2 2010]

Den größten Profit erzielt man nicht bei einer allgemeinen Erhöhung des Preisniveaus, da damit stets auch höhere entgangene Einnahmen der Altanlage als Kosten zu Buche schlagen. Positiv ist eine große Spreizung der Preisentwicklung für Reserveleistungs- und der Marktpreise, wobei die Reserveleistungspreise überproportional stark steigen müssen.

5.3 Zusammenfassung

Erst werden die wesentlichen Punkte der Wirtschaftlichkeitsrechnung angeführt. Im Anschluss zeigen die Chancen und Risiken die Kernpunkte der Untersuchung auf.

5.3.1 Charakteristik des Business Case

Der Knackpunkt in der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist die Vermarktung der Altanlage. Sie verliert Einnahmen durch Stromverkauf, die durch Erlöse aus Reserveleistungsverträgen aufgewogen werden müssen. Nach dem heutigen Kenntnisstand ist dies in den meisten Szenarien nicht möglich. Die großen Differenzen in der Grenzbetrachtung verdeutlichen dieses Ergebnis. Selbst die Kalkulation sehr optimistischer Szenarien würde eine Amortisationsdauer von 20 Jahren bedeuten und praktisch keine Genehmigungschance besitzt. Es wird nochmals darauf hingewiesen, dass die angesetzten Kosteneinsparungen durch die eigene Bilanzkreisbesicherung den derzeit gültigen Werten entsprechen. Diese bilden einen Höchstwert, sodass die realen Einsparungen geringer und damit die Gesamtwirtschaftlichkeit nochmals niedriger angesetzt werden müsste. (vgl. Kapitel 5.1.3)

5.3.2 Chancen / Risiken

Ausgehend von den quantitativen Ergebnissen werden abschließend die Chancen und Risiken des Projektes abgeleitet. Mit diesem einzigartigen Standort liegt eine Gelegenheit vor, einen Kraftwerksneubau mit minimalen Kosten zu realisieren. Durch den Bestand des Staubauwerks und des Großteils der Zu- und Ableitung sind nur geringe bauliche Eingriffe nötig, sodass auch von Behördenseite bezüglich Umweltverträglichkeit und Wasserrecht wenige Hindernisse zu erwarten sind. Der Erweiterungsbau ermöglicht bzw. erzwingt die alternative Vermarktung der Altanlage, wodurch die Kosten des Reserveleistungszukaufs reduziert werden. Damit kann der Bilanzkreis regenerativ besichert werden, was zusätzliche, positive Auswirkungen auf das Unternehmensbild der RWE Innogy hat. Die Demonstration, dass nicht nur Erzeugung sondern auch Beiträge zur Netzstabilität durch erneuerbare Energien möglich sind, liefert ein zukunftsweisendes Aushängeschild. Insgesamt stärkt der Neubau das gesamte Portfolio, wodurch sich eventuell weitere wirtschaftliche Effizienzsteigerungen durch Portfolioeffekte ergeben. Einen guten Überblick zu diesem Thema liefert Eynck [2010, S.86ff].

Der größte Risikofaktor ist die Vermarktung der Altanlage. Die Einnahmen durch den Verkauf von Reserveleistung sind derzeit deutlich geringer als die Erlöse, die die Altanlage durch Energieverkauf am Spotmarkt erzielen würde. Weiters trifft die Charakteristik des Kraftwerks nicht optimal auf jene des Reserveleistungsmarktes. Stundenreserve wird hauptsächlich von

Kraftwerken mit niedrigen Investitions- und hohen variablen Kosten bereitgestellt. Bei Wasserkraftwerken verhält es sich genau umgekehrt. Anders ausgedrückt ist es bedenklich, die Altanlage außer Betrieb zu nehmen, obwohl diese durch geringe variable Kosten am Markt sehr hohe Gewinne bringt. Verhältnismäßig günstig zu errichtende, aber teuer zu betreibende Gasturbinen könnten die Marktchancen für Reserveleistung verwässern. [Vgl. IEA 2009, S.15ff]

Eine äußerst positive Erkenntnis ist, dass die Umsetzung eines neuen Besicherungskonzeptes auch unabhängig von einem Kraftwerksneubau möglich wäre. Durch das vermutlich überzogen hoch bewertete und damit teure Vertragswerk entstehen sehr hohe Kosten. Erst nach der vollständigen Nutzung dieses Einsparungspotentials durch eine neue Vertragsverhandlung sollte über weitere Schritte in Richtung des dargestellten Kraftwerksneubaus nachgedacht werden.

6 Ausblick

Im Zusammenhang mit einem Kraftwerksneubau wird angedacht, eine neue Technologie für den Maschinensatz anzuwenden. Es wird nur kurz auf dieses Konzept eingegangen, um einige Punkte aufzuführen, die dabei beachtet werden sollten. Anschließend wird ein alternatives Maschinenkonzept vorgestellt, das großes Einsparungspotential bei den Investitionskosten der Maschinentechnik verspricht.

6.1 *Forschungsprojekt supraleitender Generator*

Die Firma Zenergy Power GmbH entwickelt gemeinsam mit der Firma Converteam Generatoren, die auf Supraleitung basieren. Dazu wird die Rotorwicklung innerhalb eines thermischen Isolators angeordnet und auf Temperaturen um 30 K gekühlt. Die speziell legierten Drähte erreichen bei diesen Temperaturen den Zustand der Supraleitung und deren Widerstand sinkt gegen Null. Dadurch benötigt man im Vergleich zur konventionellen Technik nur extrem kleine Leiterquerschnitte, um gleiche Ströme zu transportieren. Es sind infolge viel kompaktere und leichtere Generatoren möglich. Man spricht von Größen- bzw. Gewichtsreduktion auf ein Drittel einer konventionellen Maschine. Trotz des Eigenverbrauchs durch das Kühlaggregat erhöht sich der Gesamtwirkungsgrad auf bis zu 98,5%, was hauptsächlich auf die Vermeidung interner Wärmeverluste zurückzuführen ist. Denkt man an Wirkungsgrade normaler Synchronmaschinen um 97%, so scheint der zusätzliche Wirkungsgradgewinn nur mäßig, bedeutet aber auf diesem hohen Level großen technologischen Fortschritt. Auch wenn diese Effizienzsteigerung wünschenswert ist bleibt es schwer, die Mehrkosten dadurch zu rechtfertigen. Der größte Vorteil dieser Technik ist die bedeutend geringere Baugröße, was auch der Grund für die Entscheidung der E.ON Wasserkraft GmbH war, dieses Konzept beim Kraftwerk Hirschaid zu installieren. [Tan 2010], [Schmickler 2010]

Eine weitere Eigenschaft des supraleitenden Generators ist, dass der Wirkungsgrad im Teillastbereich weniger stark absinkt als bei konventioneller Technik. Man versucht ohnehin Teillastgebiete zu vermeiden, da die Turbinen hier noch stärkere Wirkungsgradeinbußen haben. Bei Teillast weichen die Strömungsverhältnisse vom Auslegungspunkt ab und verursachen im Schaufelkanal Verluste. Die Schaufelwinkel müssen variabel sein, um die Schaufeln bei Teillast nachführen zu können. Dies ist bei Francisturbinen nur bei den Leitschaufeln, bei Kaplan turbinen bei den Leit- und den Laufschaufeln möglich. Dadurch erreichen moderne Kaplan turbinen auch im Teillastbetrieb sehr gute Wirkungsgrade.

Ein neuer Ansatz wäre nun, durch die Drehzahlvariabilität einerseits bei Francisturbinen die Teillastfähigkeit zu verbessern, andererseits bei Kaplan turbinen auf die Doppelregulierung zu

verzichten und billigere Maschinen mit Einfachregulierung zu bauen. Man erreicht in Kombination mit einem supraleitenden Generator ein Gesamtsystem, das sich durch besonders gute Teillastwirkungsgrad auszeichnet, siehe Abbildung 42. Ein weiterer Effekt ist eine erweiterte Überlastfähigkeit, da auch hier der Wirkungsgrad nicht so stark absinkt und so ein größerer Bereich genutzt werden kann.

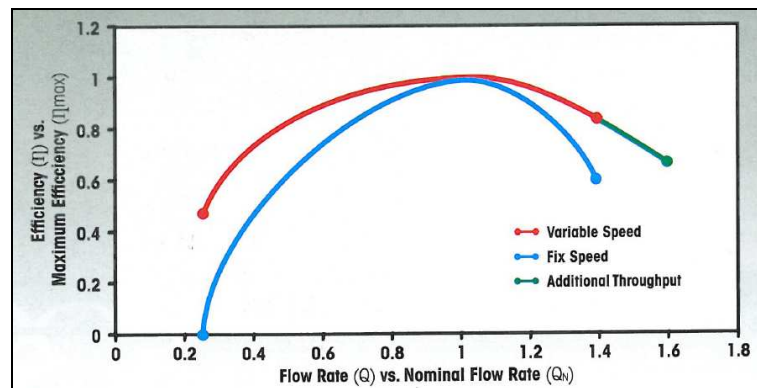


Abbildung 42. Wirkungsgradverlauf einer konventionellen bzw. drehzahlvariablen Maschine in Abhängigkeit des Durchflusses [Tan 2010, S.16]

Im Anwendungsfall des Kraftwerk Schwammenauel entfällt durch das große Speichervolumen die Notwendigkeit, im Teillastgebiet zu fahren. Es kann durch variable Einschaltzeiten pro Tag immer im Optimum gefahren werden. Der zusätzliche Durchfluss bei Überlast ist für den Standort eindeutig als Vorteil zu betrachten. Dadurch können Zuflüsse an Tagen großer Wasserfracht besser genutzt werden. Im Vergleich zu 25 Tagen mit nicht vollständig nutzbaren Hochwasserspitzen einer konventionellen Variante (Kap. 3.7) ließe sich diese bei einer Überlastfähigkeit nach obiger Abbildung bis zum Faktor 1,6 auf 8 Tage reduzieren. Damit wären zusätzliche Mehreinnahmen zu generieren.

Es ist zu beachten, dass jedoch die Drehzahlvariabilität keine besondere Eigenschaft des supraleitenden Generators ist. Auch der supraleitende Generator der E.ON in Hirschaid wird nicht drehzahlvariabel ausgeführt. Drehzahlvariabilität kann ebenso mit einem konventionellen Synchrongenerator ausgeführt werden. Ein Wechselrichter ist in beiden Fällen zu installieren. Der Hersteller des supraleitenden Generators argumentiert für diesen mit den Vorteilen der Drehzahlvariabilität, um so deutlicher auf die bessere Teillastfähigkeit des Generators hinzuweisen.

Generell ist der Einsatz eines supraleitenden Generators mit der vorgesehenen Betriebsweise nicht besonders gut vereinbar. Durch die meist kurzen Einschaltzeiten und langen Stillstandszeiten fällt wenig Erzeugung an, der Supraleiter muss aber durchgehend gekühlt werden. Relativ zur Mehrproduktion infolge des höheren Wirkungsgrades ist so der Kühlaufwand bei einem Speicherkraftwerk sehr hoch. Besser eignen würde sich ein älteres

Laufwasserkraftwerk mit schwankenden Zuflüssen und einer schlecht regelbaren Turbine. Dadurch würde sich durch einen neuen Maschinensatz mit drehzahlvariabler Maschine und Supraleiter die größte Effizienzsteigerung ergeben.

Bedenkt man, dass im Rahmen eines Forschungsprojektes Fördergelder verfügbar wären, die die Mehrkosten des Prototyps aufwiegen würden, so kann man durchaus für diese Variante sprechen. Hierzu muss eine Wirtschaftlichkeitsrechnung weitere Informationen liefern. Für die RWE Innogy, positioniert als innovativer Player bei erneuerbaren Energien, würde dieses Projekt auch positive Effekte für die öffentliche Wahrnehmung mit sich ziehen. Deshalb sind Schritte in diese Richtung qualitativ zu befürworten.

6.2 Serienpumpen im Turbinenbetrieb

Eine deutliche Senkung der Investitionskosten kann zu einem positiven Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsrechnung führen. Da die Maschinenteknik mit EUR 2 Mio. den größten Anteil ausmacht, wird kurz auf ein alternatives Maschinenkonzept eingegangen. Turbinen sind fast immer Spezialanfertigungen, die auf den jeweiligen Standort zugeschnitten sind. Eine optimale Auslegung der Maschine auf die Betriebsparameter des Einsatzortes liefert zwar den besten Wirkungsgrad, durch den hohen Aufwand in Engineering und Einzelteilmontage sind die Maschinen allerdings sehr teuer. Im Gegenteil dazu werden bei ähnlichen Strömungsmaschinen, den Kreiselpumpen, hohe Stückzahlen in Serie gefertigt. Damit sinken die Herstellungskosten deutlich und Standardpumpen sind vergleichsweise günstige Maschinen. [Jaberg 2010]

Pumpen und Turbinen sind grundsätzlich gleich aufgebaut. Nur die Drehrichtung des Laufrades und die Flussrichtung des Mediums sind entgegengesetzt. Man kann jede Standard-Kreiselpumpe bei Umkehr der Durchflussrichtung als Turbine betreiben. [Pfleiderer 1952, S.8]

Pumpenhersteller bieten Standardpumpen für den Einsatz im Turbinenbetrieb an. Diese werden zur Energierückgewinnung in der Verfahrenstechnik und zur Energieerzeugung in Kleinkraftwerken empfohlen. Die Vorteile dieser Serienmaschinen sind neben dem Kostenvorteil die hohe Verfügbarkeit von Ersatzteilen, die sehr robuste und bewährte Konstruktion sowie die hohe Lebensdauer und Wartungsfreundlichkeit. Im Standardprogramm werden Maschinen bis $Q = 2 \text{ m}^3/\text{s}$ angeboten, darüber hinaus müssen Parallelschaltungen verwendet werden. Geht man von einer unveränderten Anlagengröße von $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$ aus, sind sechs derartige Maschinen zu installieren. [KSB 2010, S.2], [Andritz Pumps 2010, S.5]

Nachteilig ist die geringfügige Absenkung des Gesamtwirkungsgrades, der hier nur grob abgeschätzt werden kann. Betrachtet man den Wirkungsgrad einer Pumpspeicheranlage, in

der eine Pumpturbine im Vergleich zur getrennten Pumpe und Turbine eingesetzt wird, so hat die Pumpturbine einen um 2% niedrigeren Gesamtwirkungsgrad [Giesecke 2009, S. 691]. Eine Pumpturbine wird als Pumpe ausgelegt und ebenfalls rückwärts als Turbine betrieben. Der geringere Gesamtwirkungsgrad ist somit auf die für den Turbinenbetrieb nicht optimale Laufradgeometrie zurückzuführen. Dieser Sachverhalt ist bei den Standardpumpen im Turbinenbetrieb vergleichbar. Weiters ist zu beachten, dass sechs Kleinmaschinen gegenüber einer großen Francisturbine einen naturgemäß geringeren Wirkungsgrad haben und zusätzliche Leitungs- und Krümmerverluste auftreten. Ein geringerer Gesamtwirkungsgrad des Maschinensatzes um bis zu 5% scheint realistisch.

In der Branche spricht man von Kostenunterschieden um mindestens einen Faktor zehn zwischen vergleichbaren, einzelfertigten Turbinen und Standardpumpen. Dadurch erscheint dieses technisch mögliche Konzept auch wirtschaftlich sehr attraktiv und muss gegebenenfalls einer genauen Bewertung zugeführt werden. In gleicher Weise ist zu überprüfen, ob die Gesamtauslegung auf $Q = 11 \text{ m}^3/\text{s}$ auch für eine Pumpenlösung dem Optimum entspricht. Abschließend sind die Kosten dieser Alternative abzuschätzen und durch Richtpreisanfragen zu untermauern.

7 Zusammenfassung

Die Notwendigkeit, alles für die stärkere und effizientere Nutzung erneuerbarer Energien zu tun, ist allseits bekannt. Deshalb versucht die RWE Innogy speziell im nationalen Geschäft, die bestehenden Anlagen optimal zu vermarkten. Die Möglichkeit, in Deutschland neue Wasserkraftwerke zu bauen, ist selten. Nur an besonders gut geeigneten Standorten, wie im Fall von Schwammenauel, könnte ein Neubau sinnvoll sein.

Die Erzeugung kann nicht weiter gesteigert werden, da die Niederschläge und die Zuflussmenge nicht beeinflussbar sind. Das vorhandene, äußerst große Speichervolumen des Rursees lohnt auf jeden Fall genaue Untersuchungen, ob dieser Stauraum besser bewirtschaftet werden könnte. Der Versuch, die vorhandene Anlage zur Bilanzkreisbesicherung sowie zur Vermarktung von Reserveleistung zu nutzen und den natürlichen Zufluss durch eine zweite, neue Maschine abzarbeiten, scheitert heute an den Preisen für Reserveleistung. Die laut dem geltenden Vertrag für das Jahr 2011 zu zahlenden Beträge für Besicherungsleistung sind sehr hoch und rechtfertigen den Versuch, diese Dienstleistung nicht länger zuzukaufen, sondern selbst zu übernehmen. Im Zuge der Untersuchung stellt sich heraus, dass die gültige Vertragsgestaltung vermutlich überzogen hoch ist und hier ein großes Einsparungspotential besteht. Nutzt man dieses Potential, fällt ein großes Argument für die eigene Bereitstellung von Reserveleistung weg, da plötzlich die Einsparungen gegenüber dem Zukauf stark sinken.

Die technische Machbarkeit eines Neubaus unter der Annahme, dass dieser allein den gesamten Zufluss abarbeiten soll, ist gegeben. Dafür stellt eine Ausbauleistung von 5,8 MW das Optimum dar. Davon sollte, begründbar durch unterschiedliche Marktprognosen, allenfalls nach oben abgewichen werden. Will man die Neu- und die Altanlage gleichzeitig betriebsfähig halten, limitiert die Netzkapazität der Ableitung den Zubau auf 7,5 MW. Die Auswahl einer Francisturbine und eines Kugelschiebers ist eindeutig begründet. Zwischen Stahl- und GFK-Leitung ist der Unterschied gering. Deshalb wird für Stahl wegen der Präferenz der Fachleute aus dem Betrieb entschieden. Die gemeinsame Nutzung der Kranbahn sowie die Kostenvorteile im Bau machen den direkten Anschluss an das Altgebäude zweckmäßig. Insgesamt liegt ein technisches Konzept für einen Neubau vor, für dessen Umsetzung weitere Vermarktungsmöglichkeiten der Altanlage zu untersuchen sind.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Standort Schwammenauel, modifiziert nach [RWE 2010]	2
Abbildung 2. Ansicht altes Krafthaus [eigene Aufnahme 2010]	2
Abbildung 3. Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage mit den Energiehöhen [Giesecke 2009, S. 30].....	5
Abbildung 4. Zuordnung der Turbinenbauarten zur spezifischen Drehzahl [nach J.M. Voith aus Giesecke 2009, S.511].....	7
Abbildung 5. Lageplan und Position Neubau [Detering 2005, S.5].....	9
Abbildung 6. Foto der Saugrohröffnungen [Archiv WVER 2010]	10
Abbildung 7. Ergebnis des Aushubs - vorhandene Ausführung [Archiv RWE 2010 und eigene Aufnahme 2010].....	11
Abbildung 8. Kraftwerksschema im Querschnitt.....	12
Abbildung 9. Skizze der Zuleitung. Stollen bis zum Anschluss der Neuanlage am Hosenrohr	14
Abbildung 10. Fallhöhenverluste des bestehenden Stollenbauwerks.....	15
Abbildung 11. Mittlere Jahresganglinie des Durchflusses. Mittelwert und Standardabweichung	18
Abbildung 12. Zusammenhang der mittleren Fallhöhen mit dem Durchfluss	19
Abbildung 13. Mittlere Jahresdauerlinie	20
Abbildung 14. Informationsfluss zur Kraftwerkssteuerung	20
Abbildung 15. Tagesgang der Spotmarktpreise für Strom	24
Abbildung 16. Übersicht der Investitionskostenmodelle.....	27
Abbildung 17. Ergebnisse der Kapitalwertberechnung für verschiedene Ausbaudurchflüsse und Preisszenarien	29
Abbildung 18. Werkleistungsplan für unterschiedliche Ausbaudurchflüsse.....	31
Abbildung 19. Wirtschaftlichkeit des Druckrohres in Abhängigkeit des Durchmessers. Links: GFK-Rohr Hersteller: Amitech, Rechts: Stahlrohr Hersteller DSD-Noell	35
Abbildung 20. Berechnungsnetz in Flowmaster V7.....	42
Abbildung 21. Hüllkurve der Druckniveaus beim Abschalten binnen 10s [Flowmaster V7].....	44
Abbildung 22. Druckverlauf beim Abschalten in 10s.....	44
Abbildung 23. Druckverlauf beim Anfahren in 10s	45
Abbildung 24. Druckverlauf bei Lastabwurf und Versperrung.....	46
Abbildung 25. Anwendungsbereiche der Turbinentypen nach Fallhöhe und Durchfluss [Giesecke 2009, S. 512].....	49
Abbildung 26. Thoma-Beiwert zur Bestimmung der Saughöhe. Rechts: Francis- und Pumpturbinen, Links: Kaplan-turbinen [Giesecke 2009, S.521].....	50
Abbildung 27. Hauptabmessungen von Laufrad, Spirale und Saugschlauch [Giesecke 2009, S.591]	51
Abbildung 28. Wirkungsgradverlauf von zwei Francis-turbinen [Eigene Darstellung mit Hydrohelp 1.4]	52
Abbildung 29. Horizontale und Vertikale Francis-turbine [Giesecke 2009, S.587].....	54

Abbildung 30. Anordnung der Maschine in den Ausführungen A: Analog zur Altanlage, B: Diagonaler Zulauf und C: Direkter Einlauf ohne zusätzlichem Krümmer.....	59
Abbildung 31. Konzeptentwurf neues Krafthaus und Maschinenanordnung	60
Abbildung 32. Durchbruchmöglichkeit zur Netzanbindung [Eigene Aufnahme 2010]	61
Abbildung 33. Kostenkurve der Auslegung und Richtpreisangebote	64
Abbildung 34. Ablauf des Frequenzausgleich [Konstantin 2009, S.410]	67
Abbildung 35. Leistung der Altanlage: Ableitung der Maximalleistung bei bestimmten Fallhöhen aus historischen Betriebspunkten.....	69
Abbildung 36. Pegeländerung im Oberwasser bei gleichzeitigem Betrieb beider Maschinen.....	73
Abbildung 37. Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks von 2008. EEX-Preise für Strom in Abhängigkeit der Residuallast [von Roon, Huck 2010, S.4]	76
Abbildung 38. Energiepreisprognosen. Preissteigerungsraten pro Jahr [EEO-dataset Q2 2010].....	76
Abbildung 39. Prognosen des deutschen, thermischen Kraftwerksparks [Steck, Mauch 2008, S.4] ...	77
Abbildung 40. Ergebnisse der Kapitalwertrechnung. Kumulierte Barwerte verschiedener Szenarien. Oben und unten links: verschiedene Marktpreisszenarien. Unten rechts: Einfluss der Zurechnung von Kosteneinsparungen der Besicherungskonzepte auf die Anlage.....	80
Abbildung 41. Ergebnisse der Kapitalwertrechnung. Links: Abweichungen der Investitionskosten, Rechts: Abweichende Preissteigerungsraten für Reserveleistung.....	82
Abbildung 42. Wirkungsgradverlauf einer konventionellen bzw. drehzahlvariablen Maschine in Abhängigkeit des Durchfluss [Tan 2010, S.16].....	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Aufstellung möglicher Lösungsvarianten	8
Tabelle 2. Berechnung der Verlusthöhe des bestehenden Zuleitungsbauwerks	15
Tabelle 3. Vergütung für Wasserkraftanlagen [EEG 2009, S.12]	22
Tabelle 4. Übersicht Investitionskosten für Wasserkraftwerke.....	25
Tabelle 5. Eckpunkte der Kostenfunktionen nach verschiedenen Publikationen	26
Tabelle 6. Kapitalwertberechnung zur Bestimmung der Baugröße [modifiziert nach Petermann 2010]	28
Tabelle 7. Annahmen der Berechnung des Durchmessers	34
Tabelle 8. Vergleich der Druckrohrleitungen nach Kosten und Verlusthöhen	37
Tabelle 9. Vor- und Nachteile der verschiedenen Absperrorgane	39
Tabelle 10. Kostenaufstellung Absperrorgan. Kursiv: Werte übernommen von Fa. Adams	40
Tabelle 11. Berechnung der Schallgeschwindigkeit des Druckrohres.....	42
Tabelle 12. Nettofallhöhe der Turbine	48
Tabelle 13. Saughöhe in Abhängigkeit der Drehzahl	50
Tabelle 14. Variantenvergleich der Maschinenkonfiguration, eigene Auslegung.....	52
Tabelle 15. Technische Daten der projektierten Turbinen.....	53
Tabelle 16. Technische Daten der Hersteller zum Generator.....	55
Tabelle 17. Kostenaufstellung der Maschinenteknik.....	55
Tabelle 18. Kostenaufstellung der Bautechnik [Kalkulation mit Richtwerten nach Baier 2010].....	62
Tabelle 19. Gesamtkosten des Neubaus.....	62
Tabelle 20. Prognose der benötigten Reserveleistung bis zum Jahr 2015 [Brischke et. al 2006, S.25], eigene Extrapolation 2025	74
Tabelle 21. Aufbau der Kapitalwertberechnung des Gesamtprojektes [modifiziert nach Petermann 2010].....	79

Quellenverzeichnis

Andritz 2010: Budget-Angebot von Hr. Reisser, Andritz Compact Hydro, Ravensburg

Andritz Pumps 2010: Andritz Pumpen als Turbinen. Serie ACT/FPT. Produktfolder, abgerufen 25.9.2010, http://www.andritz.com/kreiselpumpe_als_turbine.pdf

Archiv RWE 2010: vorliegende Unterlagen bei RWE Innogy GmbH und RWE Power AG, Essen

Archiv WVER 2010: Unterlagen des Wasserverband Eifel-Rur, Düren

Besicherungsvertrag 2009: Einzelvertrag zum EFET-Vertrag vom 05.09.2008 zwischen RWE Supply & Trading GmbH und RWE Innogy GmbH vom 27.05.2009, Essen

Bilanzkreisvertrag 2007: Bilanzkreisvertrag über die Führung eines Bilanzkreises, Teilvertragsmodul Endkunden RWE Innogy GmbH, TSO Strom, Essen

Blaß H. J., Fellmoser P. 2005: Druckrohrleitungen aus Holz, Lehrstuhl für Ingenieurholzbau und Baukonstruktion. Universität Karlsruhe (TH)

BMU 2006: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energieversorgung für Deutschland, Statusbericht für den Energiegipfel am 3.4.2006, Berlin

Boxholm Produktion AB 2010: Budget-Angebot von Mr. Malzoff, Box 16, 59010 Boxholm, Schweden

Breuer H. 2010: persönliche Auskunft, RWE Power AG, Heimbach

Brischke L., Hoppe-Kilpper M., Tiedemann A. 2006: Regel- und Reservebedarf bei Ausbau der Stromerzeugung mit regenerativen Energien bis 2015. Analyse aufgrund der Ergebnisse der Dena-Netzstudie, ew Fachthema Klimaschutz Jg. 105(2006) Heft 1-2, S.22-25

Detering M. 2005: KW Schwammenauel. Variantenvergleich Kugelschiebersanierung, Neubau 5MW-Anlage, RWE Power AG, Essen

Detering M. 2010: persönliche Auskunft, RWE Innogy GmbH, Essen

Dörig 2010: Richtpreisangebot, Adams Schweiz AG, Serneus, Schweiz

DSD NOELL 2010: persönliche Auskunft, DSD Noell GmbH, Würzburg

ECB 2010: European Central Bank. Dataset name: Indices of Consumer Prices, abgerufen 03.05.2010, <http://www.ecb.eu/stats/html/index.en.html>

- EEG 2009:** Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien, Stand: 22.12.2009, abgerufen 28.04.2010, www.juris.de
- EEG 2004:** Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Stand: 21. Juli 2004, abgerufen 24.08.2010, http://www.bgbl.de/Xaver/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&bk=Bundesanzeiger_BGBI&start=/*%5B@attr_id=%27bgbl104s1918.pdf%27%5D
- EEO-dataset Q1 2010:** Energy & Economics Outlook. RWE AG, Essen
- EEX 2007:** European Energy Exchange. Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, abgerufen 08.05.2010, http://www.eex.com/en/document/4423/Einf%C3%BChrung%20B%C3%B6rsenhande%20l_Release_01B.pdf
- EEX 2010:** Connecting Markets - Company and Products, June 2010, Leipzig
- ESHA 2003:** European Small Hydro Power Association. State of the Art of Small Hydro Power in EU-25, Brüssel, abgerufen 10.05.2010, www.eshabe.be
- EXAA 2010:** Energy Exchange Austria, Spotmarkt Strom Lieferzone: Österreich, Deutschland, abgerufen 29.04.2010, http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/
- Eynck M. 2010:** Reaktivierung eines Pumpspeicherkraftwerks, Universität Duisburg-Essen
- Flesch, H 1999:** Statische Berechnung. Untersuchung der Brücke über die Schussrinne Station 284 als Zufahrt zur Kraftstation der Rurtalsperre bei Schwammenauel/Eifel für einen Sondertransport. Ingenieurbüro Horst Flesch, Kenn
- Giesecke J. Mosonyi E. 2009:** Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb, 5. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg
- Gulliver JS, Avry D. 1984:** Cost estimated for hydropower at existing dams. Journal of Energy Engineering 10(3):204–14.
- Hirschl et al. 2002:** nach Kruck, Eltrop 2004, S.28. Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Schlussbericht zum Projekt des Zentrums Energieforschung Stuttgart e.V. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Prof. A. Voß, Stuttgart
- Hobas 2008:** Rohrsysteme für Wasserkraft, Hobas Rohre GmbH, Neubrandenburg
- Höllner S. 2009:** Entwicklung eines numerischen Modells für Pump- und Francissturbinen zur Druckstoßberechnung von großen Wasserkraftanlagen, Institut für hydraulische Strömungsmaschinen Prof. H. Jaberg, TU Graz

- IEA 2009:** International Energy Agency: World Energy Outlook 2009, Zusammenfassung
German Translation, Paris
- IER et al. 2010:** Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),
Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für
Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): Die Entwicklung der Energiemärkte bis
2030, Energieprognose 2009. Hauptbericht. Stuttgart, Essen, Mannheim
- Jaberg H. 2006:** Hydraulische Strömungsmaschinen. Lehrveranstaltungsunterlagen, Institut
für hydraulische Strömungsmaschinen, TU Graz
- Jaberg H. 2010:** Einführung in die Industrie der hydraulischen Strömungsmaschinen.
Lehrveranstaltungsunterlagen, Institut für hydraulische Strömungsmaschinen, TU
Graz
- Jäger 2010:** persönliche Auskunft, Erhard GmbH & Co. KG, Heidenheim
- Kaldellis J. K., Vlachou D.S., Korbakis G. 2005:** Techno-economic evaluation of small
hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis, in Energy Policy 33
S.1969-1985, Elsevier.
- von König F., Jehle C. 1997:** Bau von Wasserkraftanlagen. Praxisbezogene
Planungsgrundlagen, 3. Auflage, C.F. Müller Verlag, Heidelberg
- Konstantin P. 2009:** Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -
beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg
- Kresse H. 2010:** persönliche Auskunft, RWE Supply & Trading GmbH, Essen
- KSB 2010:** Pumpe als Turbine. Produktfolder, abgerufen 25.9.2010,
http://www.ksb.com/ksb/ImageReader/Pumpe__als__Turbine__de.pdf
- Leitl T. 2009:** Sanierung der Druckrohrleitungen im Dhronkraftwerk. Vergleich der
Instandsetzungsvarianten, RWE Power AG, Essen
- Leitstelle Berzdorf 2010:** persönliche Auskunft, RWE Rheinland Westfalen Netz AG, Essen
- Mosonyi E. 1966:** Wasserkraftwerke. Band II, Hochdruckanlagen, Kleinstkraftwerke und
Pumpspeichieranlagen, 2. Auflage, VDI-Verlag GmbH Düsseldorf
- Pelikan B. 2010:** European Small Hydro Power Association, Tagung Fa. Kössler,
Kleinwasserkraft im Umfeld des neuen Energie- und Klimapakets der EU, St. Pölten
- Petermann S. 2010:** Cash-Flow-Rechnung einer 5MW Anlage, RWE Innogy GmbH, Essen
- Pfleiderer C. 1952:** Strömungsmaschinen, 7. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg
- Polczyk 2010:** persönliche Auskunft. Wasserverband Eifel-Rur, Düren

- Raabe J. 1989:** Hydraulische Maschinen und Anlagen: Teil 1 bis 4 in einem Band, 2. Auflage, VDI-Verlag, Düsseldorf
- von Roon S., Huck M. 2010:** Merit Order des Kraftwerkparcs, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
- RWE 2010:** Kraftwerksstandorte, abgerufen 17.05.2010,
<http://www.rwe.com/web/cms/de/85900/rwe-innogy/unternehmen/standorte/>
- RWE Innogy 2010:** Factbook Renewable Energy, June 2010, Essen
- Schneckenburger S. 2010:** persönliche Auskunft. Strategische Marktanalysen, RWE AG, Essen
- Schmickler D. 2010:** Unternehmenspräsentation Zenergy Power GmbH, Rheinbach
- Schramm J. 2010:** persönliche Auskunft. RWE Innogy GmbH, Essen
- Steck M., Mauch W. 2008:** Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
- Stellba 2010:** Budget-Angebot von Hr. Juhrig, Stellba Hydro GmbH & Co. KG, Heidenheim
- StromNZV 2005:** Stromnetzzugangsverordnung. Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Stand: 17.10.2008, abgerufen 10.05.2010, www.juris.de
- Tan A. 2010:** Superconductor-Technology makes Hydropower Debut. in Hydro Review Worldwide, July 2010 Vol18 Nr. 3/10, UK. S. 12-17
- Thommen J.-P., Achleitner A.-K. 2003:** Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht. 4.Auflage, Gabler GWV Fachverlage, Wiesbaden
- TUG Baulexikon 2010:** abgerufen 20.08.2010,
<http://bauwiki.tugraz.at/bin/view/Baulexikon/SpundWand>
- Voith 2010:** Budget-Angebot von Fr. Böhringer-Mai, Voith Hydro GmbH & Co. KG, Heidenheim
- Voros N.G., Kiranoudis C.T., Maroulis Z.B. 2000:** Short-cut design of small hydroelectric plants in Renewable Energy, in Renewable Energy 19, S. 545-563. Elsevier.
- Voß H. 2010:** The Value of Smart Megawatts. RWE AG, Essen
- WVER 2010:** Wasserverband Eifel-Rur. Die Rurtalsperre, Informationsfolder, Düren
- Zucket J. 2010:** persönliche Auskunft. RWE Power AG, Essen

Anhang

Anhang A. Externe Kontaktdaten und Ansprechpartner	98
Anhang B. Gesamtübersicht mit Kosten und Spezifikationen der gewählten Baugruppen (Fortsetzung auf nächster Seite). Modifiziert nach [Archiv RWE 2010]	99
Anhang C. Berechnung des wirtschaftlich optimalen Rohrdurchmessers von GFK-Rohren. Hersteller: Amitech	101
Anhang D. Berechnung des wirtschaftlich optimalen Rohrdurchmessers von Stahlrohren. Hersteller: DSD Noell	102
Anhang E. Wirtschaftlichkeitsrechnung des Gesamtprojekts - Standard Szenario (Fortsetzung auf nächster Seite) Modifiziert nach [Petermann 2010]	103
Anhang F. Konzeptentwurf und Hauptabmaße	105

Anhang A. Externe Kontaktdaten und Ansprechpartner

Firma	Ansprechpartner	Tel	Mail	Ort
Maschinensatz				
Stellba	Lutz Juhrig	+49 7321 9692 19	l.juhrig@stellba.de	Heidenheim
Voith Hydro - Small Hydro	Klaus Schaedler	+49 7321 37 7310	klaus.schaedler@voith.com	Heidenheim
	Ute Böhringer-Mai	+49 7321 37 9176	ute.boehringer-mai@voith.com	Heidenheim
Waserkraft Volk AG	Gerhard Umland	+49 7685 9106 961		Gutach
Andritz Hydro	Martin Reisser	+49 751 29511 489	martin.reisser@andritz.com	Ravensburg
	Roland Brielmann	+49 751 29511 474	roland.brielmann@andritz.com	Ravensburg
Kössler - Tochter von Voith	Karl Wieder	+43 2742 88527235	k.wieder@koessler.com	St. Pölten Austria
Druckrohrleitung				
Hobas GFK	Mario Friebe	+49 175 5644005	mario.friebe@hobas.com	Neubrandenburg
	Eberhard Mende	+49 7443 173852	eberhard.mende@hobas.com	Neubrandenburg
Amitech Flowtite GFK	Lutz Vollmering	+49 3431 71 82 36	lutz.vollmering@amitech-germany.de	Mochau
	Mario Schneider	+49 3431 7182 45	mario.schneider@amitech-germany.de	Mochau
Zwick Holzbau - Holz		+49 7705 5478	info@zwick-holzbau.de	Wolterdingen
Boxprod - Holz	Krister Malzoff	+46 142 52190	krister.malzoff@boxprod.se	Boxholm Sweden
DSD Noell - Stahl	Henzler	+49 931 903 1144	henzler@dsd-noell.com	Würzburg
Köster GmbH - Stahl	Ulrich Niermeyer	+49 541 998 1622	ulrich.niermeyer@koester-bau.de	Osnabrück
20kV Trafo- & Schaltanlage				
Areva T&D	Dietmar Ney	+49 231 5497 555	dietmar.ney@areva-td.com	Dortmund
	Thomas Schöpfer	+49 231 5497 396	thomas.schoepper@areva-td.com	Dortmund
Driescher Wegberg	Jürgen Suhr	+49 2434 81 428	juergen.suhr@driescher-wegberg.de	Wegberg
Ingenieurbüro	Günter Bonas	+49 2166 40089	guenterbonas@t-online.de	
HTS Generator				
Zenergy Power	Daniel Schmickler	+49 2226 9060604	daniel.schmickler@zenergypower.com	Rheinbach
Armaturen				
Adams Armaturen	Hr Janosch	+49 2323 209 0		Herne
	Pascal Dörig	+41 81 410 2226	p.doerig@adamsarmaturen.ch	Serneus Swiss
Erhard	Oliver Jäger	+49 7321 320 256	anfragen-vertrieb-inland@erhard.de	Heidenheim
	Bärbel Bohnert	+49 7321 320 531	baerbel.bohnert@erhard.de	Heidenheim

Anhang

Anhang B. Gesamtübersicht mit Kosten und Spezifikationen der gewählten Baugruppen (Fortsetzung auf nächster Seite). Modifiziert nach [Archiv RWE 2010]

Position	Baugruppe	Betrag in EUR	Projektierung und Richtpreisangabe	Spezifikationen
1	Druckrohrleitung	331.000	Köster Bau GmbH	DN1800, s=12mm, Übergang am Hosenrohr, Krümmer 31° inkl. Widerlager, Krümmer 90° inkl. Widerlager, Gerade Rohrstücke 91m, Verlegung inkl. Fundamente und Halterungen, Korrosionsschutz
1,1	Kompensator	64.000	[Archiv RWE 2010]	PN10, DN1400, skaliert
2	Kugelschieber	545.000	Erhard GmbH	DN1400, PN10, Betätigung durch Fallgewicht und Hydraulik, Ausbaurohr, Transport, Montage und IBN
3	Maschinensatz	2.000.000	Andritz Compact Hydro	horizontale Francisturbine incl. Fundamentplatte und Saugrohr $Q=11\text{m}^3/\text{s}$, $H_{\text{netto}}=58,8\text{m}$, $P=5824\text{kW}$, $n=500/\text{min}$, Spiraleinlauf $Dd=1392\text{mm}$, $\eta=93,8$ Hydraulikaggregat für Lager- und Reglerölvorsorgung der Turbine bzw. Generator sowie für Absperrklappe inkl. Rohrleitungsmaterial Zweikreis Kühlsystem für Lagerkühlung und Generatorkühlung Turbinensteuerschrank mit digitalem Turbinenregler und Touch Panel DC-Versorgung 24V für elektronischen Regler Generatorsteuerschrank mit Multifunktionsrelais und für Schutz und Synchronisation 2 Pegelsonden für OW und UW ohne Verkabelung Verkabelung des sonst. Lieferumfanges Verpackung, Transport frei Baustelle Ortsmontage und Inbetriebnahme Synchrongenerator horizontal direkt gekuppelt mit dem Laufrad über Zwischenwelle (Masse: Schätzung 65t) $S=6300\text{kVA}$, $\cos(\phi)=0,9$, $U=6300\text{V}$, $\eta=97,5$

				<p>Areva T&D: Blocktrafo 8MVA, 20/6,3kV EB-Trafo 250kVA, 20/0,4kV Schaltanlage: Bem-Spannung: 24kV, Bem-Betr-Spannung 20kV, Bem-Strom SS 630A, Bem-Kurzzeitstrom 3s=25kA Schaltfeld 1: Abgang EB-Trafo, Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination bis 200A Schaltfeld 2: Einspeisung Generator: Leistungsschalterinheit 630A inkl. UMZ-Schutz Areva P122C Schaltfeld 3: Hochführung/Messfeld. Luftisoliertes Messfeld exkl. Wandler Lieferung, Montage, IBN Zwischensumme: EUR 210.700,- Hr.Zucket: zusätzlich benötigt wird: a.) MS-Anlage: -- Viertes Schaltfeld (inkl. Netzabgangsfeld) -- Schutz (erweiterter Generatorschutz zusätzlich zum UMZ-Schutzgerät) -- erforderlicher Kabelendverschlüsse, beglaubigter Wandler (rd. 5 T€), -- aufgeständerter Boden im Bereich der MSA, Primärschutzprüfung -- erforderliche Anpassarbeiten / Sonstiges b.) Maschinentrafo: -- Trafodiffschutz, Kabelendverschlüsse / Verseilung etc., Trafoerdung -- Trafostand inkl. Ölabscheider, Trafoschutzprüfungen inkl. erforderliche Ölanalysen -- inkl. erforderlicher Anpassarbeiten / Sonstiges</p>				
4	Mittelspannungstechnik		600.000	Areva T&D, ABB Hr. Zucket				
5	Niederspannungs- und Gleichstromversorgung		80.000	Angebot Leittechnik Eifel F.EE GmbH, Hr. Emrich Angebot Eigenbedarf Baldeney F.EE GmbH, Hr. Peshevski				
6	Anbindung und Sonstiges							
6,1	Netzanschluss		50.000	Hr. Zucket				
6,2	Fernwerktechnik		80.000	Hr. Zucket				
6,3	Erdung und Verkabelung KW		150.000	Hr. Zucket				
6,4	Betriebseinrichtungen		20.000	Hr. Zucket, Hr. Peshevski				
7	IBN Koordination und Dokumentation Abnahme		140.000	Hr. Zucket				
8	Bautechnik		1.184.000	Kalkulation mit Anhalten nach Hr. Baier				
Summe			5.244.000					

Anhang C. Berechnung des wirtschaftlich optimalen Rohrdurchmessers von GFK-Rohren. Hersteller: Amitech

DN in mm		1200	1500	1800	2000	2200	2400
Preis	[EUR/m]	301,8	433,8	685,2	832,8	1002,0	1194,6
Gesamtinvest	[EUR]	126.756	182.196	287.784	349.776	420.840	501.732
Kosten	[EUR p.a.]	14.384	20.675	32.657	39.691	47.756	56.935
Mehrkosten	[EUR p.a.]	0	6.291	18.273	25.308	33.372	42.551
	s [mm]	23,6	24,7	27,1	30,5	37,4	40,1
	Di [mm]	1152,8	1450,6	1745,8	1939	2125,2	2319,8
	PN [bar]	10	10	10	10	10	10
	k [mm]	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
	v [m/s]	10,54	6,66	4,60	3,73	3,10	2,60
	Re	9,35E+06	7,43E+06	6,17E+06	5,56E+06	5,07E+06	4,64E+06
	1/wurzel(lambda)	10,337	10,537	10,698	10,789	10,869	10,945
	lambda	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008
	h_v	4,825	1,472	0,566	0,329	0,205	0,130
	Nettofallhöhe	55,9	59,3	60,2	60,4	60,5	60,6
	P_el [MW]	5,31	5,63	5,71	5,74	5,75	5,76
Erlös	[EUR p.a.]	1.876.951	1.989.510	2.019.938	2.027.880	2.032.044	2.034.547
Mehrerlös	[EUR p.a.]	0	112.558	142.987	150.929	155.093	157.595
Mehrerlös - Mehrkosten	[EUR p.a.]	0	106.267	124.714	125.621	121.721	115.044
Gewinn	[EUR p.a.]	1.862.567	1.968.835	1.987.281	1.988.189	1.984.288	1.977.612

Anhang D. Berechnung des wirtschaftlich optimalen Rohrdurchmessers von Stahlrohren. Hersteller: DSD Noell

DN in mm		1200	1500	1800	2000	2200	2400
Preis	[EUR/m]	2.042	2.557	3.073	3.417	3.760	4.104
Gesamtinvest	[EUR]	214.382	268.518	322.655	358.746	394.837	430.929
Kosten	[EUR p.a.]	24.327	30.471	36.614	40.709	44.805	48.900
Mehrkosten	[EUR p.a.]	0	6.143	12.287	16.382	20.478	24.573
	s [mm]	12	12	12	12	12	12
	Di [mm]	1176	1476	1776	1976	2176	2376
	V [m³/m]	0,045	0,056	0,067	0,075	0,082	0,090
Gewicht	G [kg/m]	352,02	440,92	529,81	589,07	648,34	707,60
	PN [bar]	10	10	10	10	10	10
	k [mm]	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	v [m/s]	10,13	6,43	4,44	3,59	2,96	2,48
	Re	9,16E+06	7,30E+06	6,07E+06	5,45E+06	4,95E+06	4,53E+06
	1/wurzel((lambda)	9,280	9,477	9,638	9,730	9,814	9,890
	lambda	0,012	0,011	0,011	0,011	0,010	0,010
	h_v	5,420	1,669	0,640	0,368	0,223	0,142
	Nettofallhöhe	55,3	59,1	60,1	60,4	60,5	60,6
	P_el [MW]	5,25	5,61	5,71	5,73	5,75	5,75
Erlös	[EUR p.a.]	1.856.975	1.982.914	2.017.453	2.026.570	2.031.426	2.034.168
Mehrerlös	[EUR p.a.]	0	125.939	160.477	169.595	174.450	177.193
Mehrerlös - Mehrkosten	[EUR p.a.]	0	119.795	148.191	153.213	153.973	152.620
Gewinn	[EUR p.a.]	1.832.648	1.952.443	1.980.839	1.985.861	1.986.621	1.985.268

Anhang E. Wirtschaftlichkeitsrechnung des Gesamtprojekts - Standard Szenario (Fortsetzung auf nächster Seite) Modifiziert nach [Petermann 2010]

1. Volkswirtschaftliche Rahmendaten	Jahr	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inflationsrate	2,0%	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49
Besicherungsindex (Preis Reserveleistung)	lt EEO-Sze.	1,00	1,06	1,12	1,27	1,41	1,56	1,58	1,60	1,63	1,67	1,70	1,74	1,78	1,82	1,87	1,92	1,96	1,98	2,02	2,06	2,11
2. Anlagendaten und Inbetriebnahme																						
Elektrische Nennleistung	5,7 MW																					
Inbetriebnahme	2014																					
3. Mengen																						
Betrieb		0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Betriebsstunden	Vh/a	0	0	0	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725	3.725
Nettostromaufkommen	GW h el	0,0	0,0	0,0	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
Personaleinsatz	MA	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4. Preise / Einnahmen / Ausgaben																						
Einnahmen																						
Stromeinnahmen Wholesale	T€/a	1216	1324	1396	1604	1812	2020	2047	2079	2119	2162	2206	2256	2305	2356	2419	2484	2536	2573	2616	2671	2732
Stromeinnahmen nach EEG	T€/a	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930	1930
vNNE Arbeitspreis	€/MWh el	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Besicherungskosten 12MW	T€/a	0	0	0	250	279	308	312	317	323	329	336	344	351	359	369	378	386	392	399	407	416
Besicherung als Systemdienstleistung 12MW	T€/a	0	0	0	602	671	740	750	762	776	792	808	827	845	863	886	910	929	943	959	979	1.001
- Erlöse wholesale ALT - peak	T€/a	1491	1628	1711	1956	2201	2446	2478	2517	2566	2618	2671	2732	2791	2852	2929	3007	3070	3116	3168	3234	3308
vNNE NEU	T€/a	0,0	0,0	0,0	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
-vNNE ALT	T€/a	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
EEG wird gewärt: 1=ja, 0=nein																						
Mehreinnahmen Neuanlage	T€/a	0	0	0	501	562	623	631	641	653	667	680	695	711	726	746	766	782	793	806	823	842

Anhang

Anhang F. Konzeptentwurf und Hauptabmaße

