



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna | Austria



Diplomarbeit

Weiterentwicklung eines webbasierten Simulationsprogramms für Wasserkraftanlagen

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines Diplom-
Ingenieurs (Dipl.-Ing. oder DI), eingereicht an der TU Wien, Fakultät für
Maschinenwesen und Betriebswissenschaften, von

Jürgen PLASCH

Mat.Nr.: 00225594

unter der Leitung von

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Eduard DOUJAK
Institut für Energietechnik und Thermodynamik, E302

Wels, September 2020

Ich nehme zur Kenntnis, dass ich zur Drucklegung dieser Arbeit nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass die vorliegende Arbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen von mir selbstständig erstellt wurde. Alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, sind in dieser Arbeit genannt und aufgelistet. Die aus den Quellen wörtlich entnommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht.

Das Thema dieser Arbeit wurde von mir bisher weder im In- noch Ausland einer Beurteilerin/einem Beurteiler zur Begutachtung in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt. Diese Arbeit stimmt mit der von den Begutachterinnen/Begutachtern beurteilten Arbeit überein.

Wels am 14.09.2020

Stadt und Datum

Unterschrift

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Personen bedanken, die mich während der Erstellung meiner Diplomarbeit unterstützt haben.

Mein Dank gebührt vor allem Herrn Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Eduard Doujak, der meine Diplomarbeit betreut hat. Für die Anregungen, die Hilfe und vor allem für die Geduld bei der Erstellung dieser Arbeit möchte ich mich ganz herzlich bedanken.

Dank gebührt auch dem gesamten Institut für Thermodynamik und Energiewandlung mit dem Arbeitsbereich Strömungsmaschinen.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern Brigitte und Siegfried bedanken, deren Unterstützung mein Studium erst möglich gemacht hat.

Gender Disclaimer

In dieser Arbeit wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum verwendet. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden dabei ausdrücklich mitgemeint, soweit es für die Aussage erforderlich ist.

Kurzfassung

Seit der vollständigen Strommarktliberalisierung im Oktober 2001 und dem damit verbundenen freien Wettbewerb im österreichischen Strommarkt, werden Betreiber von Wasserkraftanlagen gezwungen in einem hochkompetitiven Markt zu agieren. Wo früher fixe Strompreise zugesagt wurden, werden diese nun an den Strombörsen bestimmt. Dies zwingt die Anlagenbetreiber den Betrieb der vorhandenen Wasserkraftanlagen wirtschaftlich entsprechend zu optimieren, um auf schwankende Strompreise, die damit verbundenen geringeren Gewinnspannen und den gestiegenen Wettbewerb zu reagieren.

Ein besonderer Fokus wird in dieser Arbeit auf Modernisierungs- und Revitalisierungsmaßnahmen gesetzt und es wird ein Planspiel, zur Simulation der Auswirkungen des freien Strommarktes auf Wasserkraftwerke, vorgestellt. Dieses Predictive Maintenance Tool erlaubt es Anwendern in einer virtuellen Umgebung Kraftwerke zu betreiben, Instandhaltungsstrategien zu testen und einen Decision-Making-Process unter spielerischen Gegebenheiten zu trainieren.

Abstract

After the liberalization of the Austrian electricity market in October 2001 and the associated free competition in the Austrian electricity market, operators of hydropower plants have to operate in a highly competitive market. In the past, fixed electricity prices were promised. Now in the liberalized market, prices are determined on the electricity exchanges. This forces the plant operators to optimize the operation of the existing hydropower plants economically to react to fluctuating electricity prices, the associated lower profit margins, and the increased competition.

In this work, a particular focus is modernization measures and revitalization measures. A management game to simulate the effects of the free electricity market on hydropower plants will be introduced. This predictive maintenance tool allows users to operate power plants in a virtual environment, test maintenance strategies, and train decision-making processes under playful conditions.

Inhaltsverzeichnis

1	Formelzeichen	1
2	Einleitung	2
2.1	Zielsetzung	3
2.2	Strompreis	4
2.2.1	Strompreisentwicklung.....	4
2.2.2	Strompreiszusammensetzung	5
3	Theorie.....	7
3.1	Aufbau von Wasserkraftwerken	7
3.1.1	Laufwasserkraftwerk als Niederdruckkraftwerk am Beispiel des Kraftwerkes Villach	10
3.2	Instandhaltung.....	12
3.2.1	Ziele der Instandhaltung	12
3.2.2	Definitionen der Instandhaltung	13
3.2.3	Instandhaltungsstrategien.....	14
4	Modellbildung und Implementierung	16
4.1	Abstrahierung	16
4.1.1	Ausfall im Leistungsstrang 0.....	18
4.1.2	Ausfall in einem redundanten Leistungsstrang.....	19
4.2	Zielfunktion: Berechnung des Umsatzes.....	20
4.2.1	Leistung der Anlage.....	21
4.2.2	Wirkungsgrad.....	21
4.2.3	Ausfallzeit	25
4.2.4	Beispiel zur Ausfallzeit.....	25
4.2.5	Strompreis	27
4.2.6	Revitalisierungskosten.....	27
4.2.7	Fixkosten	27
4.3	Komponenten- bzw. Moduleigenschaften	29
4.4	Interaktion zwischen Administrator und Anwender	30

4.4.1	Vorbereitende Aufgaben des Administrators	30
4.4.2	Aufgaben des Administrators während der Simulation	33
4.4.3	Aufgaben des Administrators nach der Simulation	34
4.4.4	Aufgaben des Anwenders	34
4.5	Technische Basis	36
4.5.1	Framework	36
4.5.2	Programmiersprache	37
4.5.3	Datenbank	37
4.5.4	Bereitstellung	39
5	Auswertung und Ergebnisse	40
5.1	Simulationsrunde 1	40
5.1.1	Strompreis	41
5.1.2	Budget absolut	43
5.1.3	Budget normiert	44
5.1.4	Power Output normiert	45
5.1.5	Earnings/Power normiert	46
5.1.6	Wirkungsgradverlauf	47
5.1.7	Zusammenfassung der ersten Simulationsrunde	48
5.2	Simulationsrunde 2	49
5.3	Lerneffekt von Runde 1 zu Runde 2	50
5.3.1	Strompreis	50
5.3.2	Budget normiert und Wirkungsgradverlauf	51
5.3.3	Zusammenfassung	52
5.4	Auswertung Kraftwerk Villach mit drei unterschiedlichen Spielstrategien	53
5.4.1	Strompreis	54
5.4.2	Budget absolut	55
5.4.3	Budget normiert	56
5.4.4	Power Output normiert	57
5.4.5	Earnings/Power normiert	58
5.4.6	Wirkungsgradverlauf	59
5.4.7	Zusammenfassung	60

6	Zusammenfassung und Ausblick	61
6.1	Zusammenfassung	61
6.2	Ausblick	62
6.3	Testimonials: Erfahrungsberichte von Studenten.....	63
7	Literaturverzeichnis	64
8	Abbildungsverzeichnis	66
9	Tabellenverzeichnis	68

1 Formelzeichen

A	Ausgaben
B	selbst definierte Parameter
E	Einnahmen
F	Fixkosten
G	Jahresproduktion
h_f	Nutzfallhöhe
p	Strompreis
P	Leistung
R	Revitalisierungskosten
R_s	Wert des Schiebereglers
t	Jahresstunden
T	Betriebsstunden
T_1	Betriebszeit zum Zeitpunkt 1
T_2	Betriebszeit zum Zeitpunkt 2
t_{RevPar}	Avg. time of analogous tasks
t_{RevSer}	Avg. time of maintenance!
U	Umsatz
x	Ausfallzeit
X	selbst definierte Parameter
x_p	Umrechnungsfaktor
y_a	Ausfallwahrscheinlichkeit
η	Wirkungsgrad
η_0	Wirkungsgrad der Komponenten bei Inbetriebnahme
η_{T1}	Wirkungsgrad der Komponente nach der Betriebszeit T1
η_{T2}	Wirkungsgrad der Komponente nach der Betriebszeit T2
η_{tB}	Wirkungsgradverlauf

2 Einleitung

Seit der Industriellen Revolution und dem damit verbundenen, rasanten Anstieg des Energieverbrauches ist eine der wichtigsten Fragen der Menschheit, wie der immer größer werdende Energiehunger gestillt werden kann.

So lag zum Beispiel der Bruttoinlandsverbrauch in Österreich im Jahr 2018 bei 1.422,4 PJ. Dabei entfielen bei der inländischen Primärenergieerzeugung 27,1 % auf die Wasserkraft [1]. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich auch bei der Stromerzeugung in Österreich. Hier entfallen 60 % auf die Wasserkraft, wie in Abbildung 1 ersichtlich. Damit ist die Wasserkraft der bedeutendste erneuerbare und CO₂-freie Energieträger Österreichs. Sie nimmt in der Stromerzeugung eine zentrale Rolle ein und leistet deshalb einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz. Auch steigt die Bedeutung der Wasserkraft in Zeiten wachsender Anteile von volatiler Erzeugungsformen, wie Wind und Photovoltaik (PV), am Energiemix für die Versorgungssicherheit und die Stabilität des Energiesystems in Österreich. Denn aufgrund ihrer Erzeugungscharakteristik verfügt die Wasserkraft über erwünschte Eigenschaften wie zum Beispiel Momentanreserven zum Frequenzausgleich durch die rotierenden Generatormassen [2].

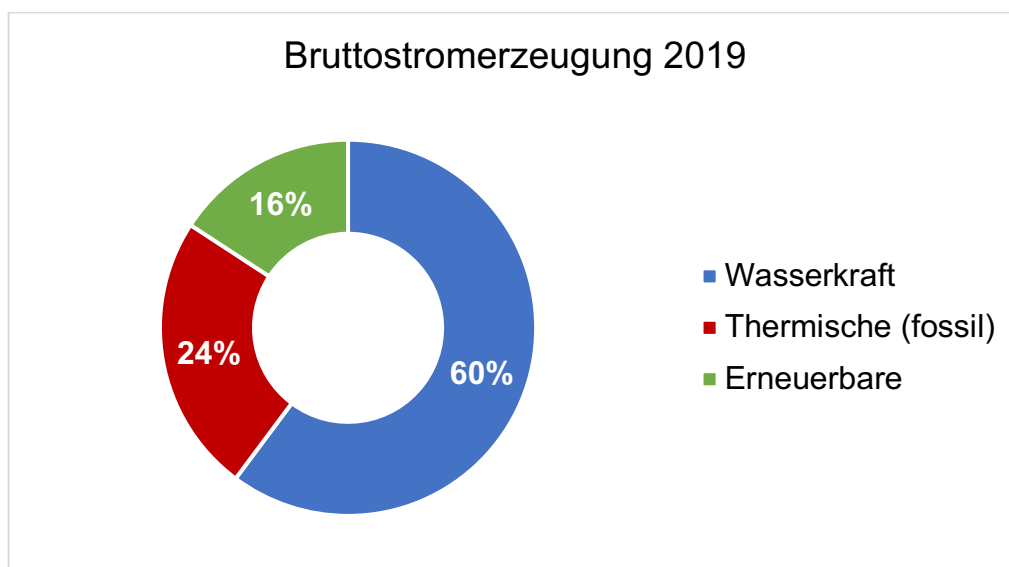


Abbildung 1: Bruttostromerzeugung 2019 [3]

Doch seit der vollständigen Liberalisierung des österreichischen Strommarktes am 1. Oktober 2001 unterliegt der Strommarkt den Regeln des freien Wettbewerbes und den Entwicklungen an der europäischen und der österreichischen Strombörse.

Was dem Verbraucher von Strom Vorteile im liberalisierten Markt in Form von attraktiven Strompreisen und der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels bietet, stellt die Betreiber von Wasserkraftanlagen vor Herausforderungen. Diese sind in einem hochkompetitiven Markt gezwungen auf schwankende Strompreise zu reagieren und den Betrieb der vorhandenen Wasserkraftanlagen wirtschaftlich so zu optimieren, dass die geringeren Gewinnspannen und der gestiegene Wettbewerb bestmöglich kompensiert werden.

Hier liefert die Revitalisierung von bestehenden Wasserkraftwerken einen wichtigen Beitrag zur Gewinnoptimierung und zur Versorgungssicherheit Österreichs mit Strom. Denn Ende 2018 waren in Österreich 3.036 Wasserkraftwerke mit einer installierten Gesamtleistung von rund 14,5 GW in Betrieb, davon 2.923 Laufkraftwerke und 113 Speicherkraftwerke [4].

Durch Modernisierungsmaßnahmen und Leistungssteigerungen können die Energieausbeutung und somit auch der Ertrag gesteigert werden. Eine nachhaltige Instandhaltungsstrategie, die die Ausfallkosten minimiert, jedoch auch die Anlagensicherheit gewährleistet, bietet aussichtsreiche Ansatzpunkte für eine Kostensenkung und eine damit verbundene Ertragssteigerung.

2.1 Zielsetzung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Weiterentwicklung eines Planspiels, basierend auf der Arbeit von P. Strnad [5], zur Simulation der Auswirkungen des freien Strommarktes auf Wasserkraftwerke. Die Anwender dieses Predictive Maintenance Tools sollen hierbei eine virtuelle Wasserkraftanlage unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betreiben und dabei auf Strompreisschwankungen reagieren und Entscheidungen bezüglich Revitalisierungsmaßnahmen und Instandhaltungsstrategien treffen.

Dabei stehen die Teilnehmer in einer wirtschaftlichen Konkurrenzsituation zu den anderen, in der Gruppensimulation agierenden Betreibern von Mitbewerberkraftwerken. Wie auch in der Realität zwingen unvorhersehbare Ereignisse, wie der ungeplante Ausfall von Anlagekomponenten oder Strompreisschwankungen, zu rascher Optimierung der Betriebs- und Instandhaltungsstrategie.

Das Planspiel bietet dazu eine optimale Umgebung, um diesen „Decision-Making-Process“ unter spielerischen Gegebenheiten zu simulieren und zu trainieren.

2.2 Strompreis

Für eine wirtschaftlich optimierte Instandhaltung ist der Zeitpunkt für Revitalisierungs- und Modernisierungsmaßnahmen von entscheidender Bedeutung. Dieser Zeitpunkt richtet sich vor allem nach dem Strompreis und dessen Verlauf. Optimal ist es Maßnahmen zu setzen, wenn der Strompreis niedrig ist, um bei einem hohen Preis so viel wie möglich zu produzieren und zu erwirtschaften.

2.2.1 Strompreisentwicklung

Der Strompreis unterliegt einer starken Schwankungsbreite, die nicht nur durch den freien Markt bestimmt wird, sondern auch durch die österreichische Legislative. Durch Einspeisevergütungen (Feed-in Tarif (FiT)) ab dem Jahr 2002 über die Ökostromförderung kann man in Abbildung 2 einen Anstieg des Strompreises erkennen. Dieses Feed-in System führte in den Folge-Jahren auch zu einem massiven Ausbau von Photovoltaik und Windkraft (Abbildung 3), die nun ebenso im freien Strommarkt gegen die Großwasserkraft in Konkurrenz stehen. Kleinwasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von unter 2 MW werden ebenso wie die Windkraft und Photovoltaik über die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) mittels Einspeisetarif gefördert.

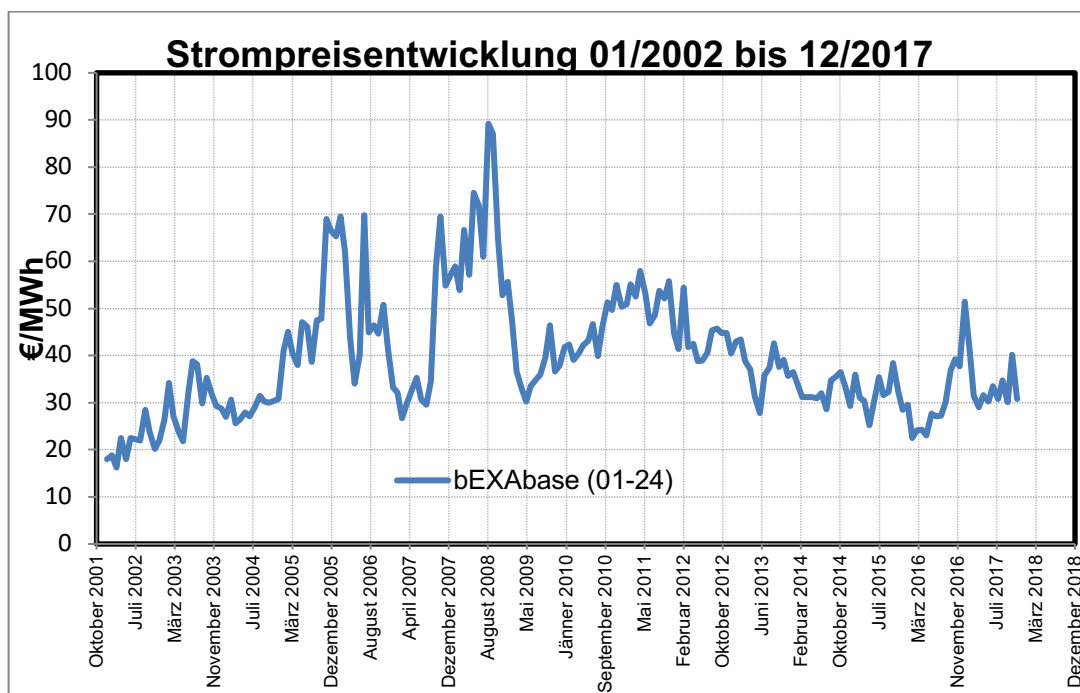


Abbildung 2: Strompreisverlauf von 01/2002 bis 12/2017 [6]

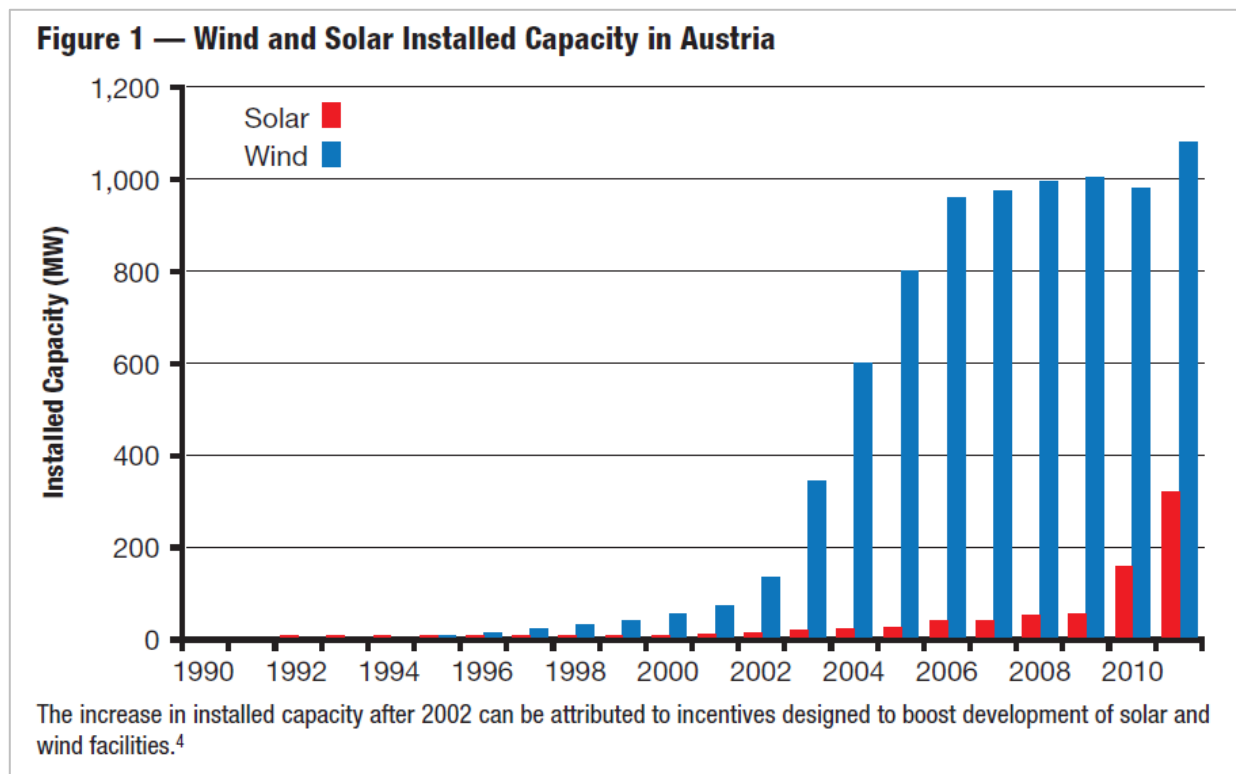


Abbildung 3: Installierte Leistung von Windkraft und Fotovoltaik in Österreich [7]

2.2.2 Strompreiszusammensetzung

Der Strompreis für den Endverbraucher setzt sich aus drei Teilen zusammen. Diese sind der Energiepreis, der Netztarif, die Abgaben und Steuern. Den größten Teil machen dabei die Abgaben und Steuern mit 37,5 % (Stand 1.1.2020) aus, gefolgt vom Energiepreis mit 37,5 % und den Netzkosten mit 25,0 % (siehe Abbildung 4).

Für die Betreiber ist nur der Energiepreis mit 37,5 % relevant. Der Vollständigkeit halber werden auch der Netztarif und die Abgaben und Steuern näher betrachtet.

2.2.2.1 Energiepreis

Dieser wird im liberalisierten Strommarkt an der europäischen Energiebörse, der European Energy Exchange AG in Leipzig und der Energy Exchange Austria (EXAA), erstellt und zu marktgerechten Preisen bestimmt. Dabei funktionieren die Energiebörsen ähnlich wie Wertpapierbörsen.

So wurden in Summe an der Energy Exchange Austria im Jahr 2017 8.370 GWh Graustrom gehandelt. Dieses Volumen entspricht ca. 13,7 % des inländischen Stromverbrauchs. Das durchschnittlich gehandelte Tagesvolumen 22.932 MWh betrug. Der Durchschnittspreis des EXAA-Base lag bei EUR 34,49 je MWh und der EXAA-Peak bei EUR 38,40 je MWh [8].

Strompreiszusammensetzung Bestandteile der Stromrechnung

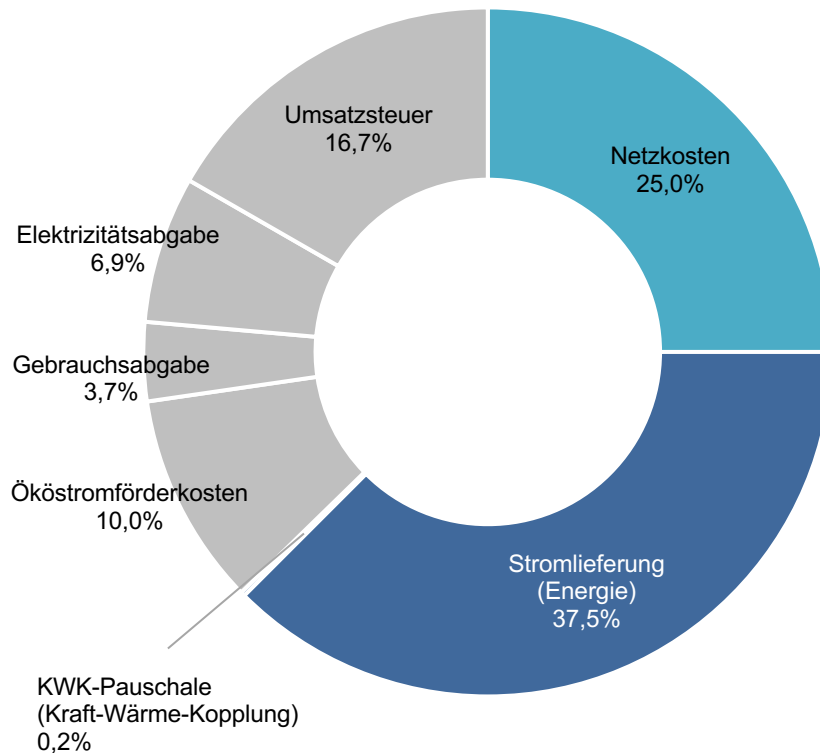


Abbildung 4: Strompreiszusammensetzung [9]

2.2.2.2 Netztarif

Der Netztarif geht an die Netzbetreiber und deckt bei diesen die Kosten für zum Beispiel Instandhaltung, Ausbau des Netzes, Betrieb des Stromnetzes aber auch die Netzverluste ab. Das Netzverlustentgelt beinhaltet die Kosten für jenen Strom, der aus physikalischen Gründen auf dem Weg vom Kraftwerk zum Kunden verloren geht.

Der Netzbetreiber kann den Netztarif nicht selbstständig festlegen. Dies geschieht bei der zuständigen Aufsichtsbehörde, in Österreich bei der E-Control.

2.2.2.3 Steuern und Abgaben

Die Abgaben und Steuern werden von Bund, Ländern, den Städten und Gemeinden erhoben. Natürlich unterliegt elektrische Energie auch der Mehrwertsteuer, die mit 18,7 % den größten Anteil ausweist. Ein großer Anteil entfällt auch auf die Ökostromförderkosten, diese werden zur Unterstützung von erneuerbarer Energie eingesetzt.

3 Theorie

3.1 Aufbau von Wasserkraftwerken

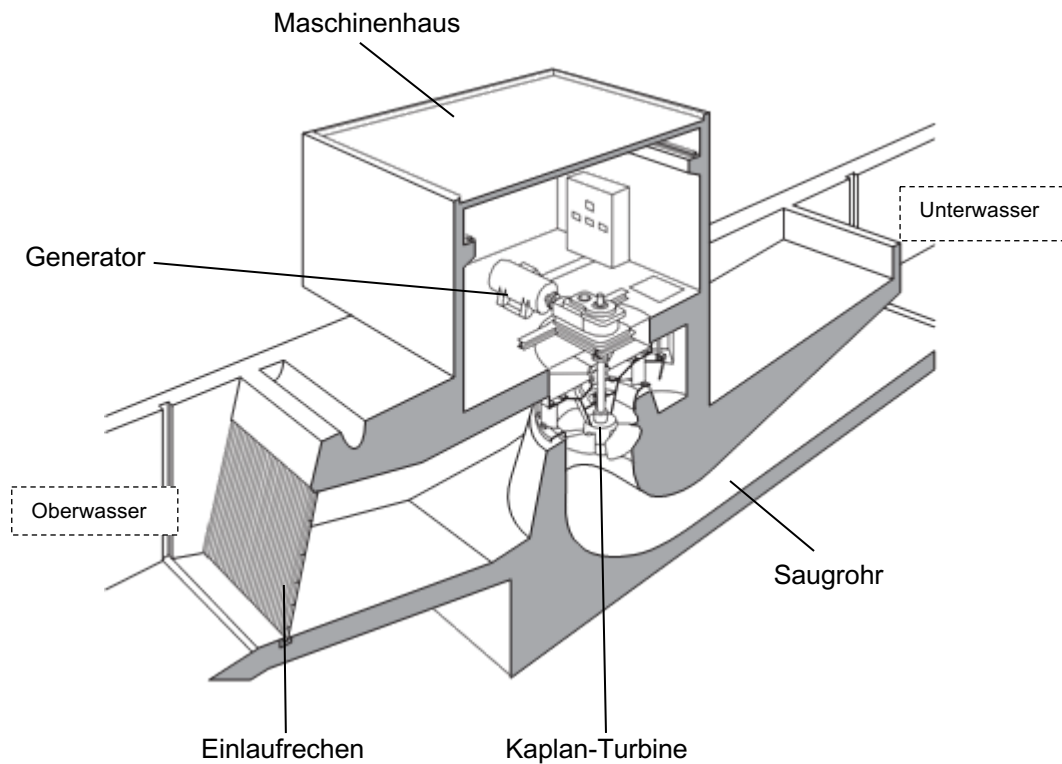


Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Wasserkraftwerkes [10]

Die Hauptfunktion eines Wasserkraftwerkes besteht im Allgemeinen darin, dem durchströmenden Wasser über das Laufrad, o. Ä. Energie zu entziehen und diese über eine Welle sowie gegebenenfalls über ein Getriebe durch einen Generator in elektrische Energie umzuwandeln. Dabei strömt das Wasser, wie in Abbildung 5 ersichtlich, aus dem Oberwasserbereich durch einen Einlaufrechen und eine Rohrleitung über die Turbine (siehe Abbildung 6) durch das Saugrohr in den Unterwasserbereich.

Die Turbine besteht dabei aus folgenden Komponenten:

1) Stützschaufel; 2) oberer/ unterer Stützschaufelkranz; 3) Leitschaufel; 4) oberer /unterer Leitschaufelring; 5) Turbinendeckel; 6) Laufradringmantel; 7) Saugschlauchpanzerung; 8) Laufradflügel; 9) Laufradnabe; 10) Flügelzapfen; 11) Flügelzapfendichtung; 12) Laufradflügelhebel; 13) Lenker; 14) Regelkreuz; 15) Turbinenwelle; 16)

Turbinenführungslager; 17) Wellendichtung; 18) Sickerwasserpumpe; 19) Belüftungsventil; 20) Leitschaufelzapfen; 21) Regulierhebel; 22) Lenker; 23) Regelring; 24) Leitradstellmotor; 25) Regulierzugstange; 26) Spurlager; 27) Kühlrohrschlange; 28) Bedienungsebene; 29) Laufradstellmotor; 30) Servomotorzylinder; 31) -kolben; 32) Zugstange; 33) Öleinführungsblock mit Ölleitung; 34) Wellenverlängerung; 35) unteres/36) oberes Generatorenführungslager; 37) unterer/38) oberer Tragstern; 39) Läuferhabe; 40) Läuferferring; 41) Läuferpol; 42) Schleifring; 43) Ständergehäuse; 44) Blechpaket; 45) Ständerspule; 46) Generatorenklemme; 47) Durchführungsisolator; 48) Generatorenbremsring; 49) Blechhaube.

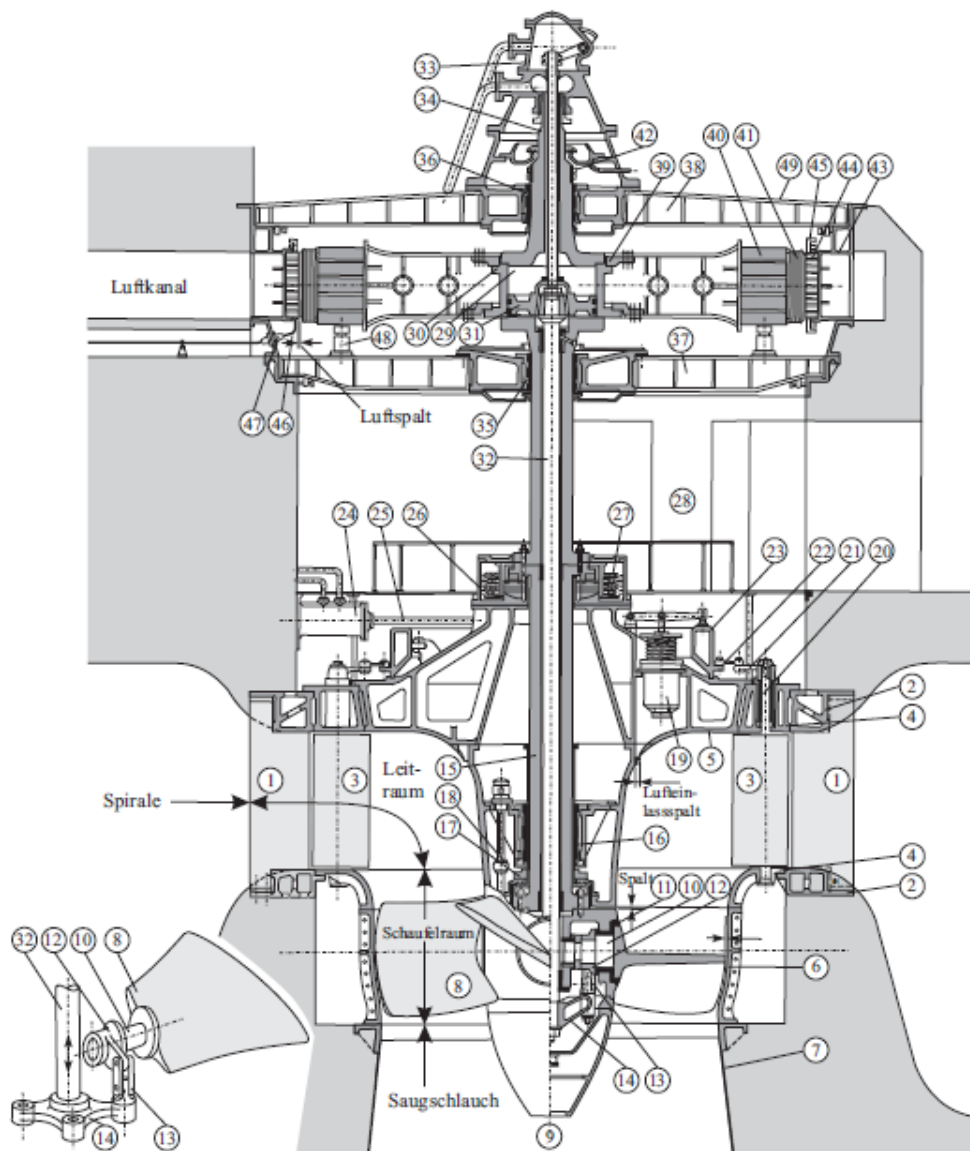


Abbildung 6: Vertikale Kaplan-Turbine (Ansicht und Schnitt) [10]

Eine Klassifizierung und Einteilung von Wasserkraftanlagen lässt sich unter anderem durch die Nutzfallhöhe definieren. Bei Fallhöhen von < 15 m spricht man von Niederdruckanlagen. Mitteldruckanlagen haben Fallhöhen von 15 bis 50 m und ab einer Fallhöhe von >50 m handelt es sich um eine Hochdruckanlage [10].

Tabelle 1: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen [10]

Entwurfsbasis	Niederdruckanlagen $h_f < 15$ m	Mitteldruckanlagen $h_f = 15 - 50$ m	Hochdruckanlagen $h_f > 50$ m
topografische Lage	Flachland (Hügelland)	Mittelgebirge	Mittel-/Hochgebirge
Baugrund	vorwiegend Lockergestein	Felsgestein	Felsgestein
Stauhaltung	feste und bewegliche Wehre	Talsperren (Dämme oder Staumauern)	Talsperren (Dämme oder Staumauern)
Triebwasserführung	Fluss-/Ausleitungskraftwerke	Ausleitungskraftwerke, seltener Flusskraftwerke	Ausleitungskraftwerke oder Kraftwerke mit Triebwasserstollen
Wesentliche Bauelemente	Einlauf-Maschinenhaus - Auslauf	Einlauf-Druckrohrleitung/-stollen - Maschinenhaus - Auslauf	Einlauf-Druckstollen-Wasserschloss - Druckrohrleitung - Maschinenhaus - Auslauf
Hydraulische Maschinen	Kaplan-/Propeller-/Rohr-/Francis-Turbinen	Francis-/Kaplan-/Propeller-Turbinen	Francis-/Pelton-Turbinen
Generatoren/Generatoren	Generatoren mit großer Polzahl	Generatoren normaler Bauart	Generatoren normaler Bauart
Ausmaß der Speicherung	Laufkraftwerke oder Tagesspeicherung	Tages- oder Wochenspeicherung	Tages- bis Überjahresspeicherung
Vorwiegende Energieerzeugung	schwankend, u. U. unterbrochen	kleinere Schwankungen, stetig	in Anpassung an den Bedarf
Lastbereich im Verbund	Grundlastkraftwerk im Verbundbetrieb	Grundlastkraftwerk im Verbundbetrieb	Grund-/Mittel-/Spitzenkraftwerk

Für ein besseres Verständnis, der in dieser Arbeit folgenden Schritte der Abstrahierung und Modellbildung, wird explizit die Niederdruckanlage Villach als Referenz genommen. Das Kraftwerk Villach befindet sich an der Drau und ist Teil des VERBUND Kraftwerksparks. Die Kraftwerksbezeichnung richtet sich nach der nahegelegenen Stadt Villach in Kärnten.

In den folgenden Kapiteln wird mithilfe des Kraftwerkes Villach die Modellbildung demonstriert und auch Ergebnisse der Simulation präsentiert.

3.1.1 Laufwasserkraftwerk als Niederdruckkraftwerk am Beispiel des Kraftwerkes Villach

Niederdruckkraftwerke charakterisieren sich durch geringe Fallhöhen bis etwa 15 m und werden meist als Laufwasserkraftwerke konzipiert (s. a. Tabelle 1).

Laufwasserkraftanlagen nutzen das natürliche Wasserangebot direkt ohne nennenswerte Speicherung permanent während des gesamten Tages und stellen somit Grundlastenergie bereit [10].

Das Kraftwerk Villach wurde als Pfeilerkraftwerk konzipiert und umfasst zwei 20 m breite Maschinenpfeiler und 3 je 16 m breite Wehrröffnungen. In beiden Maschinenpfeilern ist je 1 Maschinensatz mit vertikaler Welle eingebaut. Jeder von ihnen besteht aus Kaplan-Turbine und Drehstromgenerator [11].

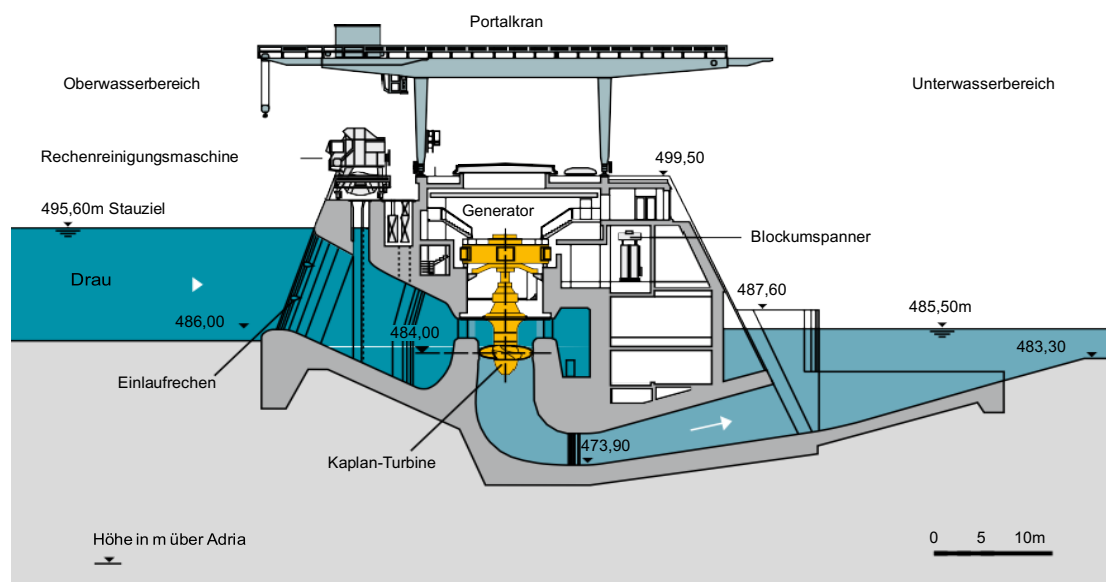


Abbildung 7: Kraftwerk Villach, Querschnitt durch das Krafthaus [11]

In den beiden folgenden Tabellen werden die allgemeinen und die technischen Daten des Kraftwerkes Villach näher ausgeführt.

Tabelle 2: Allgemeine Daten der Kraftwerkes Villach [11]

Allgemeine Daten	
Kraftwerkstyp	Lauf- /Schwellkraftwerk
Ausführung	Pfeilerkraftwerk
Inbetriebnahme	1983/1984
Engpassleistung	24.600 kW
Erzeugung im Regeljahr	100 GWh
Ausbaufallhöhe	9,7 m
Ausbauwassermenge	320 m ³ /s
Fischwanderhilfe	ja

Tabelle 3: Technische Daten des Kraftwerkes Villach [11]

Technische Daten	
Turbinen	
Anzahl	2
Bauart	Kaplan-Turbinen
Anordnung	vertikal
Nennleistung	je 12.500 kW
Nenndurchfluss	je 160 m ³ /s
Nenndrehzahl	100 U/min
Lauftraddurchmesser	4,8 m
Generatoren	
Anzahl	2
Nennleistung	je 15.500 kVA
Nennspannung	6,3 kV
Wehranlage	
3 Wehrfelder	Lichte Weite je 16 m
Drucksegmentschütze mit aufgesetzten Stauklappen	Verschlusshöhe 11 m
Stauziel	495,6 m ü. A.
Staurationlänge	rd. 10,3 km

3.2 Instandhaltung

„Die Aufgabe der Instandhaltung ist die Erhaltung der Funktion und der Leistungsfähigkeit einer Maschine bzw. Anlage. Sie wird wegen der steigenden Kompliziertheit von Produktions-, Handhabungs- und Transporteinrichtungen, einschließlich ihrer Automatisierung und Verkettung immer wichtiger. Heute genügt es für die Aufrechterhaltung einer möglichst hohen Verfügbarkeit der Produktionsanlagen nicht mehr, nach Ausfällen zu reparieren, sondern es sind planmäßige und vorbeugende Maßnahmen notwendig, um teure Ausfälle und Risiken für die Sicherheit und Umwelt zu vermeiden.“ [12]

3.2.1 Ziele der Instandhaltung

Tabelle 4: Ziele der Instandhaltung [12]

Hauptziele	
<ul style="list-style-type: none"> • Zuverlässigkeits- und Sicherheitsmaximierung • Kostenminimierung bzw. Gewinnmaximierung 	
Unterziele	
Technisch-organisatorische Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserung des technischen Zustandes der Betriebseinrichtung • Reduzierung von Folgeschäden • Reduzierung von Maschinenausfällen • Reduzierung des Instandhaltungsumfanges • Vereinheitlichung der Aufbau- und Ablauforganisation • Verbesserung der Kommunikation mit anderen Betriebsteilen
Wirtschaftliche Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Personalkosten • Reduzierung der Materialkosten • Reduzierung der Ausfall- und Ausfallfolgekosten • Erhöhung der Maschinenverfügbarkeit • Werthaltung der Betriebseinrichtung
Sonstige Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Arbeitssicherheit • Verringerung der Personalfuktuation

3.2.2 Definitionen der Instandhaltung

Definition der Instandhaltung nach DIN 31051:

„Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Betrachtungseinheit zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen, sodass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.“

Nach dieser Definition kann man die Instandhaltung in zwei Gruppen unterteilen:

- Vorbeugende Instandhaltung
- Störungsbedingte Instandhaltung

Die vorbeugende Instandhaltung lässt sich wiederum in vier Teilaufgabengebiete unterteilen:

- Wartung (z. B. Reinigen, Schmieren)
- Inspektion (Feststellung und Beurteilung des Zustandes)
- Geplante Instandsetzung (z. B. Anlagenrevisionen)
- Verbesserungen (Maßnahmen zur Steigerung der Funktionssicherheit)

Bei der störungsbedingten Instandhaltung hat man nur die Wahl zwischen Instandsetzung bzw. Austausch.

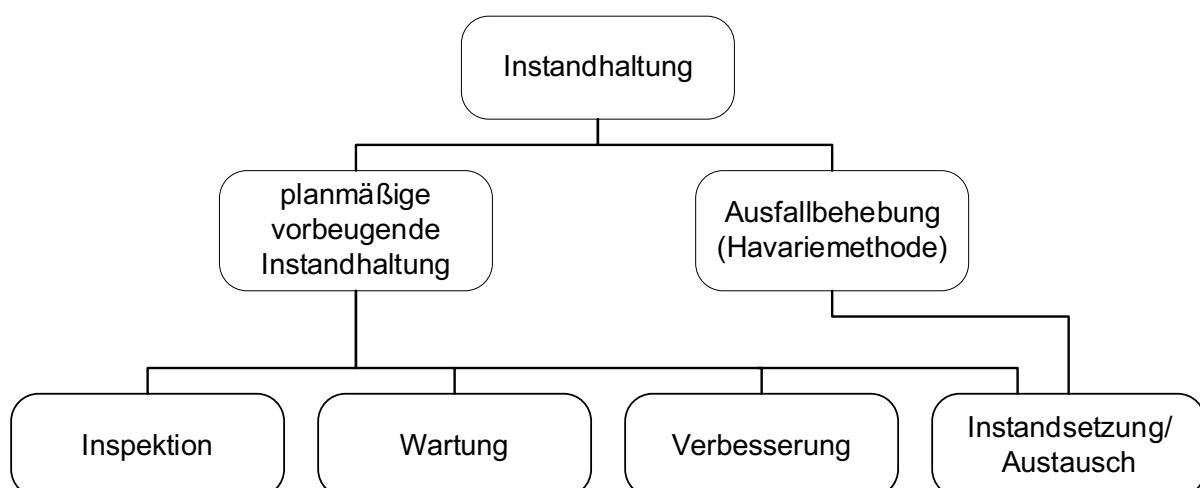


Abbildung 8: Maßnahmen der Instandhaltung [12]

3.2.3 Instandhaltungsstrategien

Instandhaltungsstrategien sind Regeln, die angeben, zu welchen Zeitpunkten welche Aktionen an welchen Aggregaten bzw. Bauteilen vorgenommen werden sollen [12].

Es sollen unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen aber auch sicherheitsrelevanten Aspekten Entscheidungen getroffen und Strategien entwickelt werden, die eine Kostenminimierung und ein Produktionsmaximum einer Wasserkraftanlage garantieren.

In einem umfassenden Instandhaltungskonzept sollte ein optimaler Mix aus Ausfallbehebung, vorbeugender Instandhaltung, zustandsorientierter Instandhaltung, und der vorausschauenden Instandhaltung enthalten sein [12].

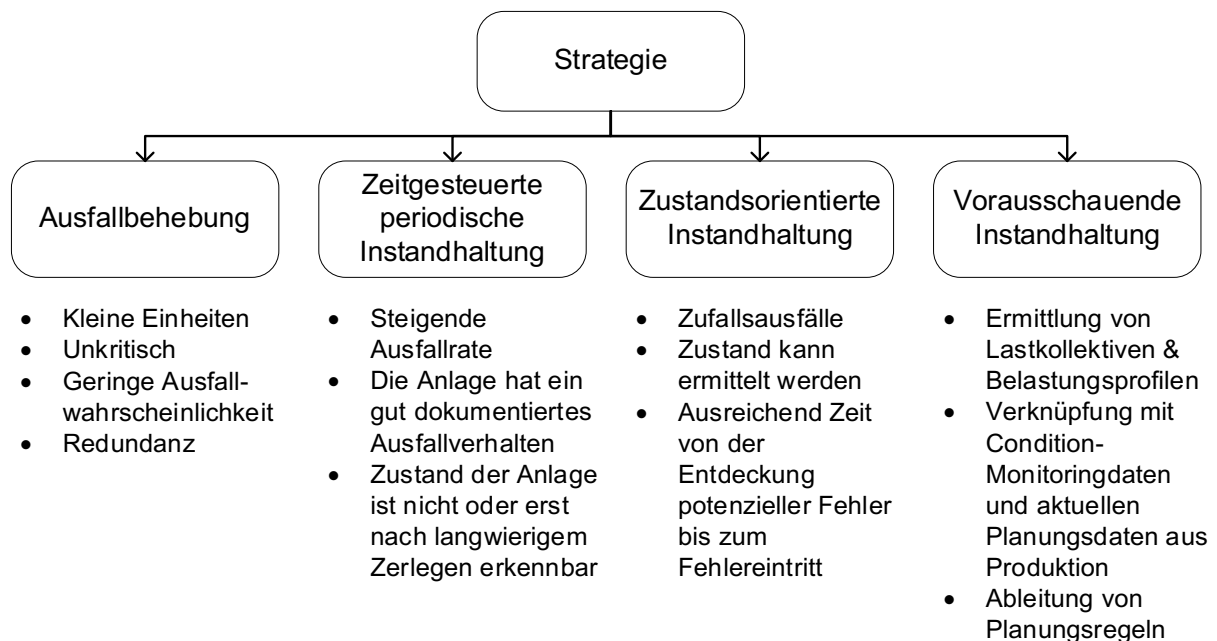


Abbildung 9: Instandhaltungsstrategien [12]

3.2.3.1 Ausfallbehebung

Bei dieser Methode werden die Maschinen ohne nennenswerten Aufwand für Inspektion und Wartung bis zum Schadensfall betrieben. Sie führt daher oft bis zur Zerstörung der Maschine, wodurch aber ein maximales Wartungsintervall ermöglicht wird. Der Maschinenausfall entzieht sich vollkommen dem Einfluss des Betreibers. Jeder Stillstand erfolgt unvermutet, womit operative Planungen in der Produktion schwierig oder sogar unmöglich werden [12].

3.2.3.2 Zeitgesteuerte periodische Instandhaltung

Eine übliche Instandhaltungsmethode ist es, bestimmte Baugruppen nach Erreichen einer bestimmten Lebensdauer, unabhängig von ihrem tatsächlichen Zustand „präventiv“ zu überholen oder auszutauschen. Diese geplante Überholung bzw. dieser geplante Austausch ist dann sinnvoll, wenn entweder Auswirkungen auf die Sicherheit und Umwelt zu befürchten sind, oder die ungefähre Lebensdauer bekannt ist und der Großteil der übrigen Anlagenkomponenten bis zu diesem Zeitpunkt funktionstüchtig bleibt [12].

3.2.3.3 Zustandsorientierte Instandhaltung

Bei der zustandsorientierten Instandhaltung orientieren sich die Instandhaltungsmaßnahmen möglichst genau am konkreten Abnutzungsgrad des Instandhaltungsobjektes. Durch geeignete Überwachungs- und Diagnosesysteme ist es möglich, rechtzeitig über Abweichungen von der geforderten Leistungsfähigkeit der Anlage informiert zu werden. Dadurch wird eine Anpassung des Instandhaltungsintervalls an den Nutzungsvorrat erreicht [12].

3.2.3.4 Vorausschauende Instandhaltung

Die drei klassischen Instandhaltungsstrategien – Ausfallbehebung, zeitgesteuerte periodische Instandhaltung und zustandsorientierte Instandhaltung – reichen aufgrund der steigenden Komplexität von Produktionsprozessen oftmals nicht mehr aus, um die geforderte Anlagenzuverlässigkeit zu garantieren. Eine verbesserte Anlagenverfügbarkeit ist meist mit einem erhöhten Instandhaltungsaufwand verbunden, woraus oft eine Ressourcenverschwendung resultiert, da die Instandhaltungsmaßnahmen zu falschen, ungünstigen Zeitpunkten veranlasst werden.

Aus dem Gesichtspunkt der Massenproduktion können die „klassischen“ Strategien, aufgrund der konstanten Maschinenbelastung, zwar durchaus noch effizient angewandt werden; bei der vom Kunden gesteuerten Auftragsproduktion scheitern sie jedoch oft, da keine spezifischen Lastkollektive berücksichtigt werden. Vor allem in flexiblen Fertigungssystemen mit einer hohen Variation des Produktionsprogramms und ohne festen Lastkollektiven, besteht Bedarf für eine vorausschauende, antizipative und ganzheitliche Instandhaltungsstrategie, die sowohl Sensorsignale der Condition Monitoring Systeme als auch Qualitäts- und Maschinendaten sowie historisches Wissen über Ausfallereignisse berücksichtigt [12].

4 Modellbildung und Implementierung

4.1 Abstrahierung

Um ein Kraftwerk in diesem Simulationsspiel verwenden zu können, ist es zwingend erforderlich ein Abbild einer realen Wasserkraftanlage in Form eines Modells zu erstellen.

Das erstellte Modell setzt sich dabei aus einem oder mehreren Leistungssträngen zusammen, welche wiederum aus einzelnen Modulen bestehen. Diese Module spiegeln die tatsächlichen Eigenschaften der Komponenten der realen Anlage wider.

Bei der Betrachtung des Pfeilerkraftwerkes Villach und dessen Modell [Abbildung 10] sind die zwei Leistungsstränge ersichtlich, die bei der realen Wasserkraftanlage den beiden Turbinenstufen entsprechen. Jede dieser zwei Leistungsstränge besteht wiederum aus sieben Modulgruppen (Rechen, Einlauf, Leitapparat, Laufrad, Generator, Saugrohr und Transformator). Diese Modulgruppen lassen sich weiter unterteilen in einzelne Module. So besteht zum Beispiel der Generator aus einem Stator, Rotor und Erreger. Zusätzlich zu den energieerzeugenden Leistungssträngen sind auch an der Stromerzeugung nicht beteiligte Module und Modulgruppen, wie zum Beispiel die Wehranlagen und das Betriebsgebäude, ersichtlich.

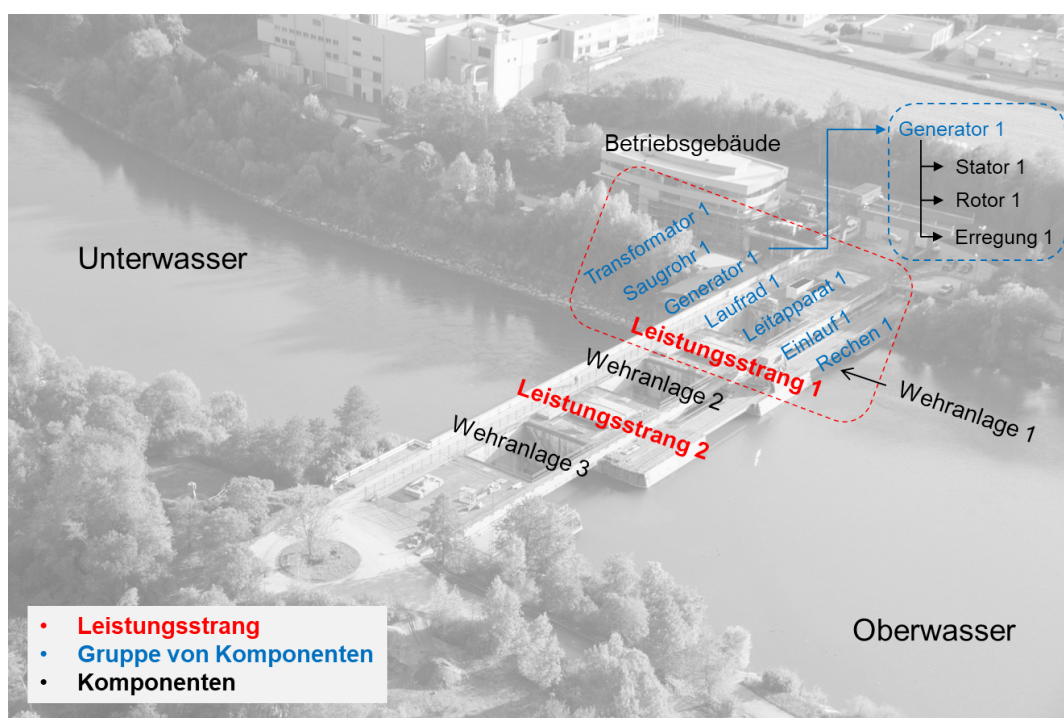


Abbildung 10: Modellaufbau des Kraftwerkes Villach

Beim Erstellen des Modells werden der Anlage und ihre Leistungsstränge im ersten Schritt die Module zugewiesen, welche anschließend auf Basis von Vorgabewerten und Komponentendaten definiert und angepasst werden. Dabei muss eine Unterscheidung getroffen werden, ob das entsprechende Modul für die Energieerzeugung der Anlage notwendig ist und ein eventueller Ausfall dieser Komponente einen Energieproduktionsausfall der gesamten Anlage zur Folge hat oder es sich um eine Nebenkomponte handelt, die keinen unmittelbaren Einfluss auf die Produktion des Stromes hat.

In Abbildung 11 kann man nun die vorher beschriebene Abstrahierung der realen Wasserkraftanlage Villach erkennen. Dieses virtuelle Kraftwerk wird, wie abgebildet, im Planspiel verwendet. Die zuvor beschriebene Gliederung in energieerzeugende und nicht energieerzeugende Module ist ersichtlich.

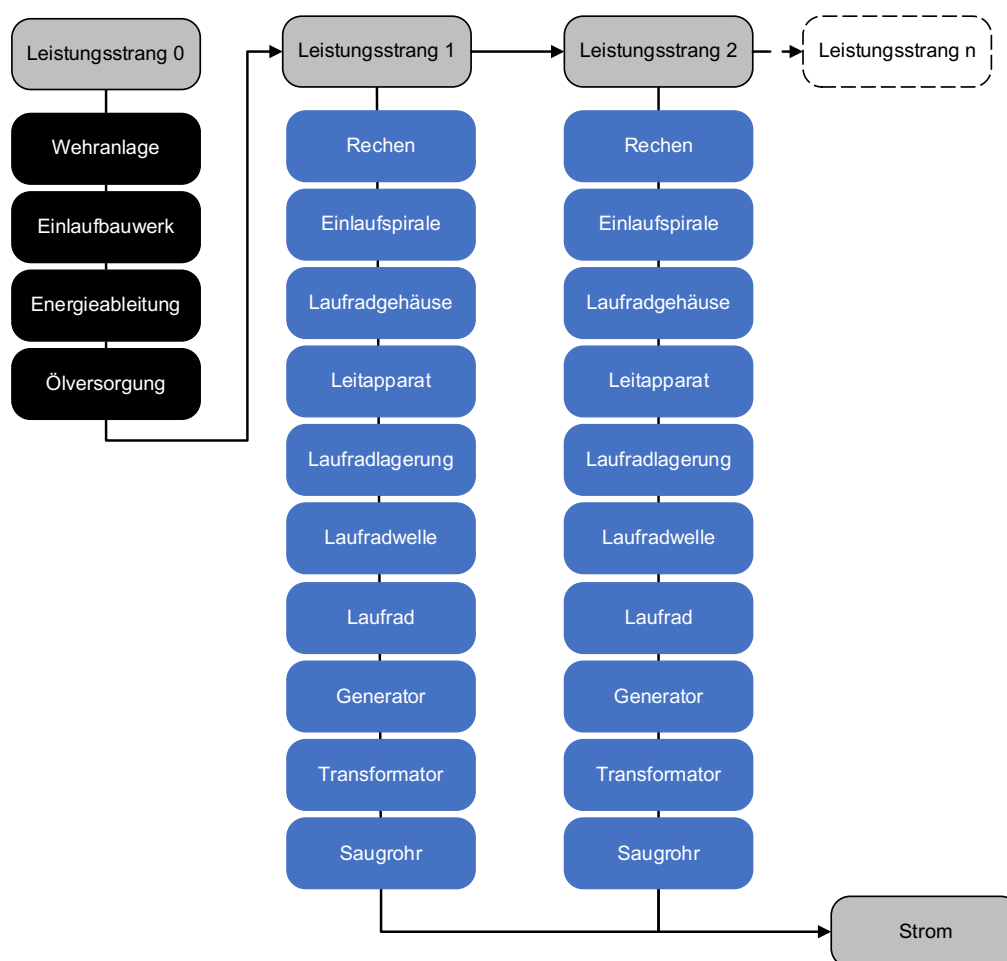


Abbildung 11: Abstrahierung des Kraftwerkes Villach

Zum Leistungsstrang 0 wurden die Wehranlagen, das Einlaufbauwerk, die gesamte Ölversorgung und die Energieableitung zusammengefasst. Die Leistungsstränge 1 und 2 sind ident, redundant und beinhalten neben den mit einem Wirkungsgrad behafteten Modulen Leitapparat, Laufrad, Generator und Transformator noch die Komponenten Rechen, Einlaufspirale, Laufradgehäuse, Laufradlagerung und das Saugrohr.

Der angedeutete Leistungsstrang n ist im Planspiel nicht vorhanden und zeigt nur an, dass es möglich ist ein virtuelles Kraftwerk mit bis zu 10 Leistungssträngen abzubilden.

4.1.1 Ausfall im Leistungsstrang 0

Bei einem Ausfall eines Moduls im Leistungsstrang 0, zum Beispiel wie in Abbildung 12, in der ein Wegfall der Komponente Einlaufbauwerk dargestellt ist, kommt es im Simulationsprogramm zu einer Unterbrechung in den Leistungssträngen 0 und 1 und somit auch zu einem Komplettausfall der Stromproduktion.

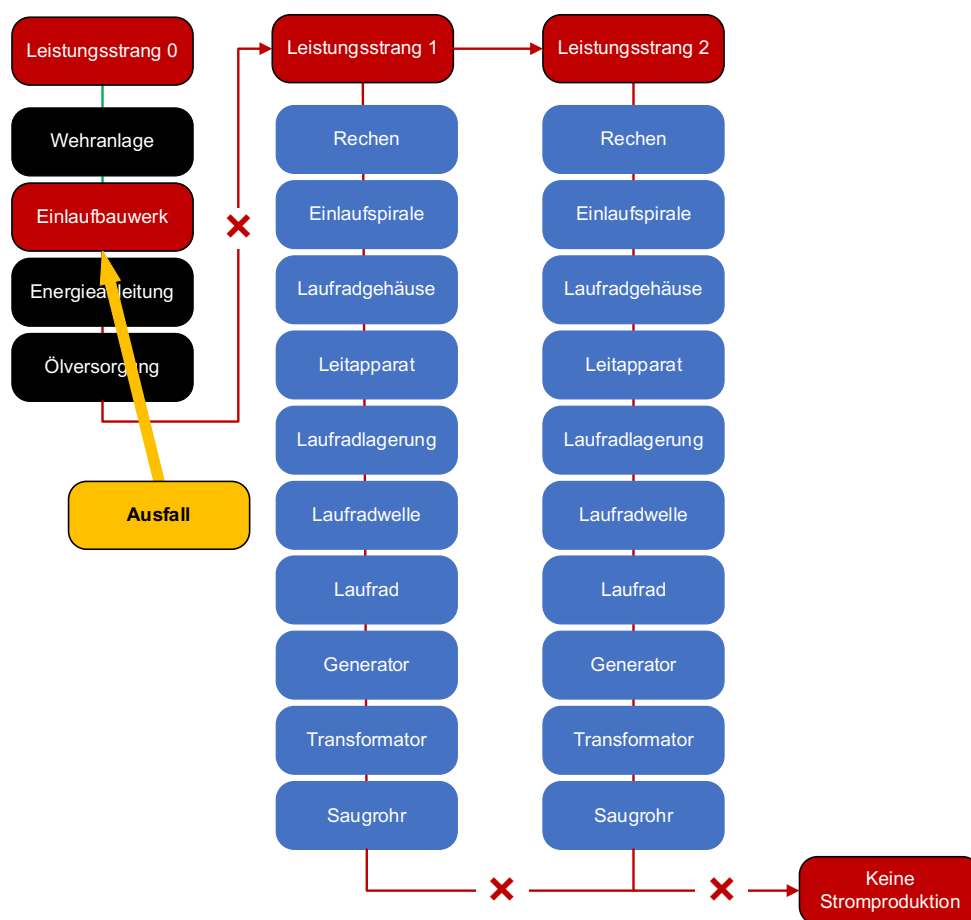


Abbildung 12: Ausfall der Stromproduktion beim virtuellen Kraftwerk Villach

4.1.2 Ausfall in einem redundanten Leistungsstrang

Bei einem beispielhaften Ausfall vom Modul „Laufradlagerung“, wie es in Abbildung 13 im Leistungsstrang 1, wäre, im Gegensatz zu einem Ausfall im Leistungsstrang 0, nur die Stromproduktion von Leistungsstrang 1 betroffen. Der Leistungsstrang 2 würde weiter mit ungefähr der Hälfte der installierten Leistung Energie produzieren.

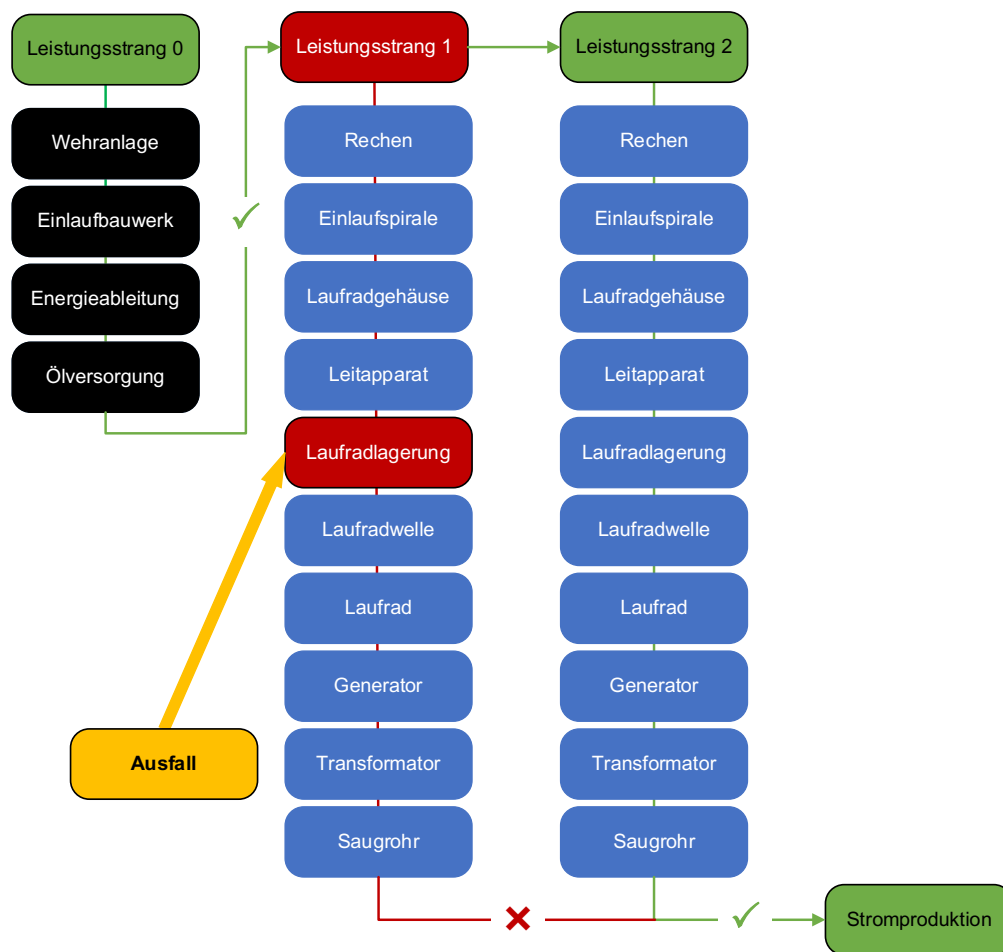


Abbildung 13: Ausfall eines Leistungsstranges im virtuellen Kraftwerk Villach

4.2 Zielfunktion: Berechnung des Umsatzes

Anwender dieses Programmes sollen eine Rückmeldung über ihre getroffenen Entscheidungen erhalten und den simulierten Betrieb einer abgebildeten Wasserkraftanlage unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten durchführen. Einer der wichtigsten Faktoren, der auch die Kernfunktion der Simulation darstellt, ist dabei der Umsatz und dessen Maximierung.

Der Umsatz U [€] berechnet sich aus Einnahmen E [€] minus den Ausgaben A [€]

$$U = E - A \quad (1)$$

Die Einnahmen E [€] ergeben sich aus der Jahresproduktion G [kWh] mal den Strompreis p [€/kWh].

$$E = G * p \quad (2)$$

Die Ausgaben A [€] sind Revitalisierungskosten R [€] plus die Fixkosten F [€].

$$A = R + F \quad (3)$$

Aus der Leistung der Anlage P [kW] mal den Wirkungsgrad η mal den Betriebsstunden T [h] erhält man Jahresproduktion G .

$$G = P * \eta * T \quad (4)$$

Wobei die Betriebsstunden T [h] aus den Jahresstunden $t = 8760$ [h] minus der Ausfallzeit x [h] errechnet werden.

$$T = t - x \quad (5)$$

Durch Einsetzen erhält man die Zielfunktion für den Umsatz [13].

$$U = [P * \eta * (t - x) * p] - [R + F] \quad (6)$$

- U ... Umsatz
- P ... Leistung der Anlage [kW]
- η ... Wirkungsgrad
- t ... Jahresstunden, 8760 [h]
- x ... Ausfallzeit [h]
- p ... Strompreis [€/kWh]
- R ... Revitalisierungskosten [€]
- F ... Fixkosten [€], zu 50 % variabel

4.2.1 Leistung der Anlage

Die Leistung einer Wasserkraftanlage entspricht der maximalen Leistung multipliziert mit dem Jahresnutzungsgrad. Der Jahresnutzungsgrad ist die relative Volllastnutzung in einem Jahr und errechnet sich aus dem Quotienten der Volllaststunden durch die Jahresstunden (z. B. $5500/8760 = 0,628$). Dieser berücksichtigt Schwankungen der Wassermenge eines Flusses.

- Max. Leistung * Jahresnutzungsgrad = Leistung
- $24.600 \text{ [kW]} * 0,628 \text{ [-]} = 15448,8 \text{ [kW]}$

4.2.2 Wirkungsgrad

Durch den Betrieb eines Kraftwerkes kommt es bei dessen Bauteilen und Komponenten zu Abnützungs- und Verschleißerscheinungen, wie zum Beispiel durch Kavitation oder Erosion. Dadurch wird nicht nur das Bauteil in Mitleidenschaft gezogen, es verringern sich auch der Wirkungsgrad und somit die Energieproduktion.

Um im Berechnungsmodell den Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit von der Betriebszeit berechnen zu können, wird eine Exponentialfunktion herangezogen. Dabei stützt sich die Berechnungsformel auf drei bekannte Wirkungsgrade einer Komponente und deren zugehörige Betriebszeiten.

Die für das Berechnungsmodell verwendeten Wirkungsgrade sind:

- η_0 Wirkungsgrad der Komponenten bei Inbetriebnahme [%]
- η_{T1} Wirkungsgrad der Komponente nach der Betriebszeit T_1 [%]
- η_{T2} Wirkungsgrad der Komponente nach der Betriebszeit T_2 [%]

- T_1, T_2 Betriebszeiten [Jahre]

Voraussetzung: Betriebszeit $T_2 >$ Betriebszeit T_1

Den Wirkungsgrad einer Komponente nach einer gewünschten Betriebszeit t_B kann man unter Verwendung folgender Formel bestimmen, die sich durch Umformen der Exponentialfunktion ergibt:

$$B = \frac{\ln\left(\ln\left(\frac{\eta_0}{\eta_{T1}}\right)\right) - \ln\left(\ln\left(\frac{\eta_0}{\eta_{T2}}\right)\right)}{\ln\left(\frac{(T_1 + 1) \cdot T_1}{2}\right) - \ln\left(\frac{(T_2 + 1) \cdot T_2}{2}\right)} \quad (7)$$

$$X = 1 - \left(\frac{\eta_{T1}}{\eta_0}\right)^{\frac{1}{\left((T_1 + 1) \cdot \frac{T_1}{2}\right)^B}} \quad (8)$$

Durch die selbst definierten Parameter B und X und mithilfe des Ausgangswirkungsgrad η_0 ist der Wirkungsgradverlauf η_{tB} in Abhängigkeit der Betriebszeit t_B wie folgt definiert [14].

$$\eta_{tB} = \eta_0 \cdot (1 - X)^{\left((t_B + 1) \cdot \frac{t_B}{2}\right)^B} \quad (9)$$

Bei einem von der Betriebszeit unabhängigen und dadurch gleichbleibenden Komponentenwirkungsgrad ($\eta = \text{konstant}$) sind die Faktoren $X = 0$ und $B = 1$ zu wählen.

4.2.2.1 Wirkungsgradverlauf über die Betriebszeit

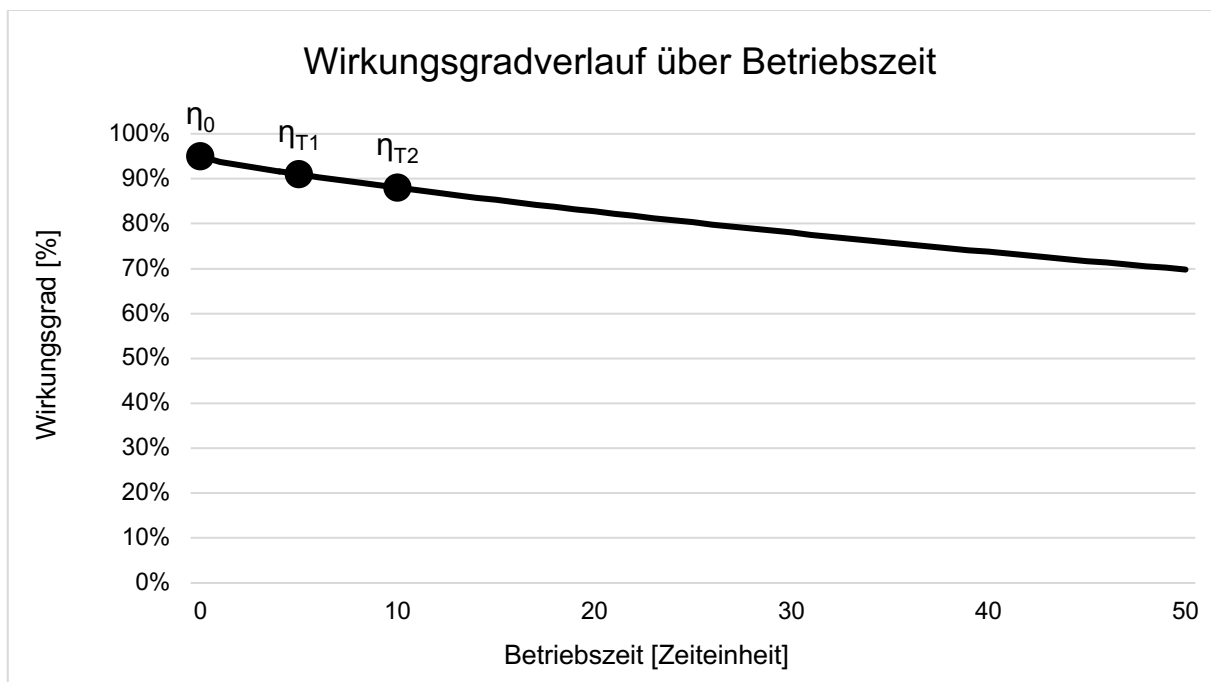


Abbildung 14: Komponentenwirkungsgrad in Abhängigkeit der Betriebszeit

Abbildung 14 zeigt einen Komponentenwirkungsgradverlauf des Laufrades im Leistungsstrang 1 des fiktiven Kraftwerkes Villach mit η_0 zu Betriebsbeginn von 95 %, welcher nach 5 Zeiteinheiten auf 91 % sinkt und nach weiteren 5 Zeiteinheiten nur mehr 88 % beträgt. Die Berechnungsfaktoren sind $B = 0,4434831$ und $X = 0,0128605$.

4.2.2.2 Komponentenwirkungsgrad und dessen Veränderung durch eine Revision

Eine Verbesserung des Komponentenwirkungsgrades lässt sich durch die Revision der Komponente herbeiführen.

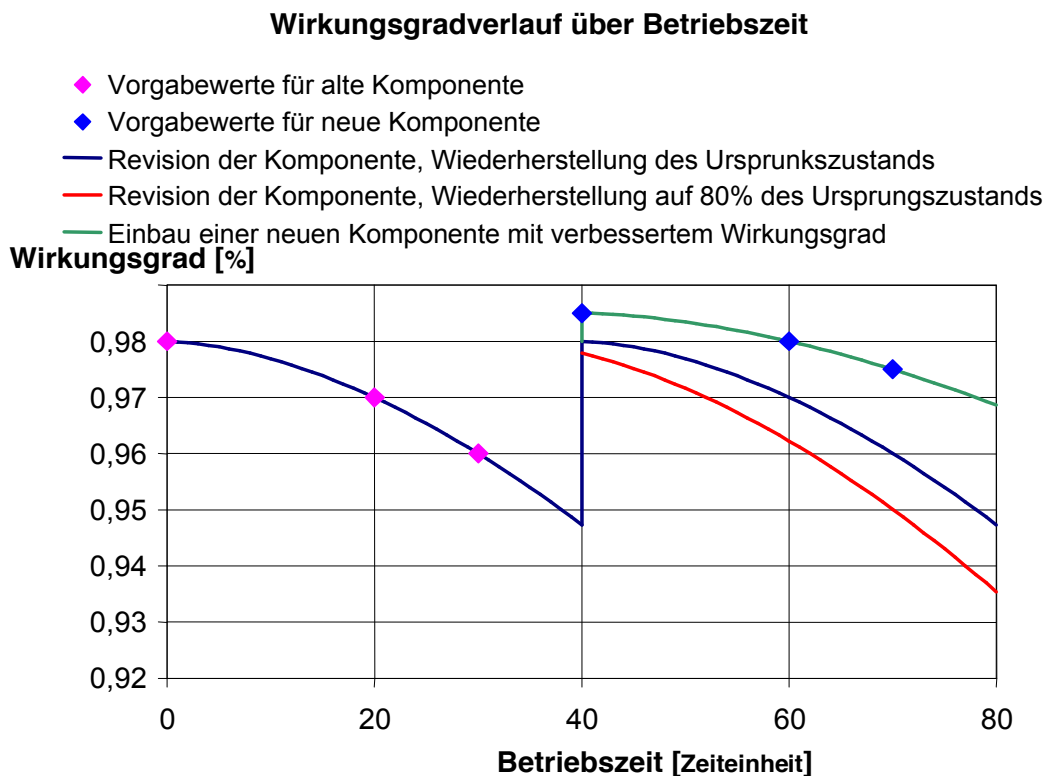


Abbildung 15: Wirkungsgradverlauf nach Modulersatz [14]

Abbildung 15 zeigt den Wirkungsgradverlauf bei der Wiederherstellung auf den Ursprungszustand, den Verlauf bei einer Wiederherstellung auf 80 % des Ursprungszustandes und den Wirkungsgradverlauf nach Einbau einer Komponente mit verbessertem Wirkungsgrad.

Hinweis: In dieser Arbeit wird bei einer Revision immer der ursprüngliche Ausgangszustand hergestellt, was dem blauen Wirkungsgradverlauf in Abbildung 15 entspricht. Einen Einbau einer neuen Komponente mit verbessertem Wirkungsgrad ist aufgrund der Struktur der Datenbank und dem im Programm integrierten Berechnungsschema nicht möglich (grüner Wirkungsgradverlauf in Abbildung 15). Aus demselben Grund ist auch eine Revision einer Komponente mit Wiederherstellung auf 80 % des Ursprungszustandes nicht möglich (roter Wirkungsgradverlauf in Abbildung 15).

4.2.3 Ausfallzeit

Die Ausfallzeit ist definiert als diejenige Zeit, während der ein Modul oder ein Leistungsstrang nicht betriebsbereit ist. Diese lässt sich durch drei im Programm definierte Parameter errechnen, welche in Tabelle 5 dargestellt sind.

Tabelle 5: Zeitanteile der Ausfallzeit

Zeitanteil	Einheit	Beschreibung
Avg. time of maintenance (t_{RevSer})	[Tage]	Zeitanteil der mittleren Dauer für die Revision eines Moduls, bei dem nicht gleichzeitig an anderen Modulen des Leistungsstranges gearbeitet werden kann.
Avg. time of analogous tasks (t_{RevPar})	[Tage]	Zeitanteil der mittleren Dauer für die Revision eines Moduls, bei dem gleichzeitig auch an anderen Modulen des Leistungsstranges gearbeitet werden kann. Dieser Zeitanteil beinhaltet auch Tätigkeiten bzw. Nebentätigkeiten, welche für mehrere Module eines Modulstranges notwendig sind (z. B. Öffnen und Schließen von Gehäusen, Absichern, Absperren, Entleeren, Wiederbefüllen, etc.).
Avg. time of diagnose	[Tage]	Zeitanteil der mittleren Dauer für die Schadensbehebung / Diagnose des Moduls sowie für die Beschaffung von Ersatzteilen zum Zwecke der Instandhaltung und Schadensbegrenzung des Moduls.

4.2.4 Beispiel zur Ausfallzeit

Betrachtet man beispielsweise die Revision bzw. den Ausfall der Komponenten Laufrad und Laufradwelle, wie in Abbildung 16, so lassen sich folgende 3 Szenarien unterscheiden.



Abbildung 16: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Zeitanteile

4.2.4.1 Szenario 1

Im Szenario 1 wird jede Komponente in einem separaten Jahr getauscht, was eine Gesamtausfallzeit von 54 Tagen ergibt (siehe Abbildung 17).

4.2.4.2 Szenario 2

Bei Szenario 2 werden beide Komponenten im selben Jahr getauscht. Damit kann man gegenüber Szenario 1 vier Tage Ausfallzeit einsparen, da hier gleichzeitig an den Modulen gearbeitet werden kann (siehe Abbildung 17).

4.2.4.3 Szenario 3

Szenario 3 beschreibt einen Ausfall, bei dem zusätzlich noch die Diagnosezeiten addiert werden müssen.

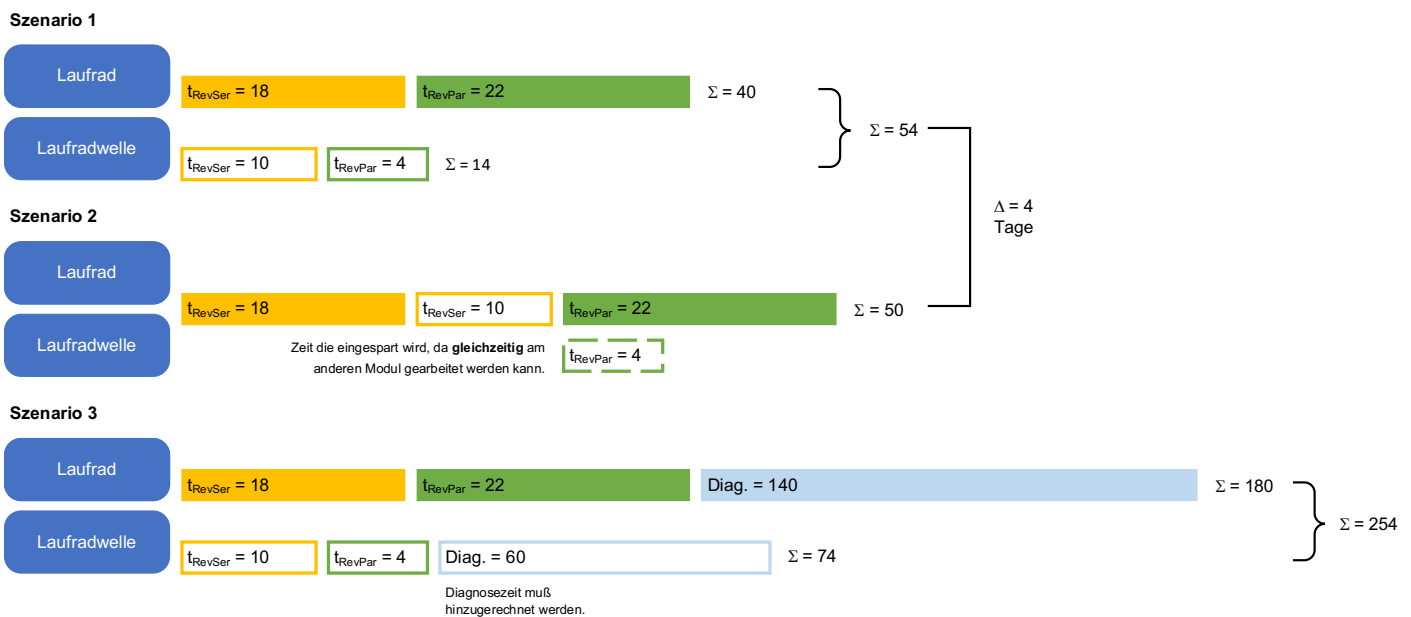


Abbildung 17: Die drei Szenarien, wie sich die Ausfallzeit zusammensetzt

4.2.5 Strompreis

Der Strompreis für die Berechnung der Einnahmen in der Simulation ist in einer Datenbank hinterlegt. Pro Zeitperiode bzw. Spielrunde, welche ein Jahr beträgt, ist ein fixer Strompreis in € zugeordnet. Auf Preisschwankungen innerhalb eines Jahres wird dabei der Einfachheit halber verzichtet. Eine Änderung der Strompreise ist jederzeit durch den Administrator durchführbar.

Tabelle 6: Strompreis pro Zeitperiode

Zeitperiode [Jahr]	Strompreis p [€]
1	0,0900
2	0,0375
3	0,0398
4	0,0405
5	0,0420
6	0,0444
n	...

4.2.6 Revitalisierungskosten

Die Revitalisierungskosten [€] ergeben sich aus den Kosten für die Schadensanalyse, Kosten für Vorarbeiten, Nebenaktivitäten und Bauteilkosten.

4.2.7 Fixkosten

Fixkosten [€] fallen beim Kraftwerksbetrieb in Form von Overheadkosten von zentralen Einrichtungen, Ausgaben für Versicherung, Objektschutz und für Betriebsmittel an.

Im Programm wurden diese variabel implementiert. Der Anwender hat die Möglichkeit mittels eines Schiebereglers einen Bereich zwischen 50 % und 100 % eines Betrages zu wählen, der bei der Modellbildung des Kraftwerkes festgelegt wurde.

Eine weitere im Programm implementierte Funktion überwacht das Verhalten des Anwenders bezüglich der Benutzung des Schiebereglers und dessen Werte. So ist bei der Auswahl von 100 % gewährleistet, dass es zu keinen unvorhersehbaren Ausfällen an Anlagekomponenten kommt. Jedoch steigt das Risiko eines spontanen Ausfalls eines oder mehrerer Kraftwerksmodule je niedriger der Schieberegler gesetzt wird.

Für die implementierte Überwachungsfunktion wird ein Weibullansatz verwendet, der die Ausfallwahrscheinlichkeit y_a der Module bestimmt.

$$y_a = 1 - \left[\frac{\ln(1 - x_p)}{\ln(1 - 0,1)} \right]^{\frac{1}{1,5}} \quad (10)$$

Der Wert x_p spiegelt den gewählten Wert R_s [%] beim Schieberegler wider.

$$x_p = \frac{R_s}{1000} \quad (11)$$

In Tabelle 7 ist eine Gegenüberstellung vom Wert des Schiebereglers und der dadurch vorhandene Ausfallwahrscheinlichkeit ersichtlich.

Tabelle 7: Ausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Schiebereglers

Wert R_s [%] des Schiebereglers	Ausfallwahrscheinlichkeit [%]
50	38,11
60	29,87
70	22,01
80	14,44
90	7,12
100	0

Es gilt anzumerken, dass sich die Überwachungsfunktion mithilfe des Weibullansatzes in der Praxis nicht bewährt hat. Diese ist nicht sensible genug und verleitet die Spieler dazu, immer 50 % beim Schieberegler zu wählen.

Eine Abänderung der Überwachungsfunktion über einen gleitenden Mittelwert ist angedacht und in Vorbereitung.

4.3 Komponenten- bzw. Moduleigenschaften

Die Moduleigenschaften wurden beim Modellieren einer zu simulierenden Wasserkraftanlage so gewählt, dass diese den Eigenschaften des realen Wasserkraftwerkes weitestgehend entsprechen. Jedoch im Hinblick auf einen reibungslosen Spielbetrieb und die Möglichkeit, dem Anwender die Chance zu bieten, eine optimale Instandhaltungsstrategie zu treffen, wurden Anpassungen und Vereinfachungen an den abgebildeten Moduleigenschaften vorgenommen.

Abbildung 18 stellt die Eigenschaften des Moduls Laufrad im Leistungsstrang 1 des Kraftwerkes Villach der Simulation dar.

Module : Laufrad			
efficiency n00 [1] :	0.950		
efficiency n01 [1] :	0.910	at T01 [years] :	5
efficiency n02 [1] :	0.880	at T02 [years] :	10
max lifetime [years] :	21		
main power x load factor [kW] :	7200		
avg. time of maintenance tRevSer [days] :	18	time of analogous tasks tRevPar [days] :	22
avg. time of diagnose [days] :	140	avg. cost of revitalization [€] :	78000

Abbildung 18: Screenshot – Moduleigenschaften

Tabelle 8: Moduleigenschaften

Name	Beschreibung
Max. lifetime [years]	Es ist die maximale Lebensdauer einer Komponente bis zum Bauteilversagen. Nach dieser Zeitspanne fällt der komplette Leistungsstrang aus, in dem das betreffende Modul verbaut ist.
Main power [kW]	Entspricht: 4.2.1 Leistung der Anlage (Seite 21)
Avg. time of maintenance (tRevSer) [days]	Siehe Tabelle 5 (Seite 25)
Avg. time of analogous tasks (tRevPar) [days]	Siehe Tabelle 5 (Seite 25)
Avg. time of diagnose [days]	Siehe Tabelle 5 (Seite 25)
Average cost of revitalization	Entspricht: 4.2.6 Revitalisierungskosten (Seite 27)

4.4 Interaktion zwischen Administrator und Anwender

Das Planspiel wird in der Regel in einer Gruppe, bestehend aus einem oder mehreren Anwendern und einem Administrator, durchgeführt. Dabei fallen dem Anwender und dem Administrator verschiedene Aufgaben zu. Während der Administrator vorbereitende Aufgaben, Tätigkeiten während der Simulation und die Auswertungen der simulierten Daten am Ende einer Simulationsrunde zu bewerkstelligen hat, muss der Anwender ausschließlich während der Simulation aktiv werden.

4.4.1 Vorbereitende Aufgaben des Administrators

Bevor eine Simulation durchgeführt werden kann, müssen, wie bereits beschrieben, reale Wasserkraftwerke abstrahiert und geeignete Modelle erstellt werden. Bei diesen Modellen müssen im Anschluss Eigenschaftswerte, wie Lebensdauer, Kosten und der Gleichen, im Programm hinterlegt werden.

Als Erstes ist es erforderlich, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, eine Abstrahierung einer realen Wasserkraftanlage durchzuführen.

Das Bereitstellen im Simulationsprogramm erfolgt anschließend im Menüpunkt „Power Plant Management“ (Abbildung 19) im Administrationsbereich.

Abbildung 19: Screenshot – Power Plant Management

Es werden zuerst die Module unter „Add New Module“ namentlich angelegt, falls diese nicht ohnehin schon vorhanden sind.

Unter „Add New Power Plant“ wird nun ein neues Kraftwerk angelegt und es werden ein Kraftwerksname, die Kosten des Kraftwerkes und die Overheadkosten festgelegt. Die Zuordnung der Module zu den jeweiligen Leistungssträngen erfolgt im Anschluss durch Drücken des Buttons „Add“, wodurch sich ein weiteres Browserfenster öffnet (siehe Abbildung 20).

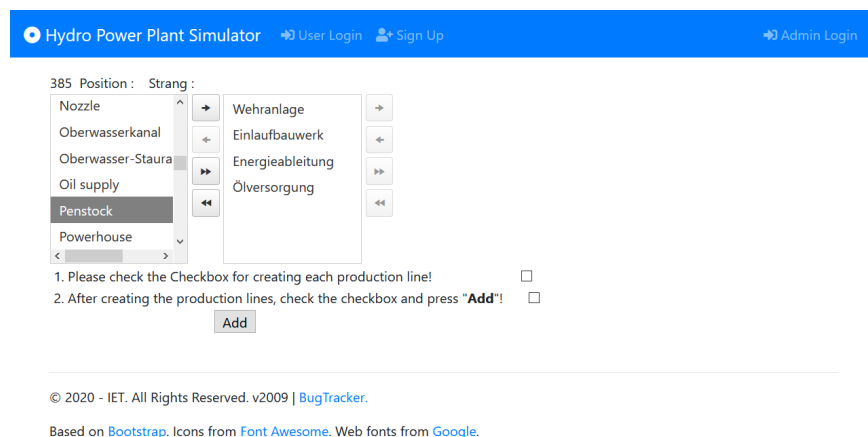


Abbildung 20: Screenshot – Zuordnung der Module zu den jeweiligen Leistungssträngen

Bei der Zuordnung der Module wählt man die Komponenten der Reihe nach und bringt sie mit der Pfeil-Taste vom linken in das rechte Auswahlfenster, beginnend für den Leistungsstrang 0. Wenn die Zuweisung der Module für den Leistungsstrang 0 erfolgt ist, wählt man das erste Kontrollkästchen „1. Please check the Checkbox for creating each production line!“ und drückt auf „Add“. Dadurch wird die Zuordnung des Leistungsstranges 0 gespeichert und man gelangt zur Zuweisung für den Leistungsstrang 1. Dieses Prozedere wiederholt man so lange, bis man die gewünschten Leistungsstränge erstellt hat.

Ist man beim letzten Leistungsstrang angelangt, muss man das Kontrollkästchen „2. After creating the production lines, check the checkbox and press “Add”!“ anwählen und auf „Add“ drücken. Das Kraftwerk ist nun erstellt und die gewählten Module wurden den Leistungssträngen hinzugefügt.

Abschließend müssen dem so erstellten Kraftwerk noch die Eigenschaftswerte, wie in 4.3 Komponenten- bzw. Moduleigenschaften beschrieben, eingepflegt werden. Dies

geschieht unter „Edit Power Plant“. Nach Drücken des Buttons „Recalculate“ steht das so neu angelegte Kraftwerk im Planspiel zur Simulation bereit.

Ein bereits vorhandenes virtuelles Kraftwerk lässt sich durch „Copy Power Plant“ duplizieren und steht in Programm mehrfach zum Simulieren bereit. Dieses Feature ist besonders interessant, um ein und dasselbe Kraftwerk von mehreren Benutzern betreiben zu lassen und so Aufschlüsse über die angewandte Spiel- und Instandhaltungsstrategien zu gewinnen.

Kraftwerke und Module lassen sich auch löschen, und zwar unter „Delete Module“ für Module und „Delete Power Plant“ für ganze Kraftwerke.

4.4.2 Aufgaben des Administrators während der Simulation

Während der Simulation übernimmt der Administrator die Aufgabe einer fiktiven Strombörse, indem er den Strompreis vorgibt und Anpassungen an diesen während der Simulation vornimmt. Der Spielteilnehmer erhält vom Spielleiter den aktuellen Strompreis plus eine Vorschau auf den Strompreis der folgenden zwei bis drei Jahre. Der Administrator kann auch aktiv in das Spielgeschehen eingreifen, indem er Module unplanmäßig ausfallen lassen kann. Mit dieser Option lässt sich zum Beispiel eine Katastrophe mit einem ungeplanten Modulausfall simulieren.

Des Weiteren hat er die Möglichkeit, auf das Budget der Anwender zuzugreifen und dieses während der Simulation zu verändern.

Hydro Power Plant Simulator

Home
Player
Power Plant
Game
Administration
Error Logs

Game Management.

Admin Details

Money Bank (€): 600000

Update

Rate Card File:

Download

Refresh Data available.

Normal Mode:

Select the Columns for Rate

Single Mode:

Select the Columns for Rate

Update

Time Period	Normal Mode Rate (€)	Single Mode Rate (€)	
1	0.042254	0.017096	<div>Edit</div>
2	0.043142	0.018764	<div>Edit</div>
3	0.040013	0.018223	<div>Edit</div>
4	0.039035	0.022471	<div>Edit</div>
5	0.048114	0.018009	<div>Edit</div>
6	0.051236	0.022648	<div>Edit</div>
7	0.049704	0.022245	<div>Edit</div>
8	0.05498	0.021896	<div>Edit</div>
9	0.050342	0.028467	<div>Edit</div>
10	0.05088	0.023547	<div>Edit</div>

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

Page size: 10

100 items in 10 pages

Game Mode

Single Player Mode:

Update

Time Management

Time Limit (min):

2

Update

Wait for Group 0

Wait for Group 1

Wait for Group 2

Wait for Group 3

Wait for Group 4

Update

Hold On:

Low

High

Update

Group No:

All

Refresh

Screen Name	Group	First Name	Family Name	Time Period	Power Plant	Budget (€)	Amount of money (€)	Action
<div></div>		<div></div>	<div></div>	0	Kulkshans I	10,000	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>	3	<div></div>	<div></div>	05	KW Abnashidra	253,872,118	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>		<div></div>	<div></div>	0	KW Vilach	10,000	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>	3	<div></div>	<div></div>	05	KW Kallerberg	67,860,010	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>	3	<div></div>	<div></div>	05	Sunkuchi	408,458	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>		<div></div>	<div></div>	05	KW Eding	202,073,370	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>
<div></div>	3	<div></div>	<div></div>	05	Mamtyang	338,369,825	<div>0 €</div> <div>Spent</div>	<div>Sell</div>

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

Page size: 10

426 items in 43 pages

Disable Module

Refresh

Select PowerPlant:

All

Module	Disable
Kulkshans I O-Dam-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O-Intake-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O-Heat rate-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O Pressure Tunnel-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O Surge tank-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O Powerdock-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O Powerhouse-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O Control system-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O-Diversion-1	<div>Disable</div>
Kulkshans I O-Diversion-1	<div>Disable</div>

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

Page size: 10

426 items in 43 pages

© 2020 - EE. All Rights Reserved. ©2006-1 Bug Tracker.
 Downloading Hydro Power Plant Simulator Mod from Google

Abbildung 21: Screenshot – Game Management

Direkt vor Beginn einer Simulationsrunde und gleich nachdem sich die Teilnehmer im Planspiel registriert und ein virtuelles Kraftwerk erstanden haben, fügt der Administrator unter dem Menüpunkt „Player Management“ (nicht abgebildet) die Planspielteilnehmer einer von vier möglichen Gruppen zu und legt im Anschluss im Menüpunkt „Game Management“ (Abbildung 21) das Startbudget des jeweiligen Kraftwerkes fest.

Der Strompreis wird von einer Excel-Datei auf den Server hochgeladen und in der Datenbank gespeichert. Eine Änderung ist jederzeit möglich.

Nach Festlegen eines Zeitlimits für die zu simulierenden Kraftwerksjahre und dem Aktivieren der Wartefunktion für die jeweilige aktive Benutzergruppe kann der Spielbetrieb starten. Die Wartefunktion dient zur Synchronisierung der einzelnen Spielteilnehmer, damit diese immer in derselben Zeitperiode sind.

4.4.3 Aufgaben des Administrators nach der Simulation

Nach der Simulation wertet der Administrator mittels Microsoft Excel die von den Anwendern mitprotokollierten Spieldaten aus und erzeugt vergleichbare Diagramme, die Rückschlüsse auf das Betreiben der simulierten Wasserkraftanlage zulassen. Diese Diagramme werden im Anschluss an eine Simulationsrunde verwendet, um in der Gruppe über die jeweiligen Instandhaltungsstrategien und wirtschaftliche Aspekte des Spieles zu diskutieren. Eine ausführliche Beschreibung der Diagramme folgt im Kapitel 5.

4.4.4 Aufgaben des Anwenders

Der Anwender ist Betreiber eines modellierten Wasserkraftwerkes und soll dieses während der Simulation unter möglichst wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal betreiben und dazu nötige Instandhaltungsstrategien entwickeln und anwenden. Dazu müssen auch Entscheidungen getroffen werden, ob und zu welchem Zeitpunkt Module revitalisiert werden. Die gefällten Entscheidungen können, wie in einem realen Unternehmen auch, nicht wieder rückgängig gemacht werden. Ein falscher Entschluss kann nur in den Folgejahren revidiert werden.

Dazu steht dem jeweiligen Spielteilnehmer eine Weboberfläche (siehe Abbildung 22) zur Verfügung. Neben Anzeigen für das aktuelle Budget, die aktuelle Zeitperiode, den

aktuell produzierten Strom und den Ertrag befinden sich Schaltflächen für die genauere Betrachtung und eine eventuelle Instandhaltung der jeweiligen Leistungsstränge bzw. der beinhalteten Module.

Über den Slider lassen sich, wie bereits erwähnt, die Overheadkosten regulieren.

Der Anwender hat auch die Möglichkeit ein Logfile in Form einer Excel-Tabelle zu downloaden.

Hydro Power Plant Simulator Home Game Market Logout

Player: JuergenP Budget [€]: 10,000 Time [yr]: 0

Time left: 2:00

Hydropower plant: KW Villach

Power output [GWh]: 84.338

Earnings [€]: 3,948,927

Production lines:

Production line	Efficiency	Max. Performance [kW]
0	1.000	0
1	0.662	7,200
2	0.675	7,200

Overhead costs [€]: 1,750,000

Please select amount for the overhead costs [€]: 1,312,500

75

Electricity tariff:

Time Period	Electricity tariff
No records to display	

Start Logfile

© 2020 - IET. All Rights Reserved. v2006.1 | BugTracker.
Based on Bootstrap. Icons from Font Awesome. Web fonts from Google.

Abbildung 22: Screenshot – Spielbereich des Simulationsteilnehmers

4.5 Technische Basis

Ein weiteres Ziel dieses Simulationsprogramms ist es, dass es weltweit von Benutzern mit möglichst geringem Aufwand und unter einfachsten Bedingungen durchgeführt werden kann.

Bei der Umsetzung wurde daher ein Hauptaugenmerk auf die vielen Vorteile des Internets gepaart mit moderner Software- und Servertechnologie gesetzt.

Der Anwender benötigt zum Durchführen der Simulation lediglich einen Internetzugang und einen aktuellen Browser.

4.5.1 Framework

Als Web Application Framework dient das von Microsoft entwickelte ASP.NET (Active Server Pages .NET). Als serverseitiges Webframework eignet es sich besonders für die Erstellung von dynamischen Webseiten, Webanwendungen und Webservices. ASP.NET ist nach PHP die weltweit am häufigsten verwendete Technologie zum Erstellen von serverseitigen Webseiten [15].

Durch Anwendung des von Microsoft empfohlenen „Code-Behind“-Ansatzes und der damit verbunden Trennung zwischen der Darstellung der Website und dem auszuführenden Code wird dieser bereits vor Aufruf der entsprechenden Seite kompiliert. Dies senkt die Fehlerrate gegenüber Skriptsprachen, bei denen die Überprüfung auf Fehler erst zur Laufzeit stattfindet [16].

Zusätzlich wird für die optische Darstellung einiger im Programm verwendeter Elemente das Software-Tool „Telerik UI for ASP.NET AJAX“ der Firma Progress verwendet.

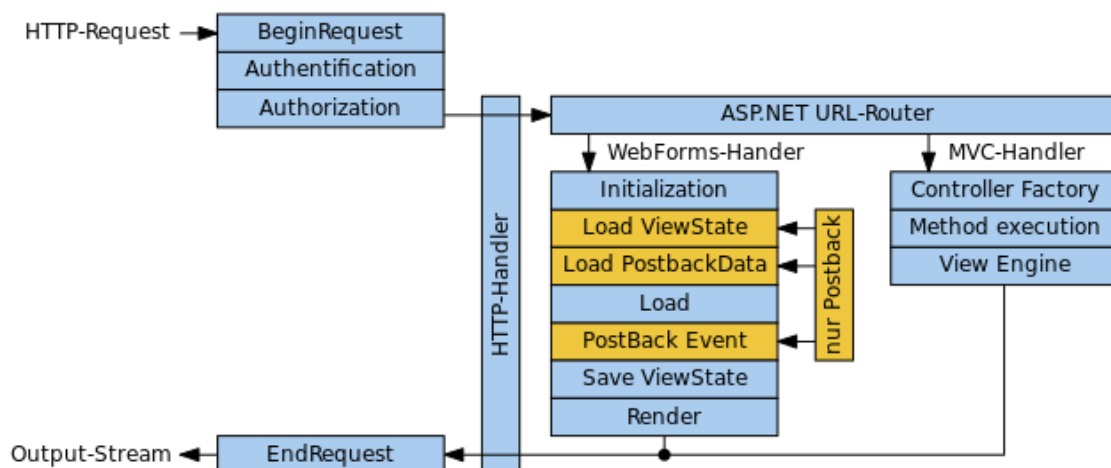


Abbildung 23: Überblick über die Funktionsweise von ASP.NET [16]

4.5.2 Programmiersprache

Als Programmiersprache dient Visual Basic .NET (VB.NET), in der derzeit aktuellsten Version 16.0 von Microsoft, welche für Anwendungen gedacht ist, die auf dem .NET Framework ausgeführt werden. Diese Sprache ist leistungsfähig, typsicher und objektorientiert. Sie baut auf der .NET-Compilerplattform „Roslyn“ auf, die umfassende Codeanalyse-APIs zur Verfügung stellt [17].

Der folgende Quelltext stellt ein einfaches Visual-Basic Programm dar, das die Meldung „Hallo Welt!“ ausgibt.

```
Public Class Program
    Public Shared Sub Main()
        Console.WriteLine("Hallo Welt!")
    End Sub
End Class
```

4.5.3 Datenbank

Als Datenbanksystem wird der Microsoft SQL Server verwendet. Es handelt sich hierbei um ein relationales Datenbankmanagementsystem, das besonders gut mit dem .NET Framework zusammenarbeitet. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit einer völlig kostenlosen Nutzung durch die Verwendung der SQL Server Express Edition. Das dazugehörige ER-Modell (Entity-Relationship-Modell) ist in Abbildung 24 dargestellt.

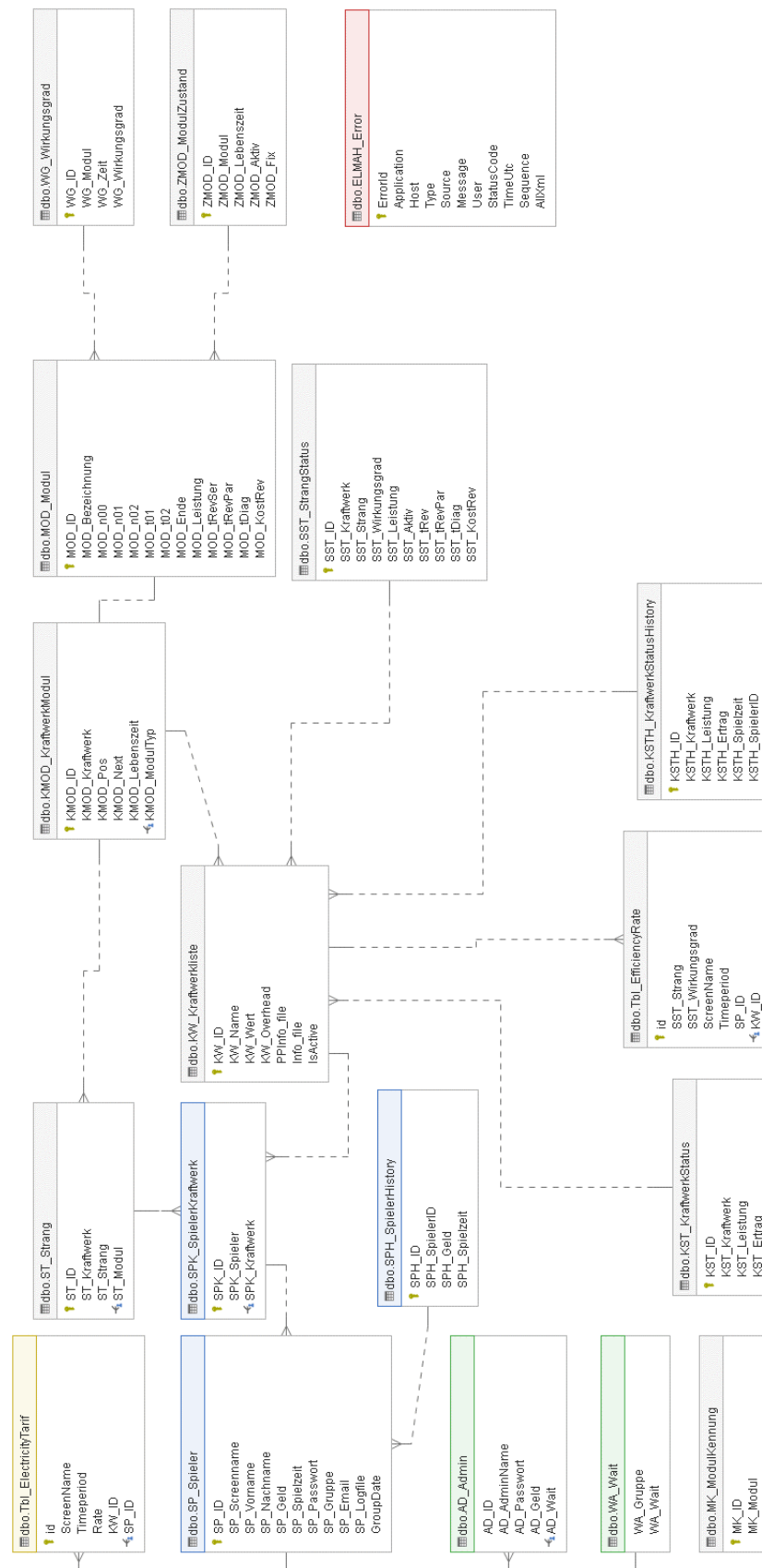


Abbildung 24: Entity-Relationship-Modell der Datenbank

4.5.4 Bereitstellung

Das Simulationsprogramm ist als ASP.NET-Webanwendung auf einem Web Hosting Server der Firma „HostForLIFE“ mit folgenden Eigenschaften installiert und unter <https://hydropps.org> mit jedem aktuellen Browser aufrufbar.

- Windows Server 2016 von Microsoft,
- Internet Information Services (IIS) in der Version 10,
- Microsoft SQL Server 2014,
- ASP.NET 4.8.3761.

Es gilt anzumerken, dass aufgrund besserer Leistungseigenschaften eine Migration der Webanwendung auf Microsoft Azure – Cloud Computing Services angedacht ist.

5 Auswertung und Ergebnisse

5.1 Simulationsrunde 1

Zu Beginn der ersten Simulationsrunde registriert sich der Anwender im Programm und erstellt im Anschluss eines der in der Anwendung hinterlegten Wasserkraftwerke. Alle Spielteilnehmer beginnen gleichzeitig mit der Simulation.

Bei diesem rundenbasierten Planspiel beginnt man in der Zeitperiode 0, was dem Errichten der Wasserkraftanlage gleichkommt. Die Länge einer Spielrunde legt der Administrator fest. Zu Beginn hat sich ein Wert von drei Minuten oder länger als vorteilhaft erwiesen, damit genügend Zeit vorhanden ist, um sich mit den Spielmechaniken und dem Programm vertraut zu machen. Eine Änderung dieser Simulationsrundenzeit ist jederzeit möglich und wird, nachdem sich die Anwender eingewöhnt haben, in der Regel auf zwei Minuten reduziert.

Im Folgenden ist die Auswertung der ersten von zwei Simulationsrunden angeführt, die im Rahmen des Seminars „302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II“ vom 13.05.2019 bis 16.05.2019 am Institut für Energietechnik und Thermodynamik stattgefunden hat. Es wurde dabei eine Zeitperiode von 79 Jahren simuliert. Sieben Seminarteilnehmer absolvierten das Planspiel mit den folgenden virtuellen Kraftwerken:

- KW Edling,
- KW Ferlach,
- KW Rosegg,
- KW Feistritz,
- KW Villach,
- KW Kellerberg,
- KW Annabrücke.

Die Auswertung bzw. die Aufbereitung der Daten wurde nicht vom Administrator am Ende der Simulation durchgeführt, sondern vom Verfasser dieser Arbeit. Das Planspiel zeichnet sämtliche Aktionen der Anwender in einem Log-File auf, das zum Zweck einer nachträglichen Betrachtung und Auswertung dem Simulationsteilnehmer und dem Administrator zur Verfügung steht. Diese Logfiles wurden für die nachfolgenden Ergebnisse in Microsoft Excel aufbereitet und grafisch dargestellt.

5.1.1 Strompreis

Der Strompreis in der ersten Simulationsrunde begann niedrig und endete hoch, dabei reichte er von einem Minimum in Runde 3 von 0,01623 €/kWh bis zu einem Maximum von 0,074541 €/kWh in der Runde 78. Der Strompreisverlauf hat eine steigende Tendenz, was den unerfahrenen Spieler einen erzielbaren Break-Even Point in Aussicht stellt und motivieren soll. Einzelne Einbrüche des Strompreises zwingen den Spielteilnehmer zum Handeln

In Abbildung 25 ist der gesamte Strompreisverlauf der ersten Spielrunde ersichtlich. In den Abbildungen 26 und 27 ist die prozentuale Veränderung des Strompreises dargestellt.

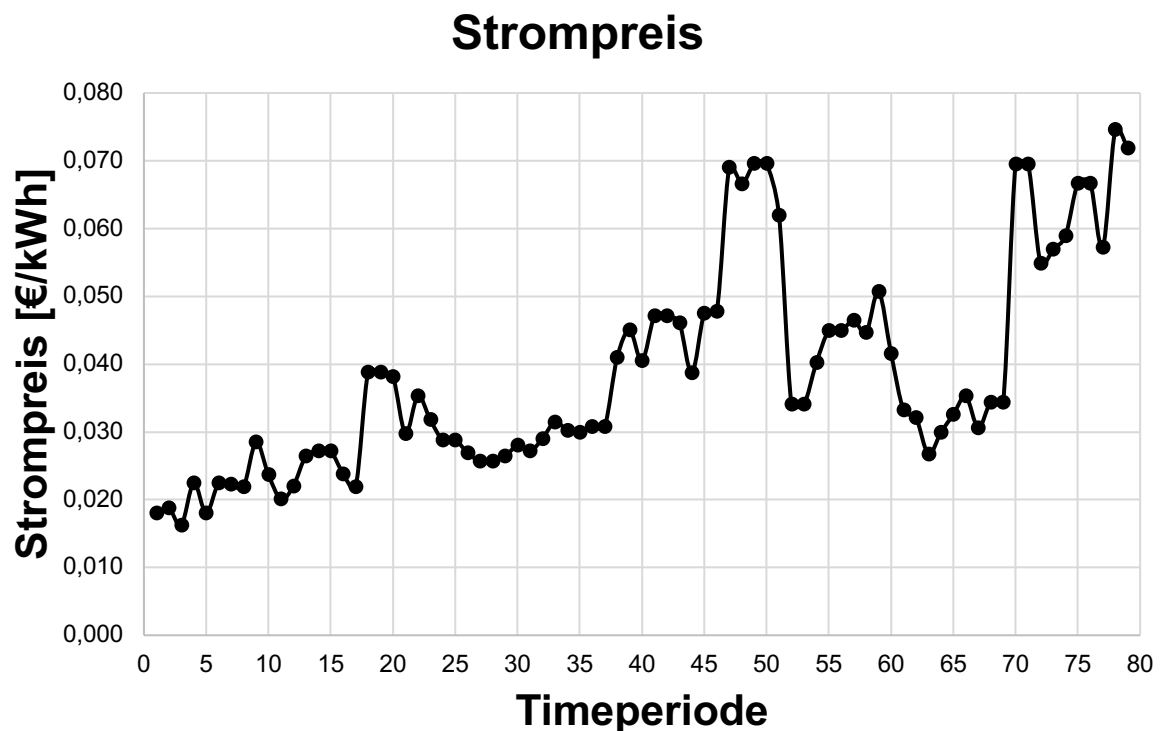


Abbildung 25: Strompreisverlauf der ersten Simulationsrunde

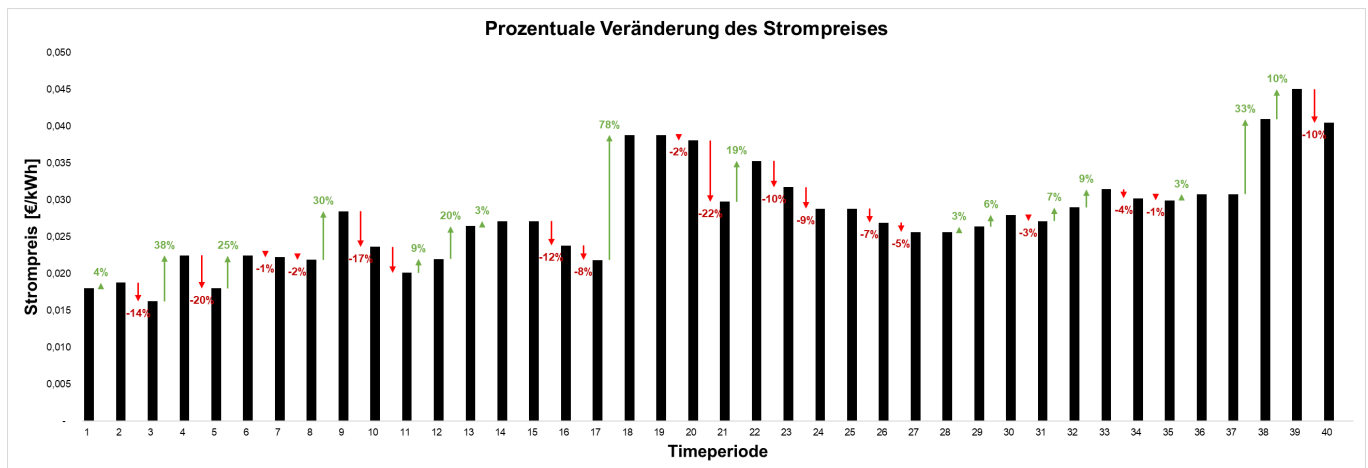


Abbildung 26: Prozentuale Veränderung des Strompreises, 1. Simulationsrunde (Zeitperiode 1 – 40)

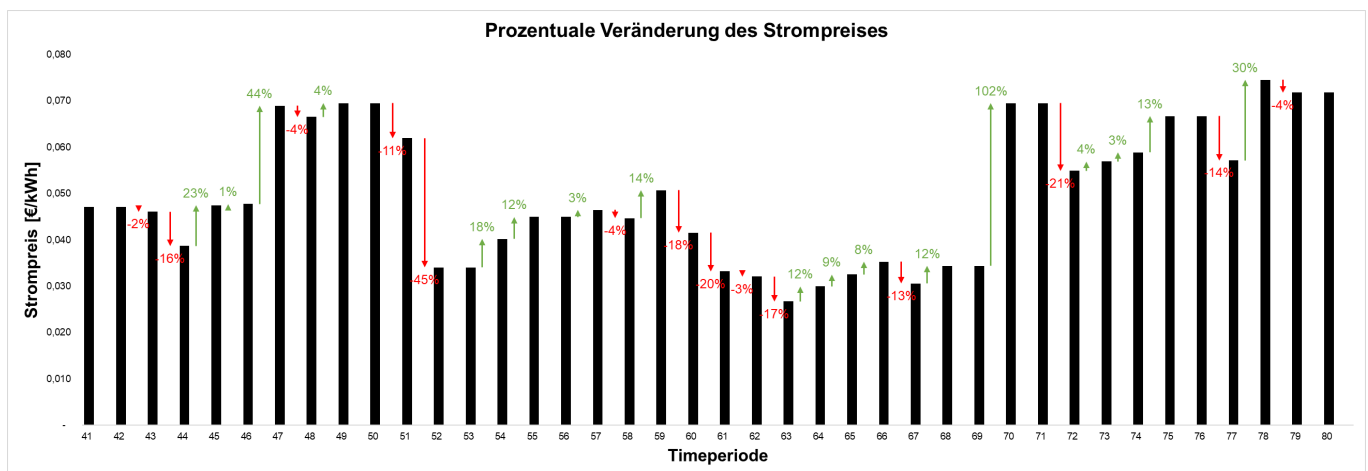


Abbildung 27: Prozentuale Veränderung des Strompreises, 1. Simulationsrunde (Zeitperiode 41 – 80)

5.1.2 Budget absolut

Einen ersten Überblick über den Verlauf des Simulationsspieles erhält man bei der Gegenüberstellung der Budgets am Ende der Simulationsrunde.

Die Aussagekraft dieses Diagramms ist jedoch nicht sehr hoch, da die Kraftwerke unterschiedlich groß sind und somit auch große Unterschiede in der Stromproduktion aufweisen.

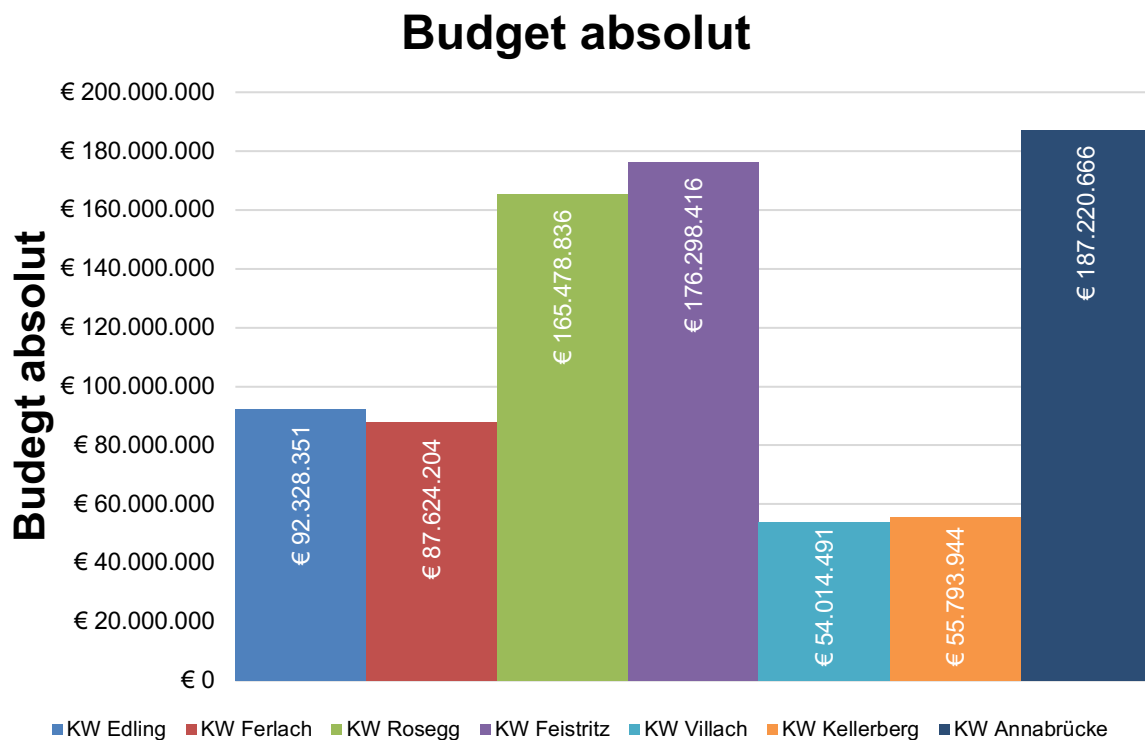


Abbildung 28 Budget absolut der ersten Simulationsrunde

5.1.3 Budget normiert

Einen sehr guten Überblick über die Wirtschaftlichkeit einer Spielstrategie erhalten die Teilnehmer beim Diagramm für das normierte Budget (Abbildung 29). Hier hat man bereits eine sehr gute Darstellung, welche Betreiberstrategie erfolgreich und welche eher suboptimal ist. Beim normierten Budget wird das aktuelle Kapital durch den Investmentwert des Kraftwerkes dividiert, womit alle Kraftwerke bei -1 starten.

Ersichtlich ist auch gleich der Break-Even-Point, also jener Punkt, an dem das normierte Budget zum ersten Mal positiv ist. Dabei schneiden die beiden Betreiber der Kraftwerke Kellerberg und Villach gleich gut ab und erreichen diesen Punkt in der Spielrunde 55. Am schlechtesten zeigt sich hier der Betreiber des Kraftwerkes Ferlach, der den Break-Even-Point erst in Zeitperiode 72 überschreitet.

Generell kann hier gesagt werden, dass eine gute Instandhaltungsstrategie durch ein möglichst frühes Erreichen des Break-Even-Punktes und eine stetig linear steigende Kurve erkennbar wäre. Ebenso ist die Steilheit der Kurven ein guter Anhaltspunkt für einen optimalen Betrieb der simulierten Wasserkraftwerke. Der Gradient der Kurve ist immer positiv, das heißt, dass ein stetiger Kapitalzuwachs generiert wird. Ein waagrechter oder gar negativer Verlauf zeigt an, dass der Spieler mehr Geld ausgegeben hat, als er eingenommen hat, was darauf hindeuten kann, dass er zu viele Module auf einmal getauscht hat oder die Anlage mit einem sehr schlechten Wirkungsgrad betreibt.

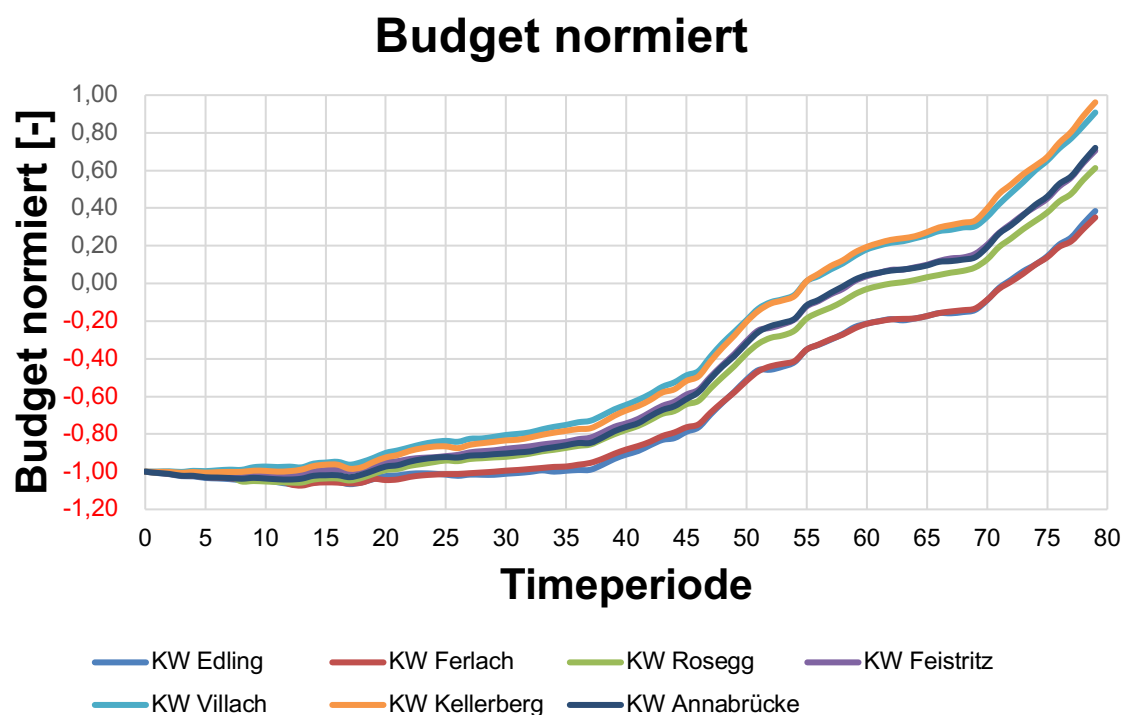


Abbildung 29: Budget normiert der ersten Simulationsrunde

5.1.4 Power Output normiert

Der normierte Power Output erlaubt einen guten Einblick in die Stromerzeugung des jeweiligen Kraftwerkes. Dieser bezieht sich auf den ersten Jahresoutput, da dieser das Maximum der Jahresstromproduktion darstellt. Alle Kraftwerke beginnen mit einem Jahresarbeitswert von 1. Je weiter sich die Kurve gegen 0 bewegt, desto schlechter ist es für einen wirtschaftlich optimierten Betrieb der Wasserkraftanlage. Spitzen, die 0,5 erreichen, zeigen an, dass die Hälfte der stromproduzierenden Leistungsstränge ausgefallen ist. Spitzen bei 0 zeigen einen Komplettausfall der Stromproduktion (siehe Abbildung 30).

Wie auch beim normierten Budget, zeigt sich eine vergleichsweise optimale Spielstrategie durch die Kraftwerke Kellerberg und Villach, die stets eine hohe Stromerzeugung aufweisen. Ferlach und Rosegg kämpfen in frühen Simulationsjahren mit Produktionsausfällen, die zu einem nicht mehr einholbaren Rückstand führen.

Generell ist eine gleichmäßig flache Kurve bei einem sehr hohen Outputwert erstrebenswert, da damit auch ein steigender Gradient im Budget erzeugt wird.

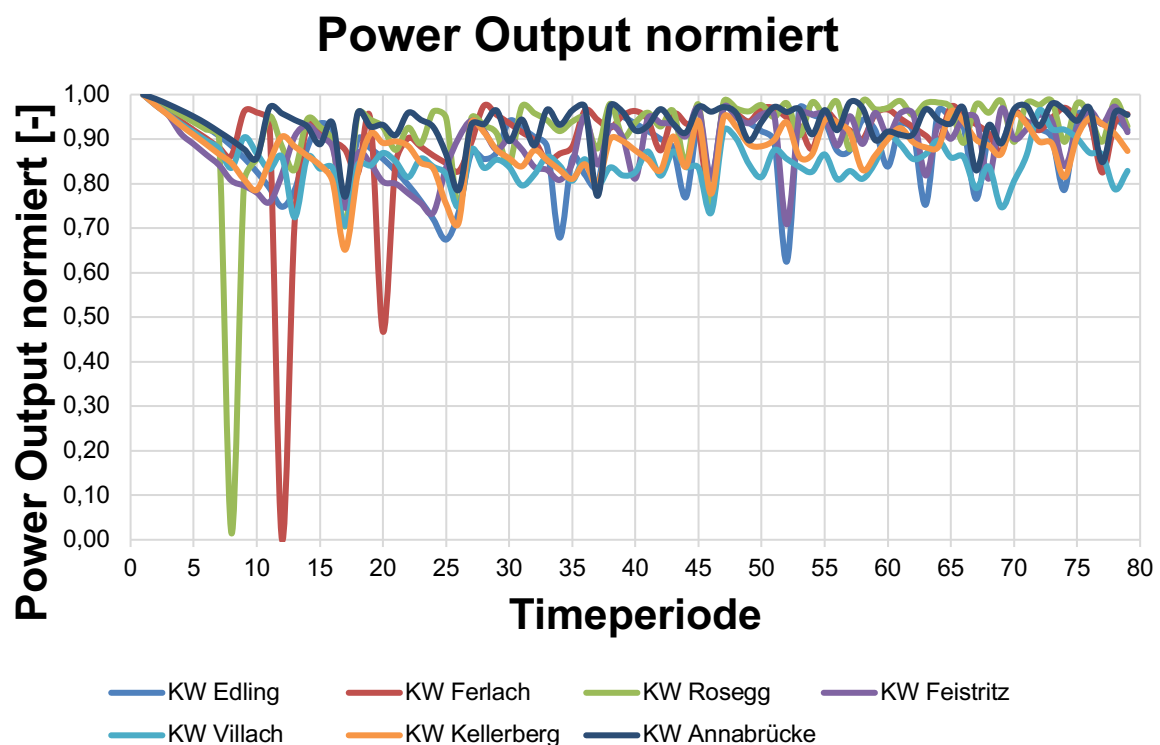


Abbildung 30: Power Output normiert der ersten Simulationsrunde

5.1.5 Earnings/Power normiert

Die zu erzielenden Einkünfte hängen von den Faktoren Strompreis, Overheadkosten und der produzierten Leistungsmenge ab. Das heißt, je höher der Wirkungsgrad der Leistungsstränge des Kraftwerkes ist, desto höher ist auch die produzierte Leistungsmenge.

Bei „Earnings/Power normiert“ werden die Einkünfte pro Jahr auf die erzeugte Leistungsmenge pro Jahr bezogen. Man erhält somit die Einkünfte pro erzeugter Leistungseinheit.

Vergleicht man Abbildung 31 mit Abbildung 25, so sieht man eine Korrelation der beiden Diagramme für den Strompreisverlauf und für die „Earnings/Power normiert“.

Der wesentliche Punkt dieser Grafik besteht jedoch in einer Darstellung, wie viel man pro erzeugter Kilowattstunde gewinnt oder verliert. Der Wert sollte optimalerweise immer über 0 liegen, sonst würde man zu jeder erzeugten Kilowattstunde dazuzahlen, um diese zu verkaufen.

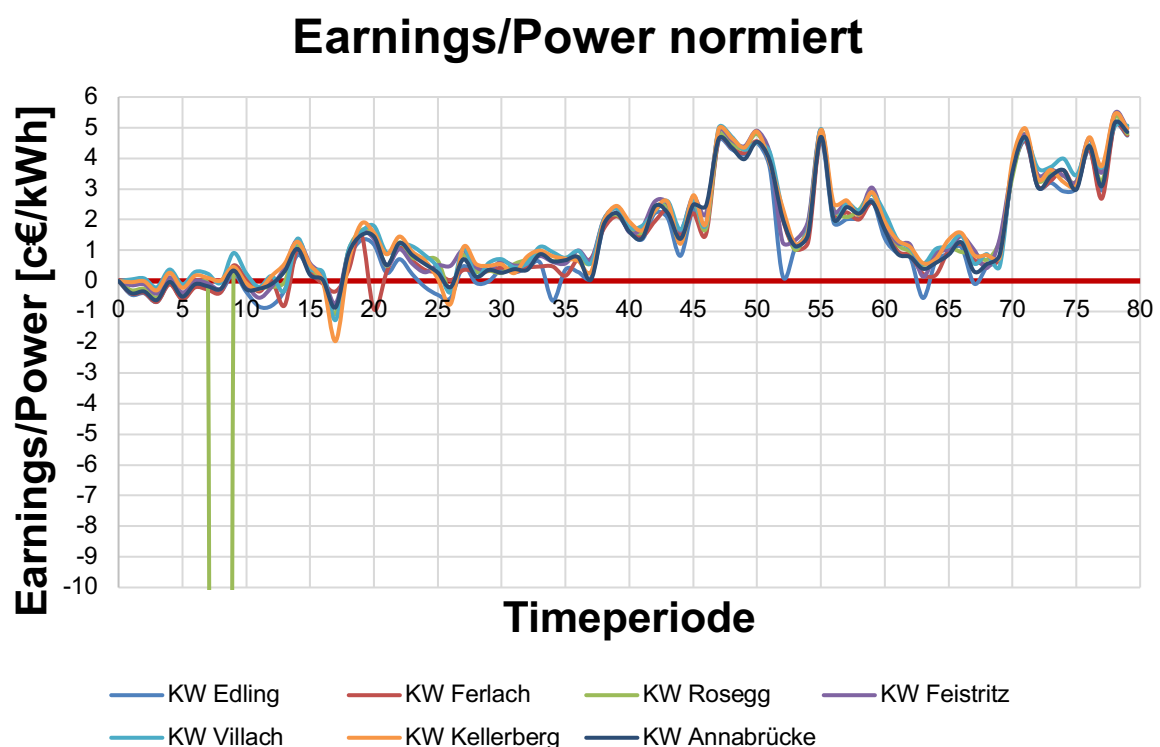


Abbildung 31: Earnings/Power normiert der ersten Simulationsrunde

5.1.6 Wirkungsgradverlauf

Der Gesamtwirkungsgrad eines simulierten Kraftwerkes wird über das arithmetische Mittel der wirkungsgradbehafteten Leistungsstränge errechnet. Der Wirkungsgradverlauf zeigt gut die angewandte Instandhaltungsstrategie und vor allem die Zeitpunkte, in denen Revitalisierungsmaßnahmen gesetzt wurden.

Als Empfehlung kann man erwähnen, dass es von Vorteil ist, den Wirkungsgrad konstant hochzuhalten, und größere Spitzen nach unten zu vermeiden sind. Ein Wirkungsgradverlust von 25 – 30 % macht jede relative Strompreissteigerung zunichte.

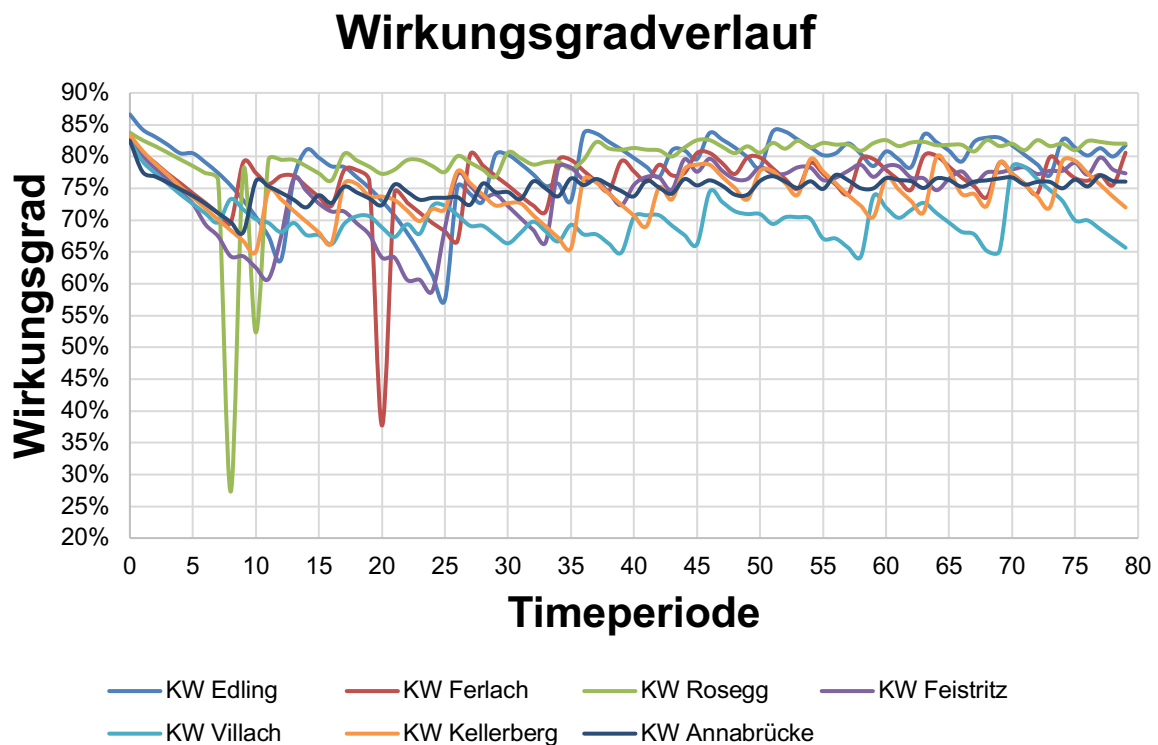


Abbildung 32: Wirkungsgradverlauf der ersten Simulationsrunde

5.1.7 Zusammenfassung der ersten Simulationsrunde

In der ersten Simulationsrunde werden die Anwender, nach einer Einweisung, mehr oder weniger ins kalte Wasser gestoßen. Dies beeinflusst den Lerneffekt positiv. Durch das spielerische Element der Simulation und des Konkurrenzgedankens innerhalb der Gruppe finden sich die Teilnehmer schnell in der Rolle eines Kraftwerksbetreibers zurecht und entwickeln teils sehr gute Betreiber- und Instandhaltungsstrategien innerhalb kürzester Zeit.

Die abschließende Gruppenauswertung durch den Administrator, die eine Interpretation und Diskussion der oben dargestellten Diagramme beinhaltet, zeigt die individuellen Schwächen einer angewandten Spielstrategie und beim Decision-Making-Process, da man hier den direkten Vergleich durch die normierten Werte zu den Vorgehensweisen der Mitspieler hat.

5.2 Simulationsrunde 2

Die zweite Simulationsrunde verläuft analog zu der ersten. Die Spieler „verkaufen“ die Kraftwerke der ersten Spielrunde und kaufen sich neue Anlagen.

Der Simulationsstart ist wieder in Runde null. Es gibt jedoch Änderungen in Form geänderter Strompreise (siehe Abbildung 33) und durch aktives Eingreifen des Administrators in das Spielgeschehen. Dieser verursacht ungeplante Ausfälle von Modulen und manipuliert das Budget der Kraftwerke.

Auf eine weitere Ausführung der zweiten Simulationsrunde wird verzichtet, da sie für diese Arbeit keinen Mehrwert bringt.

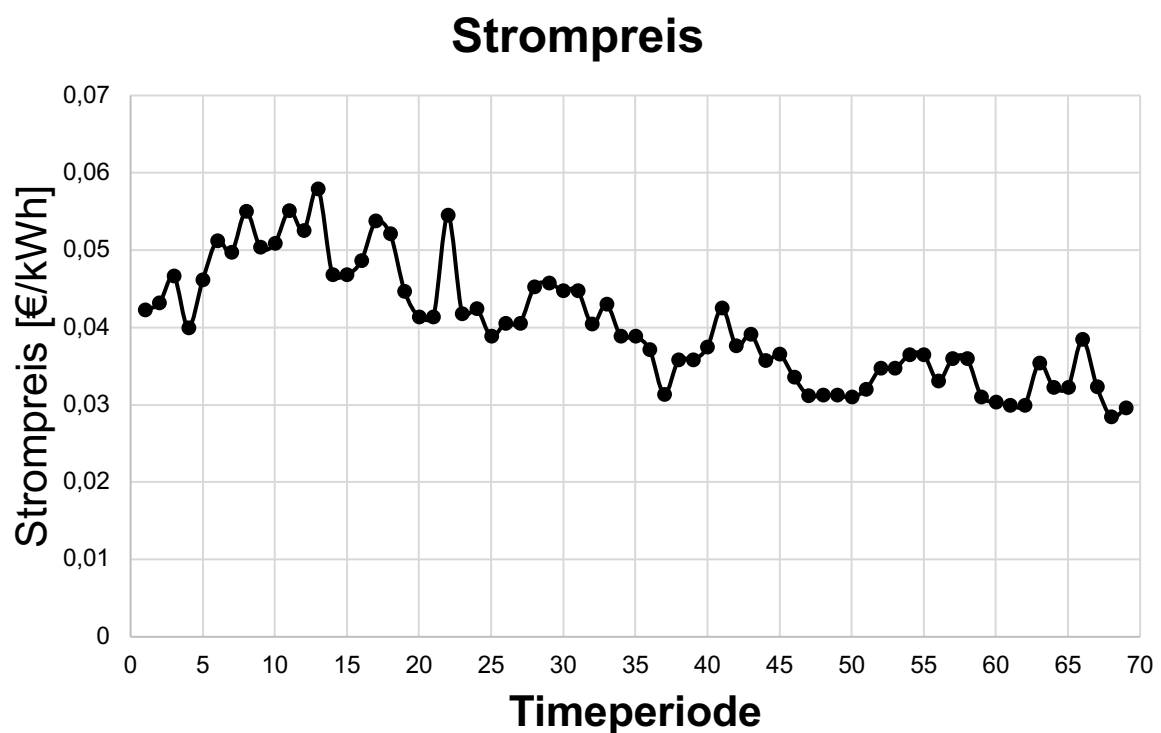


Abbildung 33: Strompreisverlauf der zweiten Simulationsrunde

5.3 Lerneffekt von Runde 1 zu Runde 2

Um den Lerneffekt von der Simulationsrunde 1 zur Simulationsrunde 2 zu veranschaulichen, folgt eine Auswertung eines einzelnen Spielteilnehmers, der im Zeitraum vom 13.05.2019 bis 16.05.2019 am Seminar „302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II“ am Institut für Energietechnik und Thermodynamik teilgenommen hat.

In der ersten Simulationsrunde verwendete dieser Teilnehmer das Draukraftwerk Edling und in der zweiten Planspielrunde das nepalische Flusskraftwerk Marsyangdi.

Die Auswertung bzw. die Aufbereitung der Daten wurde, wie in Kapitel 5.1, nicht vom Administrator am Ende der Simulation durchgeführt, sondern vom Verfasser dieser Arbeit.

5.3.1 Strompreis

Die beiden unterschiedlichen Strompreisverläufe von Runde 1 und Runde 2 sind in Abbildung 34 ersichtlich und unterscheiden sich in ihren Verläufen stark.

Während der Strompreisverlauf von Runde 1 niedrig beginnt und über einen längeren Zeitraum auch niedrig, bis auf Strompreisspitzen in manchen Jahren, bleibt, beginnt der Strompreisverlauf der 2. Spielrunde höher und fällt langsam ab.

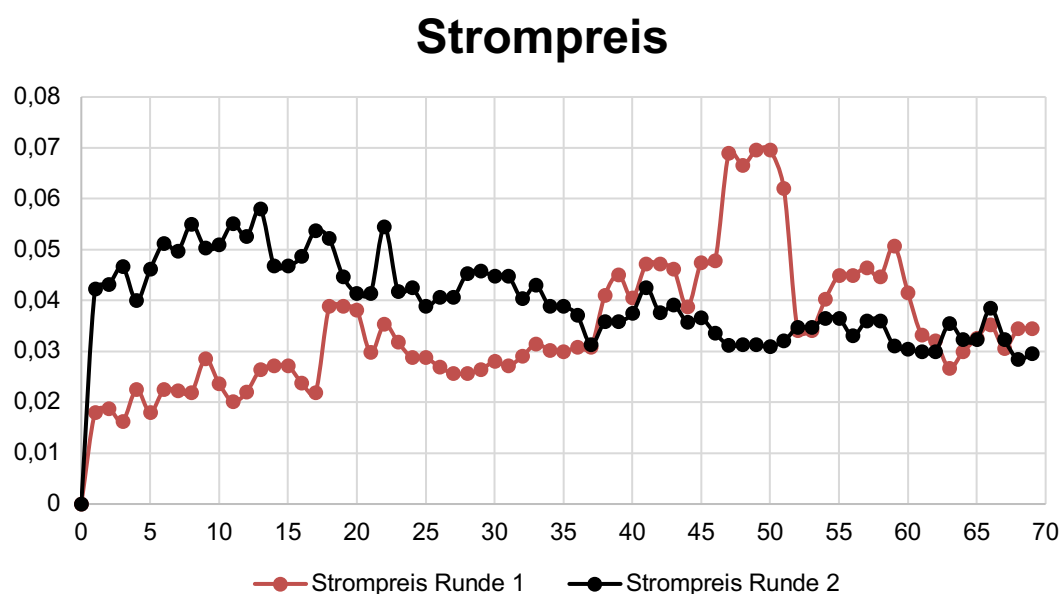


Abbildung 34: Strompreisverlauf von Runde 1 und Runde 2

5.3.2 Budget normiert und Wirkungsgradverlauf

Der Lerneffekt lässt sich in Abbildung 35 gut beobachten. Während der Spieler in Runde 1 den Break-Even-Point, trotz steigender Tendenz des Strompreisverlaufes erst in der Zeitperiode 71 (vgl. Abbildung 28) erreichen würde, gelingt ihm dies dank einer anscheinend besseren Instandhaltungsstrategie in der zweiten Spielrunde bereits in der Zeitperiode 15, obwohl hier der Strompreisverlauf konstant fällt.

Vergleicht man dazu den Wirkungsgradverlauf in Abbildung 36, zeigt sich auch das entsprechende Spielverhalten. In Runde 1, die intuitiv ist und dadurch die angewandte Strategie noch nicht optimal ist, gab es teils hohe Wirkungsgradverluste. In den Jahren 12 und 25 fanden teils sehr große Revisionen statt, die für das Budget nicht förderlich waren. Der Spieler hat dies bemerkt, daraus gelernt und führte danach in der ersten Simulationsrunde nur mehr kleinere Revisionen durch.

Bei der zweiten Simulationsrunde hat der Teilnehmer versucht, den Wirkungsgrad stets hochzuhalten, um somit die Stromproduktion zu maximieren und dementsprechend hohen Gewinn daraus zu erzielen. Um dies zu erreichen, musste er jedoch öfters Module tauschen. In der ersten Simulationsrunde wurden insgesamt 41 Module getauscht, in der zweiten Runde 113 Module.

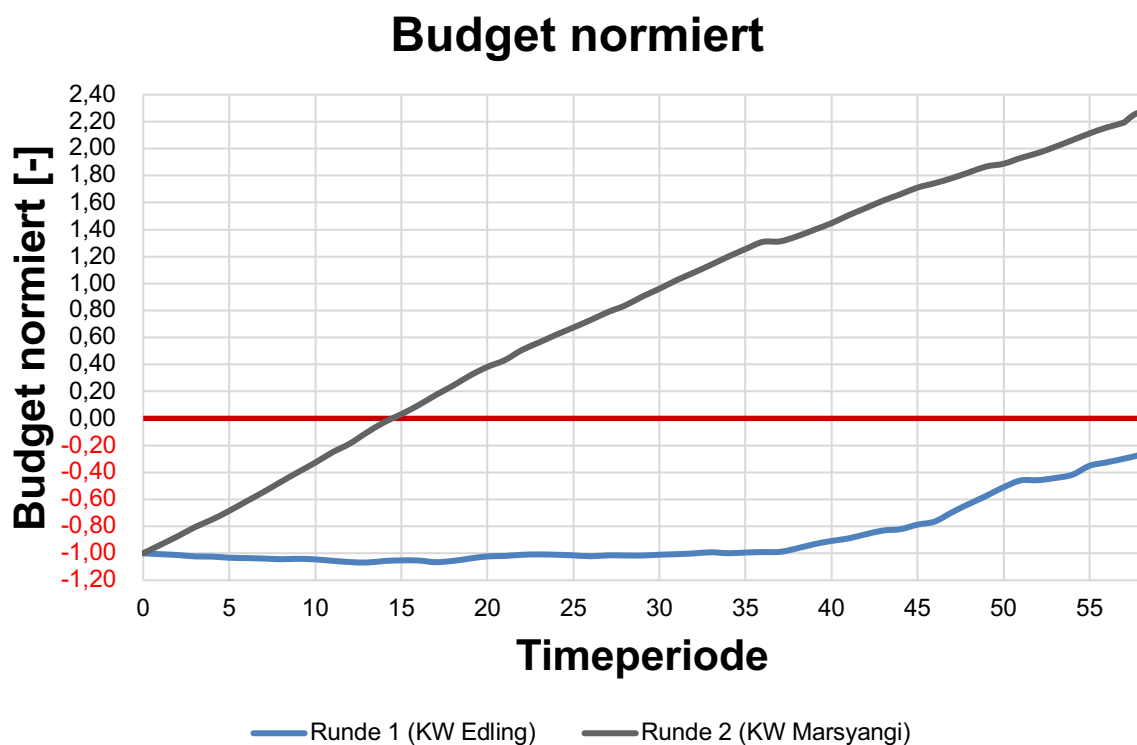


Abbildung 35: Budget normiert von Runde 1 und Runde 2

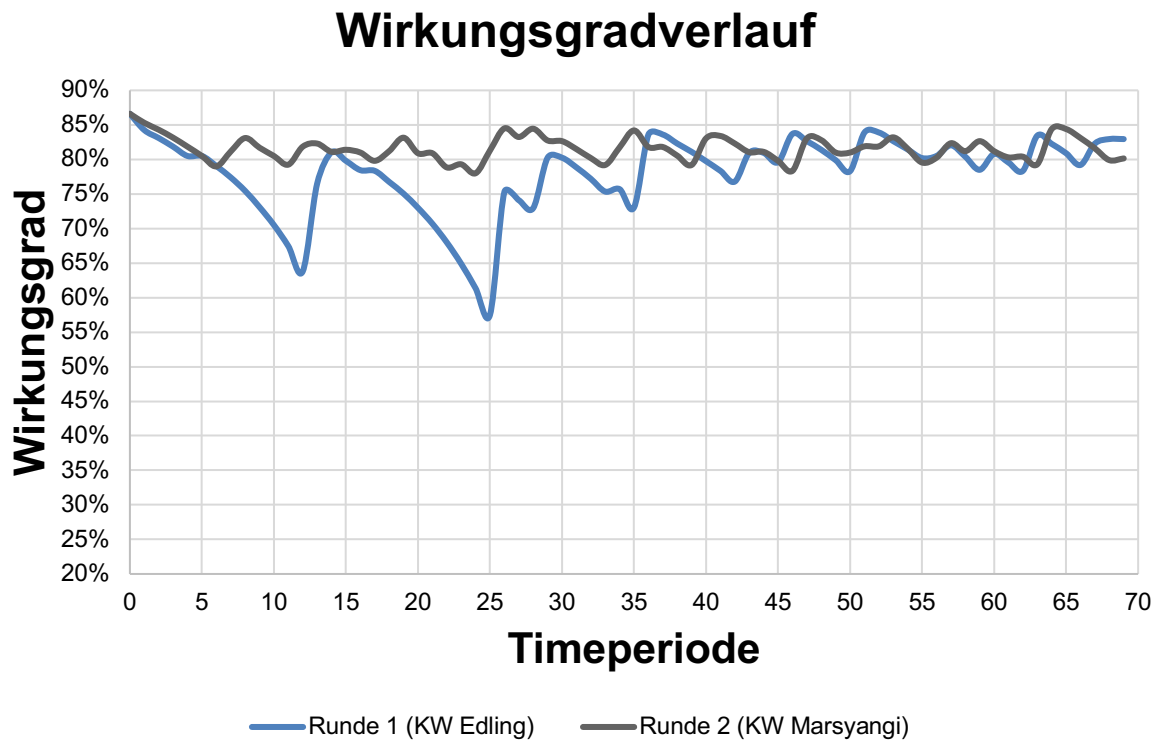


Abbildung 36: Wirkungsgradverlauf von Runde 1 und Runde 2

5.3.3 Zusammenfassung

Betrachtet man die beiden Diagramme in Abbildung 35 und Abbildung 36, kann man den erzielten Lerneffekt zwischen der ersten und der zweiten Simulationsrunde gut veranschaulichen. Obwohl es in der 2. Runde Eingriffe des Spielleiters in Form von Modulausfällen und Beeinflussungen beim Budget gibt, die das Simulationsgeschehen erschweren, gelingt es dem Anwender erfolgreich Lehren aus der ersten Spielrunde zu ziehen und diese ideal auf die zweite Runde anzuwenden.

Besonders hat der Teilnehmer darauf geachtet, öfters Teile zu tauschen, um so den Wirkungsgrad konstant hochzuhalten. Dieser war stets im Bereich um die 80 % oder höher. Das um 275,6 % häufigere Tauschen der Module in der zweiten Spielrunde garantierte einen wirtschaftlich besseren Betrieb der Wasserkraftanlage als in der ersten Simulationsrunde.

5.4 Auswertung Kraftwerk Villach mit drei unterschiedlichen Spielstrategien

Eine weitere sehr interessante Möglichkeit des Planspiels besteht darin, ein und dasselbe Kraftwerk mit den gleichen Ausgangsbedingungen durch mehrere Anwender zu simulieren.

Dies liefert eine exakte Vergleichsmöglichkeit über die angewandten Instandhaltungsstrategien.

Im Folgenden ist die Auswertung der ersten Simulationsrunde angeführt, die im Rahmen des Seminars „302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II“ am Institut für Energietechnik und Thermodynamik, zu folgenden Terminen stattgefunden hat.

- 27.05.2019 = KW Villach#1
- 13.05.2019 = KW Villach#2
- 28.05.2018 = KW Villach#3

Es wurden dabei eine Zeitperiode von 70 Jahren bei drei Seminarteilnehmern, simuliert, ausgewertet und verglichen. Die dabei verwendete Anlage war das Kraftwerk Villach.

Die Auswertung bzw. die Aufbereitung der Daten wurde, wie in Kapitel 5.1, nicht vom Administrator am Ende der Simulation durchgeführt, sondern vom Verfasser dieser Arbeit.

5.4.1 Strompreis

Der Strompreis bei dieser Auswertung reichte, wie in Kapitel 5.1.1, von einem Minimum in Runde 3 von 0,01623 €/kWh bis zu einem Maximum von 0,0069519 €/kWh in der Runde 70.

In Abbildung 37 ist der gesamte Strompreisverlauf ersichtlich.

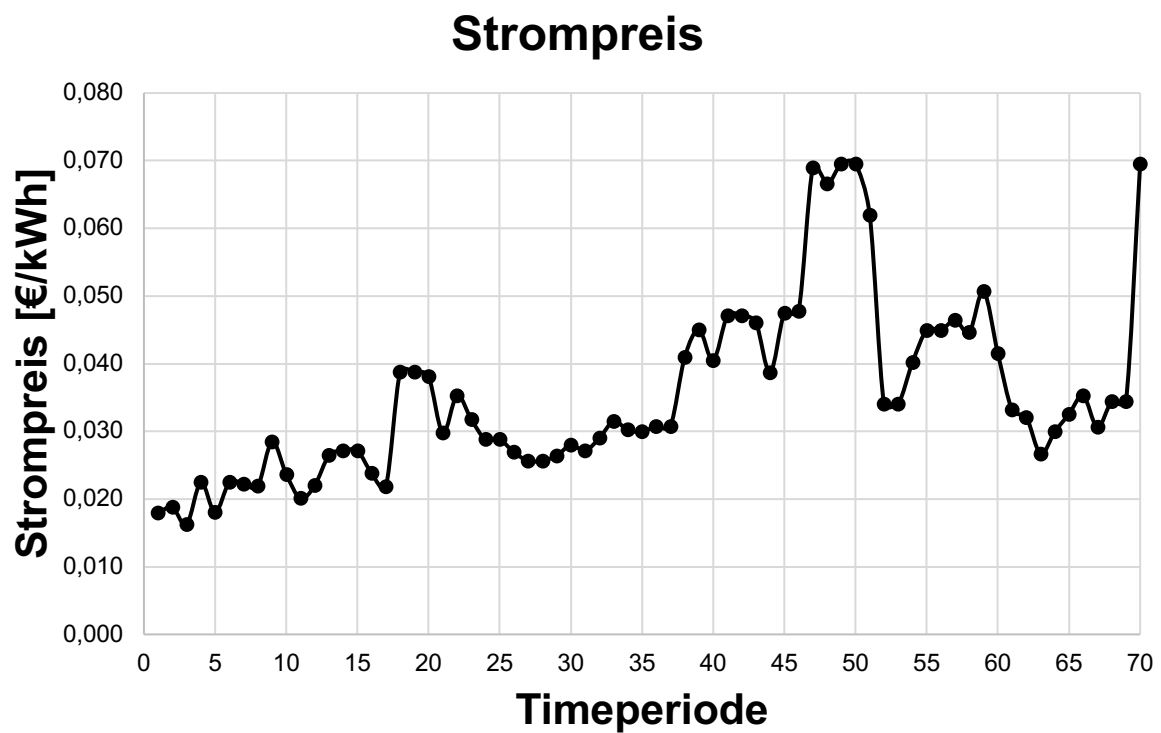


Abbildung 37: Gemeinsamer Strompreisverlauf

5.4.2 Budget absolut

Durch die gleichen Grundvoraussetzungen beim simulierten Kraftwerk kann man in Abbildung 38 erkennen, wer die beste Spielstrategie und den besten Entscheidungsprozess angewandt hat.

Der Betreiber von Villach#3 hat um € 8.787.669 mehr im selben Zeitraum erwirtschaftet als der Betreiber von Villach#1. Das verdeutlicht, welchen großen Einfluss die angewandte Instandhaltungsstrategie und der Zeitpunkt der Anwendung dieser haben.

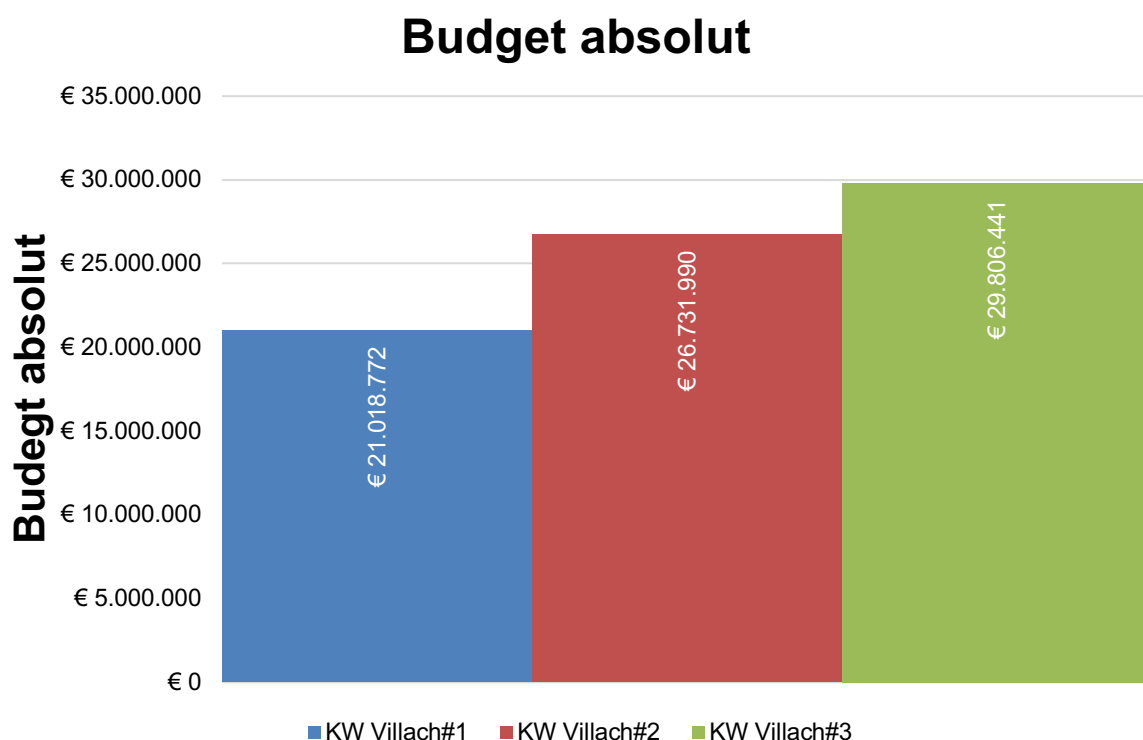


Abbildung 38: Budget absolut

5.4.3 Budget normiert

Beim normierten Budget kann man gut erkennen, dass in der Spielrunde 17 Veränderungen in der Strategie der jeweiligen Betreiber auftreten. Ab dem Jahr 46 fällt Villach#1 weiter zurück, was man gut in der Abflachung der blauen Kurve in Abbildung 39 erkennen kann.

Villach#2 verschenkt den Sieg erst am Ende der Simulation um das Jahr 55. Hier wurden im Leistungsstrang 1 die Module Leitapparat, Laufrad und Transformator getauscht und im Leistungsstrang 2 die Module Laufradwelle, Laufrad und Transformator. Diese enormen Investitionskosten und Stillstandszeiten sind dafür verantwortlich, dass es letztendlich nur für Platz 2 gereicht hat.

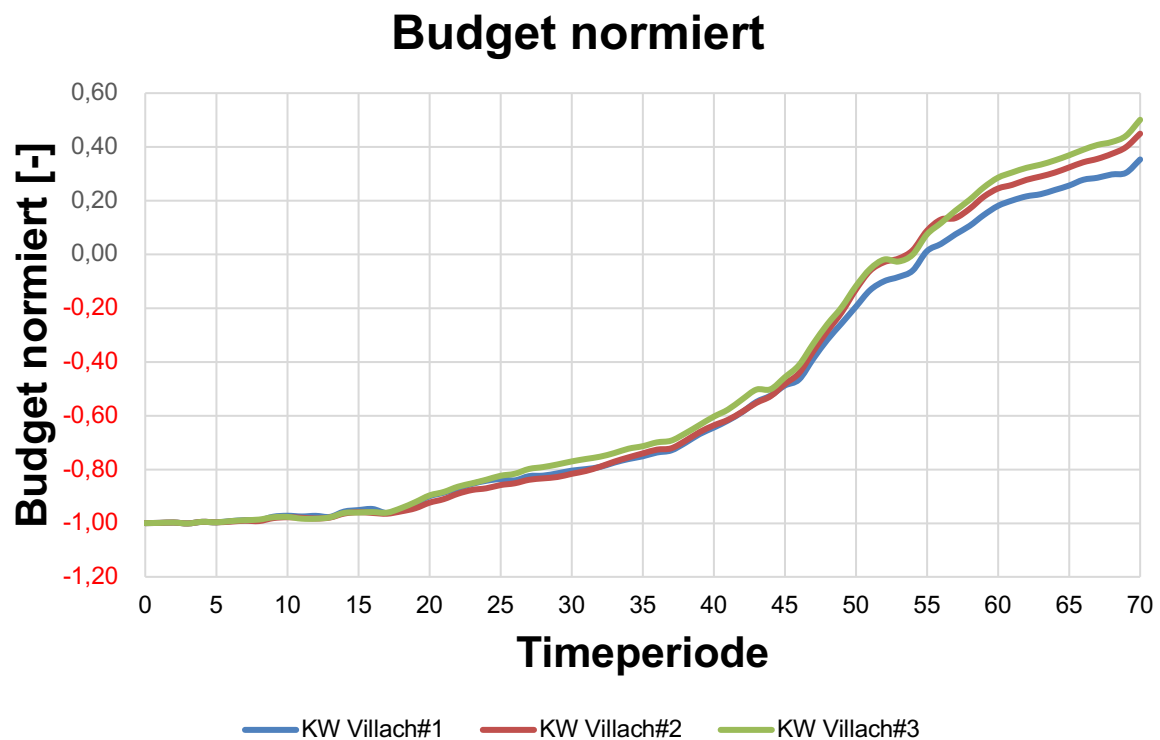


Abbildung 39: Budget normiert

5.4.4 Power Output normiert

Trotz der teilweise großen Ausfälle in der Stromproduktion von Kraftwerk Villach#3 in der 44 und 53 Spielrunde bzw. von Kraftwerk Villach#2 in der 57 Runde liegen diese beiden Anlagen teils weit vor Villach#1 beim Budget, was sich dadurch erklären lässt, indem man den Strompreisverlauf (Abbildung 37) betrachtet und feststellt, dass diese Ausfälle zu Zeitpunkten geschahen, als der Strompreis relativ niedrig war und die anschließende Revitalisierung und die damit verbundene Steigerung des Wirkungsgrades den Zeitpunkt eines anschließenden hohen Strompreises voll ausnutzen konnte.

Villach#2 hat mit der Strategie der Großrevisionen alle paar Jahrzehnte nicht den gewünschten Erfolg. Hier haben Villach#1 und Villach#3 die bessere Strategie gegenüber Villach#2.

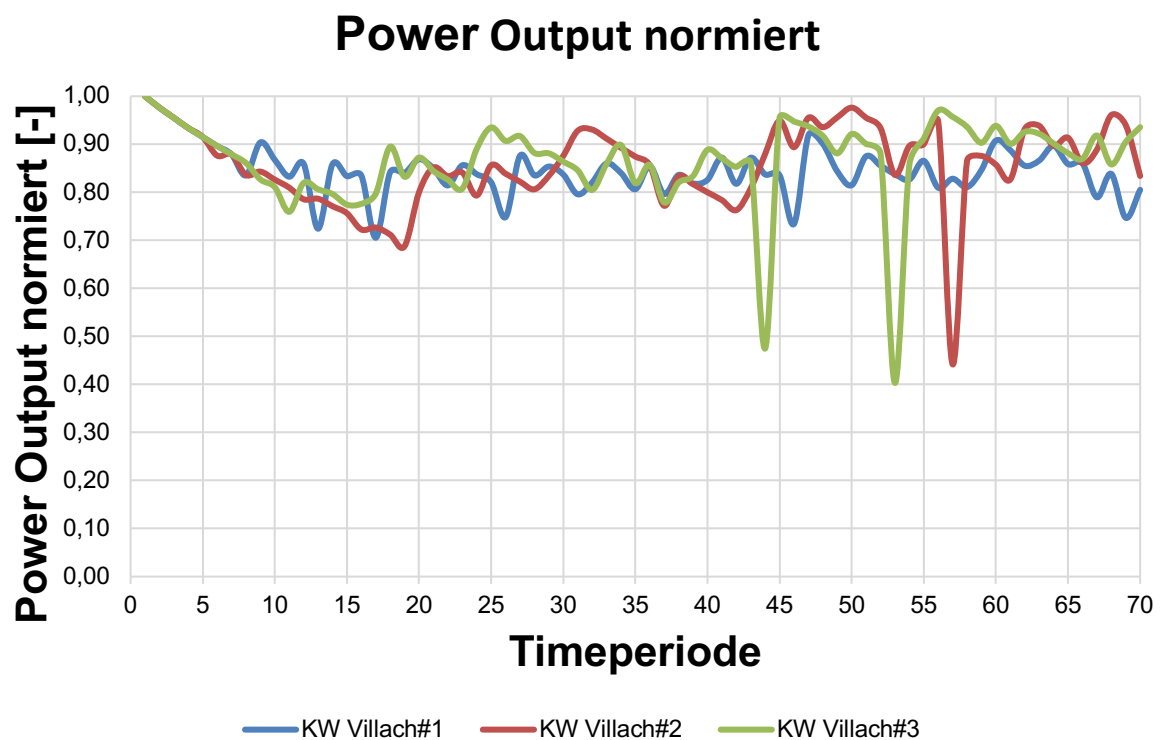


Abbildung 40: Power Output normiert

5.4.5 Earnings/Power normiert

Bei Villach#1 lassen sich die Probleme mit der selbst entwickelten Instandhaltungsstrategie gut veranschaulichen.

Zu den Ereignissen in Runde 17 und in Runde 26, bei denen die Kurve ins Negative fällt, kommen im weiteren Verlauf Einbußen in den Runden 46 und 51. Die ersten beiden negativen Ereignisse spielen für den Verlauf des Budgets eine nicht tragende Rolle, da diese bei eher niedrigen Strompreisen (siehe Abbildung 37) stattgefunden haben. Jedoch sind Runde 46 und 51 die Knackpunkte. Hier sind Einbrüche in Runden mit hohem Strompreis vorhanden. Diesen hohen Strompreis nutzen die Betreiber von Villach#2 und Villach#3 komplett aus und setzten sich dadurch deutlich von Villach#1 ab.

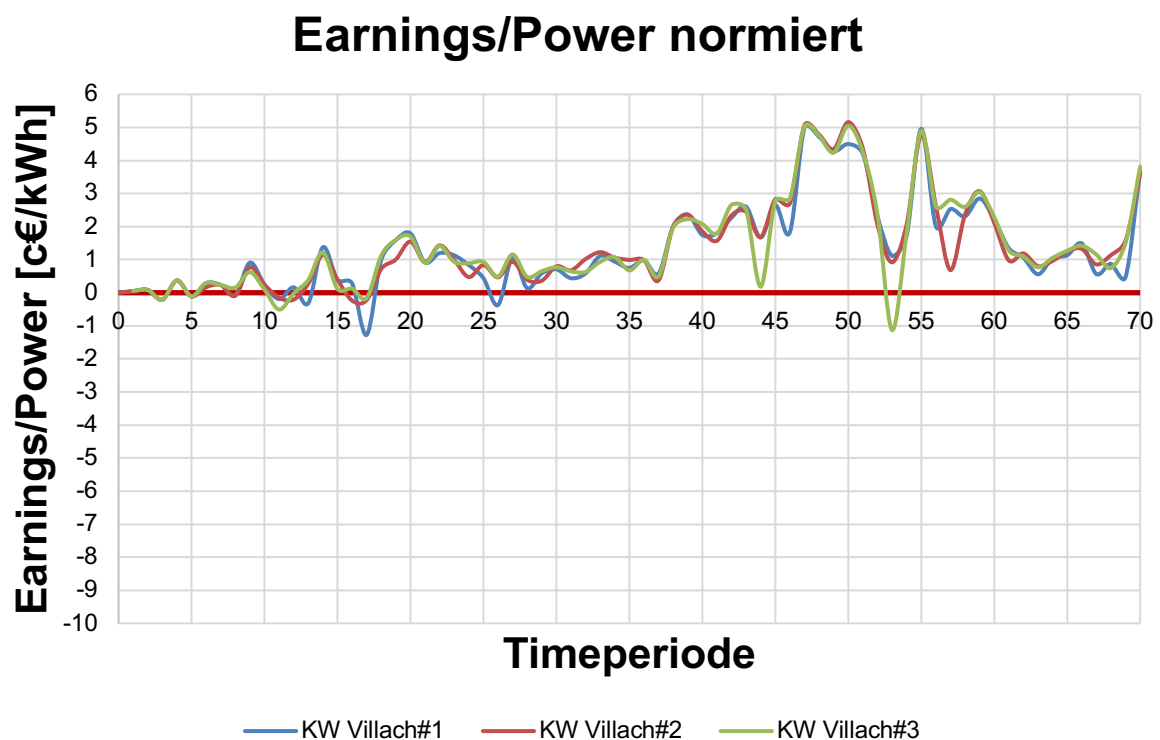


Abbildung 41: Earnings/Power normiert

5.4.6 Wirkungsgradverlauf

Obwohl Villach#1 versucht, von Beginn an den Wirkungsgrad hochzuhalten und früh Maßnahmen zu setzen, zeigt sich über das Budget, dass die gesetzten Handlungen anscheinend zu einem nicht für das wirtschaftliche Betreiben der Wasserkraftanlage optimalen Zeitpunkt durchgeführt wurden. Der Teilnehmer änderte auch die Spielstrategie von Villach#1. Ab dem Jahr 45 wurden die Wartungsintervalle länger, was sich negativ auf das Budget auswirkte.

Villach#3 machte im Unterschied zu Villach#1 eine gegenteilige Strategie. Zu Beginn, wo der Strompreis niedrig war, wurden größere Revisionen in größeren Abständen durchgeführt. Am Schluss, wo der Strompreis hoch ist, wurde versucht, den Wirkungsgrad hochzuhalten.

Dies war auf jeden Fall die bessere Strategie. Niedrige Strompreise gut zu überstehen und bei hohen Preisen die Stromproduktion über einen stetig hohen Wirkungsgrad hochzuhalten.

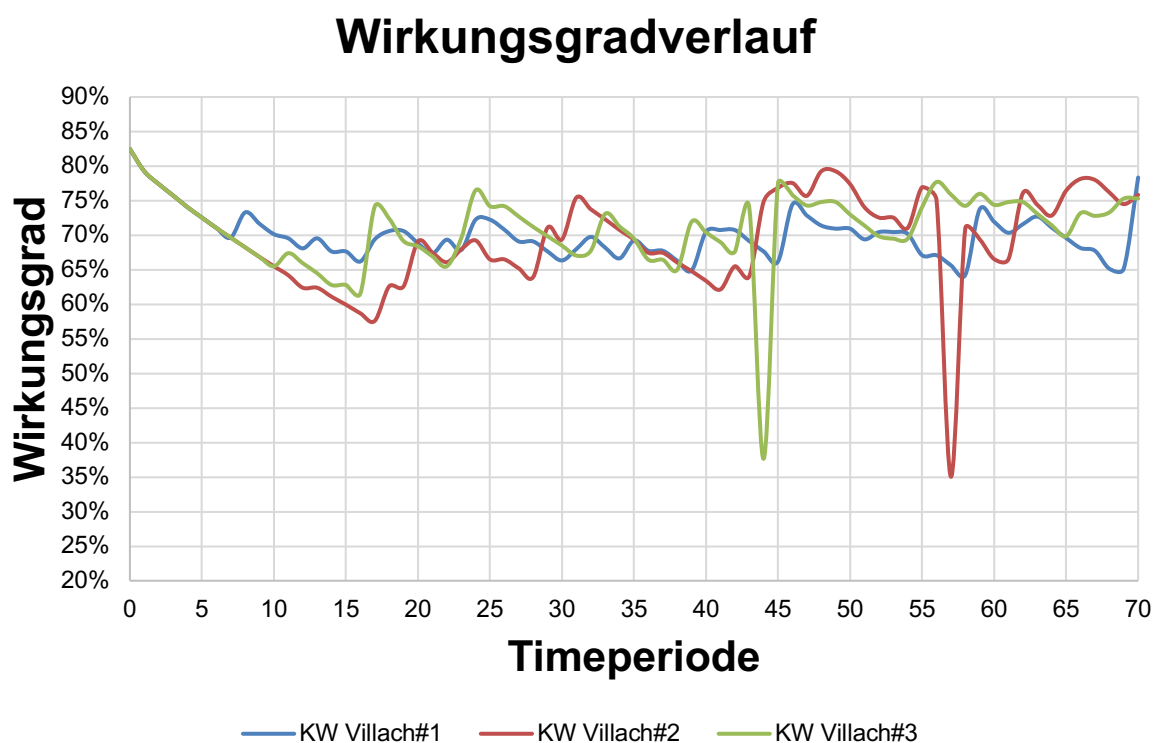


Abbildung 42: Wirkungsgradverlauf

5.4.7 Zusammenfassung

Die Simulation eines Kraftwerkes, welches von verschiedenen Anwendern unter den gleichen Grundvoraussetzungen durchgeführt wurde, ist ein wichtiges Werkzeug, um die Betriebsstrategie und Entscheidungsfindung einzelner Teilnehmer exakt veranschaulichen zu können.

Die Resultate spiegeln zu 100 % die Entscheidungen der Anwender wider. Ausflüchte auf unterschiedliche Kraftwerkseigenschaften lassen sich somit komplett ausschließen.

Villach#1 hält den Wirkungsgrad anfangs hoch, gibt diese Strategie jedoch im Jahr 45 auf und setzt ab diesem Zeitpunkt auf längere Intervalle bei den Revisionen. Diese Entscheidung wirkt sich negativ auf das Budget aus, da gegen Ende der Simulationsrunde die Strompreise hoch sind und ein stetig hoher Wirkungsgrad hier von großem Vorteil für die Stromproduktion wäre.

Villach#2 verfolgt eine Strategie mit Großrevisionen alle paar Jahrzehnte. Der Sieg wurde erst gegen Ende der Simulation im Jahr 55 verspielt, als hohe Investitionskosten und Stillstandszeiten bei einem hohen Strompreis den Betreiber von Villach#2 gegenüber Villach#3 zurückwerfen.

Villach#3 geht bei der Strategie den gegenteiligen Weg verglichen mit Villach#1. Am Anfang, wo der Strompreis niedrig ist, werden größere Revisionen in größeren Abständen durchgeführt. Am Schluss, wo der Strompreis hoch ist, wird versucht, den Wirkungsgrad hochzuhalten. Diese Strategie bringt letztendlich den Sieg vor Villach#2 und Villach#3

6 Zusammenfassung und Ausblick

6.1 Zusammenfassung

Die Instandhaltung von Wasserkraftanlagen bzw. von Komponenten eines Wasserkraftwerkes ist zeit- und kostenintensiv und erfordert mitunter eine betriebswirtschaftlich optimierte Instandhaltungsstrategie, um im hochkompetitiven österreichischen Strommarkt gewinnbringend zu agieren.

Um diese Instandhaltungsstrategien zu erlernen bzw. Erfahrungen damit zu sammeln, wurde ein Simulationsprogramm entwickelt, das es erlaubt virtuelle Kraftwerke in einer spielerischen Webumgebung zu betreiben.

Die virtuellen Kraftwerke sind Abbildungen von realen Wasserkraftanlagen, die durch Abstrahierung und Modellbildung in eine digitale Form überführt wurden, damit diese im Planspiel von Anwendern simuliert werden können. Es ist möglich jede Art von Wasserkraftanlagen ohne Einschränkungen zu digitalisieren und zu simulieren. Die so erzeugten virtuellen Kraftwerke entsprechen weitestgehend ihren realen Vorbildern.

In der Regel wird das Simulationsspiel in einer Gruppe von mehreren Teilnehmern und einem Administrator durchgeführt, wobei es verschiedene Aufgabenbereiche gibt. Der Administrator erstellt die digitalen Wasserkraftanlagen, ist Spielleiter und die Strombörse. Die Teilnehmer agieren als Betreiber, der im Planspiel erstandenen Anlage und versuchen durch eine optimale Instandhaltungsstrategie, ihr Kraftwerk betriebswirtschaftlich bestmöglich zu betreiben.

Das Planspiel ist als Webapplikation entworfen worden und steht weltweit über die Eingabe von <https://hydropps.org> in einem aktuellen Browser zur Verfügung.

Die abstrahierten Wasserkraftwerke sind dabei in einer SQL Datenbank hinterlegt.

Es konnte gezeigt werden, dass dieses Simulationsspiel das Erlernen und Testen unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien fördert und es einen teils großen Lerneffekt auf die Anwender bezüglich Decision-Making hat. Die spielerische Umsetzung und die Gruppendynamik innerhalb einer Simulationsrunde erhöhen dieses Lernvermögen erheblich.

6.2 Ausblick

Zurzeit bestehen beim vorgestellten Planspiel bereits erwähnte Einschränkungen wie ein fixer Strompreis pro Simulationsjahr, der innerhalb dieses Jahres nicht veränderlich ist, und dass bei einer Revision von Komponenten immer der ursprüngliche Wirkungsgrad wiederhergestellt wird und es nicht möglich ist Module mit einem besseren Wirkungsgrad und/oder einem anderen Preis zu installieren (siehe Kapitel 4.2.2.1).

Diese beiden Haupteinschränkungen wären in künftigen Versionen zwar nur durch einen höheren Aufwand zu beheben, jedoch würde besonders durch Komponenten mit höherem Wirkungsgrad ein erheblicher Mehrwert für das Planspiel entstehen.

Anzudenken ist auch, den Administrator nach einer Simulationsrunde dahin gehend zu entlasten, dass man die Auswertung, die jetzt per Microsoft Excel stattfindet, ins Programm überträgt und automatisiert.

Die automatisiert ausgewerteten Daten kann man auch dem Simulationsteilnehmer in Form der in Kapitel 5 dargestellten Diagramme auf der Weboberfläche (siehe Abbildung 22) bereitstellen, um somit Echtzeitinformationen über das aktuelle Simulationsgeschehen abzubilden.

6.3 Testimonials: Erfahrungsberichte von Studenten

Zwei Erfahrungsberichte von Studenten, die im Rahmen des Seminars mit dem Planspiel gearbeitet haben, geben im Folgenden ihr positives Urteil über das Simulationsprogramm und den daraus erzielten Nutzen wieder.

Jakob Giesecke, ein Teilnehmer des Seminars "302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II" schrieb in seinem Abschlussprotokoll:

„Das Planspiel von hydraulischen Maschinen und Anlagen, hat bei mir einen großen Eindruck hinterlassen. Besonders gut haben mir der spielerische Umgang mit der Materie und der merkbar große Lerneffekt gefallen. Ich bin davon überzeugt, dass diese Erfahrung auch im späteren Berufsleben eine Bereicherung sein wird. Vielen Dank!“ [18]

Patrick Diem, der ebenfalls im Rahmen des Seminars, das Planspiel durchgeführt hat, schrieb:

„Abgesehen davon, dass mir wieder ein Fehler in der Instandhaltung unterlaufen ist, war ein klarer Lerneffekt sichtbar. Die Ausfälle der Anlagenteile hatten mehr Auswirkung auf die Planung der Instandhaltung und auf den Poweroutput, als anfänglich erwartet. Dennoch war durch die Erfahrungen aus der ersten Runde und durch die höheren Strompreise in der zweiten Runde ein wesentlich größerer Erfolg zu verzeichnen.“

Zusammenfassend kann man sagen, dass dieses Spiel viele der Probleme, die bei der Führung eines realen Wasserkraftwerkes entstehen, widerspiegelt und dadurch ein besseres Gefühl und Verständnis für die Materie entwickelt, als das ein Lehrbuch könnte. Ich bin der Meinung, viel gelernt zu haben, und fand diese spielerische Herangehensweise sehr bereichernd!“ [19]

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Energie in Österreich,“ Selbstverlag, Wien, 2019.
- [2] VERBUND AG, „VERBUND Standpunkt Wasserkraft: Die flexible Erneuerbare,“ Selbstverlag, Wien, 2019.
- [3] Verein "Österreichs E-Wirtschaft", „Oesterreichs Energie,“ 2020. [Online]. Available: <https://oesterreichsenergie.at/stromerzeugung-231.html>. [Zugriff am 06 August 2020].
- [4] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, „Erneuerbare Energie 2020,“ Selbstverlag, Wien, 2009.
- [5] P. Strnad, Entwicklung Eines Planspiels Zur Simulation Der Auswirkungen Des Freien Strommarktes Auf Wasserkraftwerke., Wien: TU Wien, 2004.
- [6] E. Doujak, „Strompreisentwicklung 01/2002 bis 12/2017,“ Selbstverlag, Wien, 2020.
- [7] E. Doujak, „Effects of Increased Solar and Wind Energy,“ *HRW*, Nr. Volume 22. No. 6., p. 28 – 31, 1 November – December 2014.
- [8] EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, „Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2017,“ Selbstverlag, Wien, 2017.
- [9] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, „E-Control,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>. [Zugriff am 14 August 2020].
- [10] J. Giesecke, S. Heimel und E. Mosonyi, Wasserkraftanlagen, Stuttgart: Springer Vieweg, 2013.
- [11] VERBUND Hydro Power AG, „Die Wasserkraft in Kärnten.,“ Selbstverlag, Wien, 2013.
- [12] K. Matyas, Instandhaltungslogistik: Qualität und Produktivität steigern, München: Carl Hanser Verlag München, 2016.

- [13] E. Doujak, „Einleitungsfolien zu "302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II",“ Selbstverlag, Wien, 2018.
- [14] P. Angerer, „Systemtheoretische Untersuchungen Zur Planung Von Nachhaltiger Instandhaltung Und Revitalisierung Technischer Anlagen Am Beispiel Von Wasserkraftanlagen,“ TU Wien, Wien, 2002.
- [15] W3Techs, „Usage statistics of server-side programming languages for websites,“ 17 August 2020. [Online]. Available: https://w3techs.com/technologies/overview/programming_language. [Zugriff am 17 August 2020].
- [16] Wikimedia Foundation Inc., „Wikipedia, die freie Enzyklopädie,“ Wikimedia Foundation Inc., 2020. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/ASP.NET#cite_note-5. [Zugriff am 17 August 2020].
- [17] Microsoft Corporation, „Visual Basic – Dokumentation,“ Microsoft Corporation, 2020. [Online]. Available: <https://docs.microsoft.com/de-de/dotnet/visual-basic/>. [Zugriff am 17 August 2020].
- [18] J. Giesecke, „Protokoll zum Seminar "302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II",“ Selbstverlag, Wien, 2012.
- [19] P. Diem, „Protokoll zum Seminar "302.695 Hydraulische Maschinen und Anlagen II",“ Selbstverlag, Wien, 2012.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung 2019 [3]	2
Abbildung 2: Strompreisverlauf von 01/2002 bis 12/2017 [6]	4
Abbildung 3: Installierte Leistung von Windkraft und Fotovoltaik in Österreich [7]	5
Abbildung 4: Strompreiszusammensetzung [9]	6
Abbildung 5: Schematische Darstellung eines Wasserkraftwerkes [10]	7
Abbildung 6: Vertikale Kaplan-Turbine (Ansicht und Schnitt) [10]	8
Abbildung 7: Kraftwerk Villach, Querschnitt durch das Krafthaus [11]	10
Abbildung 8: Maßnahmen der Instandhaltung [12]	13
Abbildung 9: Instandhaltungsstrategien [12]	14
Abbildung 10: Modellaufbau des Kraftwerkes Villach	16
Abbildung 11: Abstrahierung des Kraftwerkes Villach	17
Abbildung 12: Ausfall der Stromproduktion beim virtuellen Kraftwerk Villach	18
Abbildung 13: Ausfall eines Leistungsstranges im virtuellen Kraftwerk Villach	19
Abbildung 14: Komponentenwirkungsgrad in Abhängigkeit der Betriebszeit	23
Abbildung 15: Wirkungsgradverlauf nach Modulersatz [14]	24
Abbildung 16: Gegenüberstellung der unterschiedlichen Zeitanteile	26
Abbildung 17: Die drei Szenarien, wie sich die Ausfallzeit zusammensetzt	26
Abbildung 18: Screenshot – Moduleigenschaften	29
Abbildung 19: Screenshot – Power Plant Management	30
Abbildung 20: Screenshot – Zuordnung der Module zu den jeweiligen Leistungssträngen	31
Abbildung 21: Screenshot – Game Management	33
Abbildung 22: Screenshot – Spielbereich des Simulationsteilnehmers	35
Abbildung 23: Überblick über die Funktionsweise von ASP.NET [16]	36
Abbildung 24: Entity-Relationship-Modell der Datenbank	38
Abbildung 25: Strompreisverlauf der ersten Simulationsrunde	41
Abbildung 26: Prozentuale Veränderung des Strompreises, 1. Simulationsrunde (Zeitperiode 1 – 40)	42
Abbildung 27: Prozentuale Veränderung des Strompreises, 1. Simulationsrunde (Zeitperiode 41 – 80)	42
Abbildung 28 Budget absolut der ersten Simulationsrunde	43
Abbildung 29: Budget normiert der ersten Simulationsrunde	44

Abbildung 30: Power Output normiert der ersten Simulationsrunde	45
Abbildung 31: Earnings/Power normiert der ersten Simulationsrunde	46
Abbildung 32: Wirkungsgradverlauf der ersten Simulationsrunde.....	47
Abbildung 33: Strompreisverlauf der zweiten Simulationsrunde	49
Abbildung 34: Strompreisverlauf von Runde 1 und Runde 2	50
Abbildung 35: Budget normiert von Runde 1 und Runde 2	51
Abbildung 36: Wirkungsgradverlauf von Runde 1 und Runde 2.....	52
Abbildung 37: Gemeinsamer Strompreisverlauf.....	54
Abbildung 38: Budget absolut.....	55
Abbildung 39: Budget normiert	56
Abbildung 40: Power Output normiert	57
Abbildung 41: Earnings/Power normiert	58
Abbildung 42: Wirkungsgradverlauf.....	59

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Klassifizierung von Wasserkraftanlagen [10].....	9
Tabelle 2: Allgemeine Daten der Kraftwerkes Villach [11].....	11
Tabelle 3: Technische Daten des Kraftwerkes Villach [11]	11
Tabelle 4: Ziele der Instandhaltung [12]	12
Tabelle 5: Zeitanteile der Ausfallzeit.....	25
Tabelle 6: Strompreis pro Zeitperiode	27
Tabelle 7: Ausfallwahrscheinlichkeit in Abhängigkeit des Schiebereglers	28
Tabelle 8: Moduleigenschaften.....	29