

# **Modell zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwasserkraftwerken unter Berücksich- tigung der Strompreisentwicklung und des Re- gelenergiemarktes**

Masterarbeit

von

Markus Kuster

**Technische Universität Graz**

Fakultät für Maschinenbau und Wirtschaftswissenschaften

Institut für Betriebswirtschaftslehre und Betriebssoziologie

O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Ulrich Bauer

Graz, im März 2012

In Kooperation mit:

**GEP Global Energy Partners GmbH**



## 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 entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am .....

.....

(Unterschrift)

## STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....

date

.....

(signature)

## Kurzfassung

In Zeiten globaler Erwärmung durch Treibhausgase und eines ständig wachsenden Energiebedarfes gewinnt die Energiegewinnung aus regenerativen und emissionsarmen Quellen zunehmend an Bedeutung. Aus diesem Beweggrund heraus wurde die *Global Energy Power GmbH (GEP)* gegründet, deren Zweck es ist potentielle Standorte für die Errichtung von Wasser- und Windkraftanlagen zu identifizieren um diese in weiterer Folge zu errichten und zu betreiben. Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Wirtschaftlichkeitsrechenmodell erarbeitet, welches ermitteln soll ob der Bau von Kleinwasserkraftwerken ökonomisch sinnvoll ist. Zunächst gilt es zu ermitteln, welche Größen Aufschluss über den wirtschaftlichen Erfolg eines Kraftwerkes geben. Dabei wird zwischen verschiedenen Stakeholdern und ihren Zielen unterschieden. Für den/die Inhaberin des Kraftwerkes ist relevant, wie hoch der Marktwert des Unternehmens angesetzt werden kann, während für die Eigenkapitalgeber/innen interessant ist, welchen Shareholder Value (Marktwert des Eigenkapitals) er zu erwarten hat. Die Fremdkapitalgeber/innen wiederum erwarten sich möglichst hohe Sicherheiten darüber, dass die Kraftwerksgesellschaft in der Lage sein wird das Fremdkapital inklusive Zinsen zu tilgen.

Der Marktwert des Unternehmens und der Marktwert des Eigenkapitals können mit Hilfe der Discounted Cash Flow Verfahren ermittelt werden, welche die Kapitalwertmethode aus der Investitionsrechnung als Grundlage nutzen. Für den Marktwert des Unternehmens werden die zukünftigen free Cash Flows ermittelt und mit den Weighted Average Costs of Capital (WACC) auf einen Bezugszeitpunkt diskontiert. Für den Marktwert des Eigenkapitals werden hingegen die zukünftigen Flows to Equity verwendet. Sie beschreiben die jährlichen Zuflüsse zum Eigenkapital aus dem Unternehmen heraus. Diskontiert werden diese mit den Renditeforderungen der Eigenkapitalgeber/innen. Für die Fremdkapitalgeber/innen werden der DSCR und der LLCR berechnet. Beide Größen beschreiben, inwiefern die zukünftigen Cash Flows dafür ausreichen Schulden und Zinsen zurück zu zahlen.

Neben der allgemeinen Behandlung von Wirtschaftlichkeitsrechenmethoden wird auch auf die Kraftwerkscharakteristik eingegangen. So wird die Berechnung der Ausbauleistung für verschiedene Kraftwerkstypen ebenso betrachtet wie der Aufbau und die Komponenten einer Kleinwasserkraftanlage.

Als Grundlage für die Berechnung der jährlichen Einnahmen werden des Weiteren der österreichische und der rumänische Strommarkt theoretisch behandelt. Neben bilateralen Verträgen gibt es jeweils die Möglichkeit den Strom an der Börse zu handeln. Ebenso gibt es staatliche Förderungen für das Einspeisen von Strom aus Kleinwasserkraft. So werden in Österreich Investitionszuschüsse geboten, während in Rumänien eine bestimmte Anzahl an Green Certificates pro eingespeister MWh vergütet wird. Diese Green Certificates können wiederum an der Börse verkauft werden. Neben dem klassischen Stromhandel gibt es auch den Regenergiemarkt. Dabei kann der/die Betreiber/in an Ausschreibungen teilnehmen und so für die Bereitstellung von Regenergie Einnahmen erzielen.

Im letzten Schritt werden die Erkenntnisse aus der theoretischen Betrachtung dazu verwendet, das Modell im *Microsoft Excel 2007* zu implementieren. Die Ergebnisse werden entsprechend ausgewertet und auf Wunsch einer Sensitivitätsanalyse unterzogen.

## Abstract

In times of global warming and rising energy consumption the energy production out of renewable and low-emission sources is growing in importance. Particularly in the electricity area more and more countries are initiating targets to increase renewable energy. Due to this development, the company *Global Energy Partners GmbH (GEP)* was founded to identify prospective locations to build hydro and wind power plants. Furthermore these plants should be built up and operated. Concerning hydro power, the focus lies on small plants with an installed power lower than 10 MW. Especially Eastern Europe shows a high potential in the area of small hydro power. The Romanian government offers very attractive price signals for renewable sources. Therefore, the attention for the GEP lies, beneath the Austrian on the Romanian electricity market. The main target of this paper is the creation of a tool, which gives a feedback about the economic effectiveness of building and operating such small hydropower plants. But which parameters can provide a feedback about this economic efficiency? To answer this question, three types of stakeholders have to be distinguished. First of all there is the owner of the plant, who wants to know how high the value of the company is. However, the equity investor wants to know, how much the invested money will be growing in worth. He wants to see the Shareholder Value of the company. At last the debt creditor wants to know, if the plant will be able to pay back the debt amount inclusive interest. So we have three targets for three different stakeholders.

The Company Value and the Shareholder Value can be calculated with the so called discounted Cash Flow method, which uses the net present value of future Cash Flows. To calculate the Company Value, the future free Cash Flows are discounted with the Weighted Average Costs of Capital (WACC). The Shareholder Value uses the future Flows to Equity discounted with the desired rate of return on equity and shows the benefit for the invested equity. For the debt suppliers, the DSCR and the LLCR is calculated. These two parameters show, if the achieved Cash Flows of the power plant are high enough to repay the debt services.

Beneath the economic efficiency, some technical basics about small hydro power plant will be covered theoretically within this paper. It is described, which components are part of such an plant and how the installed power is calculated out of topographical and hydrological data.

Furthermore the structure of the Austrian and the Romanian electricity market is covered to give an idea, how earnings can be generated. It is possible to sell electricity through bilateral contracts or on the Day Ahead Market. There are also government aids for the feeding of electricity out of hydropower. In Austria, the government offers investment grants. In Romania the producer receives three Green Certificates for each MWh green energy out of small hydro power. These Green Certificates can be sold on the stock-market. There is also a possibility to take part on the balancing market where balancing power can be offered for an assigned price.

Within the last step, the theoretical facts and basics are used to implement the calculation tool with *Microsoft Excel 2007*.

# Inhaltsverzeichnis

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Einleitung</b> .....                                   | <b>1</b>  |
| 1.1      | Ausgangssituation.....                                    | 1         |
| 1.1.1    | Unternehmensstruktur der GEP.....                         | 2         |
| 1.1.2    | Entwicklung der Wasserkraft in Europa.....                | 3         |
| 1.1.3    | Kleinwasserkraft.....                                     | 6         |
| 1.1.4    | Kraftwerksplanung.....                                    | 7         |
| 1.2      | Ziele der Masterarbeit.....                               | 9         |
| 1.2.1    | Ziele für den/die Kraftwerksinhaber/in.....               | 9         |
| 1.2.2    | Ziele für Eigenkapitalgeber/innen.....                    | 10        |
| 1.2.3    | Ziele für Fremdkapitalgeber/innen.....                    | 11        |
| 1.3      | Aufgabenstellung.....                                     | 11        |
| 1.3.1    | Aufgaben im Zuge der theoretischen Betrachtung.....       | 11        |
| 1.3.2    | Aufgaben im Zuge der praktischen Problemlösung.....       | 13        |
| 1.4      | Untersuchungsbereich.....                                 | 15        |
| 1.5      | Vorgehensweise.....                                       | 15        |
| <b>2</b> | <b>Theoretische Grundlagen der Arbeit</b> .....           | <b>18</b> |
| 2.1      | Wirtschaftlichkeitsrechnung.....                          | 18        |
| 2.1.1    | Vorgangsweise bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....    | 19        |
| 2.1.2    | Datenerhebung.....  | 19        |
| 2.1.3    | Die Investitionsrechnung.....                             | 21        |
| 2.1.4    | Größen aus der Unternehmensbewertung.....                 | 32        |
| 2.1.5    | Zusammenfassung.....                                      | 45        |
| 2.2      | Wasserkraftanlagen.....                                   | 47        |
| 2.2.1    | Typen von Wasserkraftanlagen.....                         | 47        |
| 2.2.2    | Anlagenkomponenten.....                                   | 49        |
| 2.2.3    | Berechnung der Ausbauleistung.....                        | 51        |
| 2.2.4    | Spezifische Investitionskosten.....                       | 58        |
| 2.2.5    | Zusammenfassung.....                                      | 58        |
| 2.3      | Marktanalysen.....  | 59        |
| 2.3.1    | Methoden zur Informationsgewinnung auf Absatzmärkten..... | 59        |
| 2.3.2    | Allgemeines zum europäischen Strommarkt.....              | 60        |
| 2.3.3    | Österreichischer Elektrizitätsmarkt.....                  | 64        |

---

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 2.3.4    | Rumänischer Elektrizitätsmarkt.....                                      | 73        |
| <b>3</b> | <b>Praktische Problemlösung .....</b>                                    | <b>78</b> |
| 3.1      | Zusammenfassung von Ausgangssituation und theoretischer Betrachtung..... | 78        |
| 3.2      | Aufschlüsselung der Ergebnisgrößen.....                                  | 79        |
| 3.2.1    | Marktwert des Gesamtkapitals .....                                       | 79        |
| 3.2.2    | Marktwert des Eigenkapitals .....  | 87        |
| 3.2.3    | Debt Service Cover Ratio.....  | 88        |
| 3.2.4    | Loan Life Cover Ratio .....  | 88        |
| 3.2.5    | Return on Investment (ROI).....  | 89        |
| 3.2.6    | Ergebnis der Aufschlüsselung.....  | 90        |
| 3.3      | Aufbau des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells.....                         | 91        |
| 3.3.1    | Tabellenblatt „global“.....  | 91        |
| 3.3.2    | Tabellenblatt „charts“ .....   | 93        |
| 3.3.3    | Tabellenblatt „power“ .....  | 93        |
| 3.3.4    | Tabellenblatt „invest“ .....   | 93        |
| 3.3.5    | Tabellenblatt „EBIT“ .....   | 94        |
| 3.3.6    | Tabellenblatt „CF“ .....   | 94        |
| 3.3.7    | Tabellenblatt „financing“.....   | 94        |
| 3.3.8    | Tabellenblatt „PaL“.....   | 94        |
| 3.3.9    | Tabellenblatt „balance“.....   | 95        |
| 3.3.10   | Tabellenblatt „WACC“ .....   | 95        |
| 3.3.11   | Tabellenblatt „results“.....   | 95        |
| 3.3.12   | Tabellenblatt „sensitivity“ .....  | 95        |
| 3.3.13   | Tabellenblatt „parameters“ .....   | 95        |
| 3.4      | Bedienungsanleitung.....   | 95        |
| 3.4.1    | Angaben zur Formatierung.....  | 95        |
| 3.4.2    | Eingabehilfen für den/die Benutzer/in.....                               | 96        |
| 3.4.3    | Beispielprojekt.....   | 97        |
| 3.4.4    | Auswahl der Sprache .....  | 99        |
| 3.4.5    | Allgemeine Kraftwerksdaten.....  | 99        |
| 3.4.6    | Technische Kraftwerksdaten .....   | 101       |
| 3.4.7    | Investitionen und Folgeinvestitionen .....                               | 106       |
| 3.4.8    | Abschreibungen .....   | 108       |

---

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| 3.4.9    | Jährliche Erlöse und Betriebskosten .....                | 108        |
| 3.4.10   | Angaben zur Finanzierungsstruktur.....                   | 110        |
| 3.4.11   | Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten.....           | 112        |
| 3.4.12   | Kurzfristige Lieferforderungen / -verbindlichkeiten..... | 114        |
| 3.4.13   | Überprüfen auf Fehler .....                              | 114        |
| 3.4.14   | Korrektur der Bauzeitzinsen .....                        | 115        |
| 3.4.15   | Bilden von Rücklagen für Folgeinvestitionen .....        | 115        |
| 3.4.16   | Berechnung der Weighted Average Costs of Capital.....    | 116        |
| 3.4.17   | Ergebnisse .....   | 117        |
| 3.4.18   | Tabellenblatt „charts“ .....                             | 119        |
| 3.5      | Sensitivitätsanalyse.....                                | 124        |
| 3.5.1    | Projektbezogene Ergebnisse .....                         | 124        |
| 3.5.2    | Eigenkapitalbezogene Ergebnisse .....                    | 125        |
| 3.5.3    | Sonstige Ergebnisse .....                                | 126        |
| 3.5.4    | Bedienung der Sensitivitätsanalyse.....                  | 126        |
| <b>4</b> | <b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>                 | <b>130</b> |
| 4.1      | Zusammenfassung.....                                     | 130        |
| 4.2      | Ausblick .....   | 131        |
|          | <b>Literaturverzeichnis .....</b>                        | <b>132</b> |
|          | <b>Abbildungsverzeichnis .....</b>                       | <b>137</b> |
|          | <b>Tabellenverzeichnis .....</b>                         | <b>140</b> |
|          | <b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>                       | <b>141</b> |
|          | <b>Anhang.....</b>                                       | <b>143</b> |

# 1 Einleitung

*„Darüber, wer die Welt erschaffen hat, lässt sich streiten. Sicher ist nur, wer sie vernichten wird.“<sup>1</sup>*

Ein Zitat von George Adamson, welches den Umgang des Menschen mit der Natur im Laufe der letzten Jahrzehnte nur allzu treffend beschreibt. Globale Erwärmung und ein ständig wachsender Energiebedarf führen nun langsam ein Umdenken herbei. So gewinnt die Energiegewinnung aus regenerativen und emissionsarmen Quellen zunehmend an Bedeutung. Immer häufiger setzen sich Länder und Wirtschaftsregionen Ziele, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren um somit den rasant fortschreitenden Klimaveränderungen entgegenzuwirken, wobei vor allem die europäische Union in dieser Hinsicht eine Vorreiterrolle einnimmt.

Für die europäische Stromerzeugung bedeutet dies weiterhin einen Trend hin zu Wind- und Wasserkraft, nicht zuletzt auf Grund der Skepsis gegenüber der nuklearen Stromerzeugung und dem Streben nach Importunabhängigkeit bezüglich fossiler Brennstoffe. Ereignisse wie die Atomkatastrophe von Fukushima im Frühjahr 2011 und der damit verbundene, schrittweise Rückzug Deutschlands aus der Atomenergie sowie die Blockade der Gaslieferungen aus Russland Anfang 2009 bestätigen die Wichtigkeit des Ausbaus des europäischen Wasser- und Windkraftwerksparks. Die *Global Energy Power GmbH (GEP)*, deren Führungskräfte langjährige Erfahrung in der Windenergiebranche aufweisen können, hat es sich zum Ziel gesetzt in eben diese Energieerzeugungsformen zu investieren und deren Ausbau zu forcieren. Die Fokussierung liegt dabei neben dem österreichischen vor allem auf dem osteuropäischen Strommarkt. Insbesondere der rumänische Energiesektor soll, auf Grund des hohen Ausbaupotentials an Wasserkraft und der momentan attraktiven Marktsituation detailliert betrachtet werden.

Das folgende Kapitel liefert zunächst einen kurzen Überblick über das Unternehmen der GEP sowie eine Betrachtung der Ausgangssituation und der Ausbaupotentiale für die Kleinwasserkraft in Europa. Dabei liegt das Hauptaugenmerk auf dem österreichischen und dem rumänischen Strommarkt. In weiterer Folge werden die Ziele und Absichten der GEP im Hinblick auf den Kauf und den Betrieb von Kleinwasserkraftwerken erläutert und aus diesen Zielen die konkrete Aufgabenstellung für diese Arbeit ermittelt.

## 1.1 Ausgangssituation

Bevor die Ziele der Wirtschaftlichkeitsberechnung ausgearbeitet werden muss die aktuelle Ausgangssituation betrachtet werden. Dazu wird hier zunächst auf das Unternehmen und in weiterer Folge auf die Wasserkraftpotentiale in den betrachteten Märkten eingegangen.

---

<sup>1</sup> Zitat George Adamson (1906 - 1989)

### 1.1.1 Unternehmensstruktur der GEP

Die GEP wurde im Laufe des Jahres 2011 als Teil der Gerald Hehenberger Privatstiftung ins Leben gerufen (Abb. 1). Deren Gründer, Gerald Hehenberger, blickt auf jahrzehntelange Erfahrung in der Windenergiebranche zurück und gilt als Pionier und Vordenker in diesem Bereich. Als Schwesterfirma der GEP dient die *GHP Management Consulting GmbH* als Holding für diverse Subunternehmen mit einem Personalvolumen von insgesamt rund 50 Mitarbeitern. Den größten Teil macht dabei die *SET Sustainable Energy Technology* aus, wo man sich mit der Entwicklung und der Produktion eines patentierten Differentialantriebes für Getriebesysteme von Wind- und Wasserkraftanlagen beschäftigt.

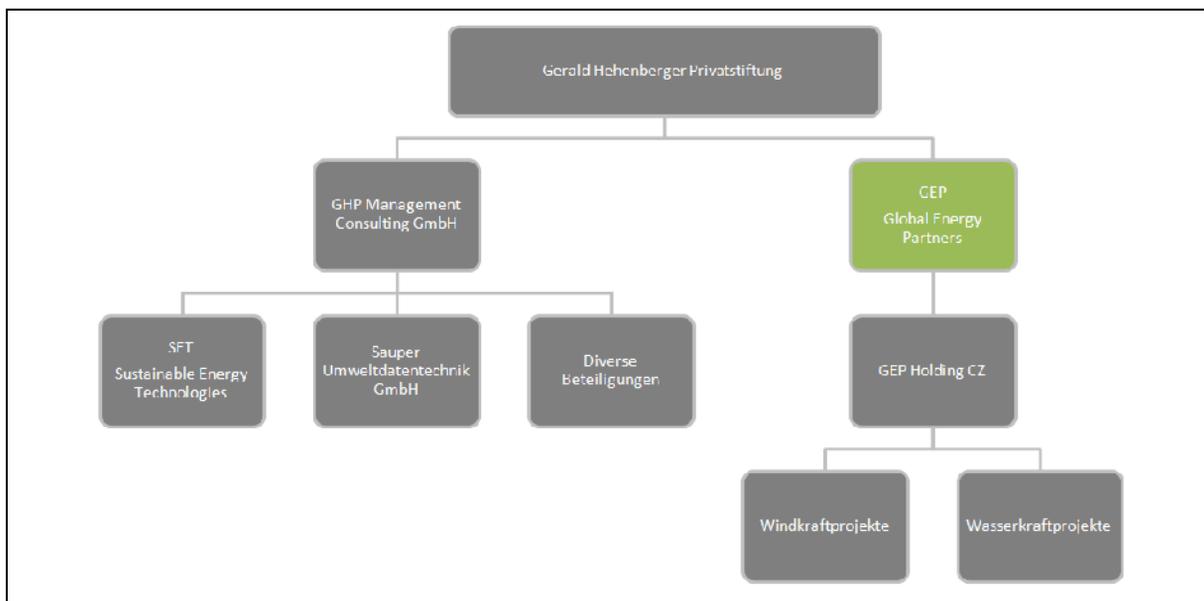


Abb. 1 Unternehmensstruktur der GEP

Die GEP ihrerseits wurde für die Planung, den Bau und den Betrieb von Wind- und Wasserkraftanlagen gegründet und soll dem Gesamtunternehmen die Weichen für den Einstieg in den europäischen Energiemarkt stellen. Die Unternehmensphilosophie beruht dabei auf Investitionen in eine nachhaltige, wirtschaftliche und umweltfreundliche Energieerzeugung in Österreich und Osteuropa. In der osteuropäischen Region will man den Fokus vor allem auf den rumänischen Markt legen, nachdem dieses Land einerseits sehr attraktive Fördermodelle für erneuerbare Energien bietet und andererseits die Erfahrungen und die Beziehungen seitens der Unternehmensführung für diesen Markt bereits relativ gut ausgeprägt sind.

Im Bereich der Wasserkraft möchte man vor allem auf Kleinwasserkraftwerke setzen, zumal einerseits die Planungs- und Genehmigungsverfahren überschaubarer sind und andererseits vor allem im Bereich der Karpaten und des Balkans ein hohes Restpotential im Bereich der KWK vorliegt. Des Weiteren sind im Normalfall die Fördermodelle für KWK deutlich attraktiver als jene für größere Anlagen.

Im gemeinsamen Betrieb mit Windkraftanlagen könnten auch Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) interessant werden. Hier erhofft man sich vor allem Zusatznutzen durch den Aus-

gleich des stark schwankenden Windangebotes mittels Regelenergie aus PSKW, um in weiterer Folge bessere Erzeugungsprognosen und Lieferverträge generieren zu können.

### 1.1.2 Entwicklung der Wasserkraft in Europa

Im Rahmen der Umwelt- und Energiepolitik der europäischen Union wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl an Strategien und Roadmaps für die zukünftige Entwicklung der Energiewirtschaft veröffentlicht. Sind auch die Ausprägung der Ziele und die betrachteten Zeithorizonte für deren Erreichung immer wieder unterschiedlich, so zielen sie doch durchwegs auf die gleichen Ergebnisse:

- eine Verringerung der Treibhausgasemissionen
- eine Steigerung der Effizienz in der Energieumwandlung und dem Energieverbrauch
- eine Erhöhung des Anteiles an erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix

So sind beispielsweise in der Initiative *Europe 2020* der europäischen Energiekommission eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 %, eine Steigerung der Effizienz um 20 % und eine Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien auf 20 % als primäre Ziele angegeben.<sup>2</sup>

Die *Roadmap 2050*, ebenfalls Teil der Energiestrategie der europäischen Kommission, geht noch weiter und sieht eine Verringerung des Energieverbrauches um 41 % durch Effizienzsteigerungen, eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 80 % und eine Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien auf 75 % (im Elektrizitätsverbrauch sogar auf 97 %) vor.<sup>3</sup> Die entsprechenden Szenarien für den europäischen Primärenergieverbrauch können der Abb. 2 entnommen werden.

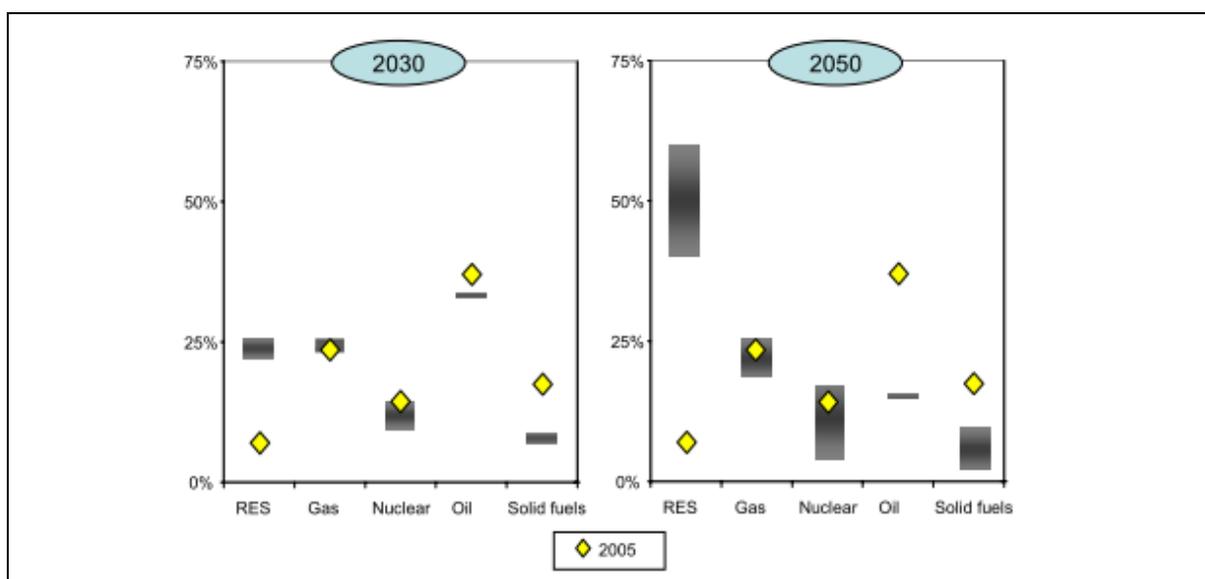


Abb. 2 Angestrebte Anteile der Primärenergieträger am europ. Verbrauch bis 2050<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Europäische Kommission für Energie, 2010, Titel: Energy 2020, S. 4

<sup>3</sup> Europäische Kommission für Energie, 2010, Titel: Energy 2020, S. 4ff

Die Auswirkungen dieser Ausrichtung auf den Kraftwerkspark in der Elektrizitätswirtschaft liegen auf der Hand. Neben Effizienzsteigerungen in der Energieumwandlung wird hier eine deutliche Erhöhung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Primärenergieträgern mittels emissionsarmen Umwandlungsverfahren unabdingbar sein. Konkret bedeutet dies europaweit einen deutlichen Anstieg an Windkraft, Photovoltaik und Wasserkraft. Es ist zusätzlich davon auszugehen, dass der Strombedarf trotz Effizienzverbesserungen im Verbraucherbereich zukünftig weiterhin steigt, nachdem vor allem im Verkehrswesen ein höherer Anteil der Elektrizität am Gesamtenergieverbrauch angestrebt wird.

Der Anteil an erneuerbaren Energien in der europäischen Bruttoelektrizitätserzeugung beträgt derzeit lediglich knapp 20 %, bei Betrachtung der Entwicklung dieses Anteiles (Abb. 3) erkennt man jedoch, dass er seit 2003 immer stärker zunimmt.

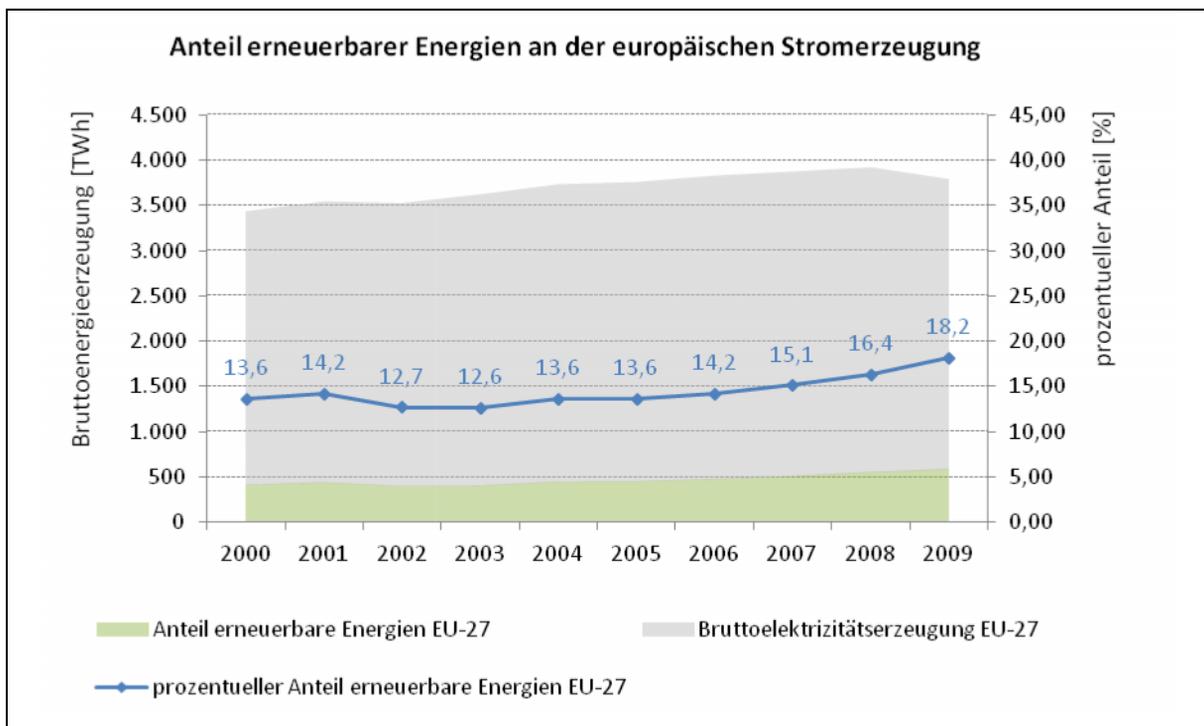


Abb. 3 Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Bruttostromerzeugung <sup>4</sup>

Der dargestellte Trend der Elektrizitätserzeugung hin zu erneuerbaren Ressourcen bringt naturgemäß auch Veränderungen im Bereich der Wasserkraft mit sich. Zum einen werden Lauf- und Flusskraftwerke weiterhin einen wesentlichen Teil zur Stromproduktion beitragen, zum anderen werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich des ständig schwankenden Energieaufgebotes aus Wind und Photovoltaik unverzichtbar sein.

Um nun auf das vorhandene Potenzial für die Stromerzeugung aus Wasserkraft einzugehen soll zunächst die Unterscheidung zwischen theoretisch nutzbarem und technisch nutzbarem Wasserkraftpotenzial gemacht werden. Das *theoretische Potenzial* ergibt sich aus dem mittleren jährlichen Niederschlag abzüglich der Verdunstung und der Versickerung sowie dem Höhenunterschied zwischen der Niederschlagsfläche und dem Punkt, an dem das niederfal-

<sup>4</sup> EUROSTAT, 2011

lende Wasser das betrachtete Gebiet verlässt. Meist wird sie jedoch aus der Jahresfracht und dem Gefälle der Fließgewässer ermittelt, welche das Gebiet verlassen. Geht man von einem lückenlosen Ausbau der Fließgewässer und einem Umwandlungswirkungsgrad von 100 % aus, entspricht das theoretische Potenzial der maximal möglichen Stromerzeugung aus Wasserkraft im betrachteten Gebiet.<sup>5</sup>

Im *technischen Potenzial* werden zusätzlich Fließverluste und Wirkungsgrade bei der Energieumwandlung berücksichtigt. Es ist somit jenes Stromerzeugungspotenzial welches mit dem aktuellen Stand der Technik erreicht werden könnte.<sup>6</sup>

Betrachtet man weltweit das theoretisch nutzbare Potenzial so wird deutlich, dass nur gut ein Drittel davon technisch nutzbar ist (Tab. 1). Vom weltweit technisch nutzbaren Potenzial wurde 2007 wiederum nur gut ein Fünftel auch wirklich genutzt.

| Region                  | theoretisch nutzbares<br>Wasserkraftpotenzial<br>[TWh/a] | technisch nutzbares<br>Wasserkraftpotenzial<br>[TWh/a] | 2007 genutztes<br>Wasserkraftpotenzial<br>[TWh/a] |
|-------------------------|--|--|---|
| Afrika                  | 2.590  | 1.303  | 94  |
| Asien (inkl. TUR & RUS) | 19.702   | 7.655  | 1.108   |
| Europa                  | 2.901  | 1.121  | 531   |
| Nord- und Mittelamerika | 7.575  | 1.763  | 664   |
| Südamerika              | 5.696  | 2.615  | 608   |
| Ozeanien                | 633  | 196  | 40  |
| weltweit                | 39.097   | 14.653   | 3.045   |

Tab. 1 Weltweites Wasserkraftpotenzial 2007<sup>7</sup>

Europaweit war 2007 bereits knapp die Hälfte des technisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials ausgebaut, wobei ein sehr deutliches West- Ost- Gefälle herrscht. So ergibt eine Erhebung der *DBR*, dass in West- und Mitteleuropa bereits 58% des technischen Potenzials genutzt werden, während in Südosteuropa lediglich 27 % ausgebaut sind, was ca. 41 % des ökonomisch vorteilhaften Potenzials entspricht.<sup>8</sup>

Die natürlichen Voraussetzungen für den Ausbau der Wasserkraft sind also, vor allem im südosteuropäischen Raum, zu Genüge gegeben.

<sup>5</sup> Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, 2006, S. 367f

<sup>6</sup> Kaltschmitt, Streicher, & Wiese, 2006, S. 367

<sup>7</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 35

<sup>8</sup> Deutsche Bank, 2010, S. 7

### 1.1.3 Kleinwasserkraft

Als Kleinwasserkraftanlagen, auf welche in dieser Arbeit das Hauptaugenmerk liegt, werden wie der Name bereits vermuten lässt kleine Wasserkraftanlagen bezeichnet. Dabei bezieht man sich in erster Linie auf die Höhe der elektrischen Ausbauleistung der jeweiligen Wasserkraftanlage. Die Grenze für jene Ausbauleistung, ab welcher man von KWK-Anlagen spricht je nach Land bzw. Kontinent zum Teil höchst unterschiedlich. So betrifft es beispielsweise in Deutschland jene Kraftwerke, welche eine Ausbauleistung kleiner 1 MW aufweisen, während die Grenze in China hingegen mitunter bei 25 MW liegt. Im Rahmen dieser Arbeit werden jene Anlagen als KWK-Anlagen bezeichnet, deren Ausbauleistung einen Wert von 10 MW nicht überschreitet. Dies entspricht auch der generellen Norm der *European Small Hydropower Association (ESHA)*, welche im Jahre 1989 auf Initiative der Europäischen Kommission zur Förderung und Ausweitung der KWK in Europa gegründet worden ist.<sup>910</sup>

#### Kleinwasserkraft in Europa

Im Laufe des letzten Jahrhunderts sind KWK-Anlagen im europäischen Raum von Großanlagen zunehmend in den Hintergrund gedrängt worden. Der Hauptgrund dafür lag darin, dass große Anlagen auf Grund der technischen Fortschritte beim Bau und bei den technischen Komponenten günstiger zu errichten und somit wirtschaftlicher zu betreiben waren. Seit jedoch für die KWK vor allem im elektromechanischen Bereich zunehmend standardisierte Komponenten verfügbar werden, nimmt auch die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen zu. Des Weiteren bringen KWK-Anlagen im Rahmen der europaweiten Liberalisierung des Strommarktes gegenüber größeren Anlagen zahlreiche Vorteile mit sich.<sup>9</sup>

- Die Möglichkeit der dezentralen Energieerzeugung führt zu kürzeren Übertragungsstrecken und somit zu geringeren Übertragungsverlusten.
- Durch gezielten Einsatz der Anlagen in Regionen mit hohem Energiebedarf kann ein Beitrag zur Stabilität der Übertragungsnetze geliefert werden.
- Die Auswirkungen auf die Bevölkerung und die Umwelt sind verglichen zu Großanlagen deutlich geringer, womit auch deutlich weniger Barrieren für die Errichtung zu erwarten sind.
- Für Großanlagen werden im Allgemeinen keine oder weniger staatliche Förderungen und/oder Investitionszuschüsse geboten.<sup>10</sup>

All diese Aspekte wirken sich positiv auf die Entwicklung der KWK aus und dementsprechend rasant prognostiziert die *ESHA* auch den Anstieg an KWK-Erzeugung im europäischen Kraftwerkspark. Im Jahr 2008 betrug in den EU-27 die erzeugte Energie aus KWK knapp 41 TWh, das sind 9 % der EU-weiten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bis zum Jahr 2020 soll die Erzeugung auf knapp 55 TWh ansteigen. Das würde einem Anstieg von 34 % oder einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg von 2.8 % entsprechen.<sup>11</sup>

---

<sup>9</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 117f

<sup>10</sup> ESHA - The European Small Hydropower Association, 2004, Titel: state of the art of small hydropower, S. 5ff

<sup>11</sup> ESHA - The European Small Hydropower Association, 2008, Titel: SHP in figures

Die gesamte Prognose der *ESHA* für die EU-27 kann man der Abb. 4 entnehmen. Auch hier erkennt man zum einen den deutlichen Trend für den Ausbau der KWK und zum anderen die überdurchschnittlichen Erwartungen in den osteuropäischen Ländern wie Slowakei, Rumänien und Bulgarien. Rot hinterlegt sind die beiden primären Zielmärkte der GEP, Rumänien und Österreich. Vor allem in Rumänien wird hier seitens des Unternehmens mit einer Vielfalt an Projekten zu rechnen sein.

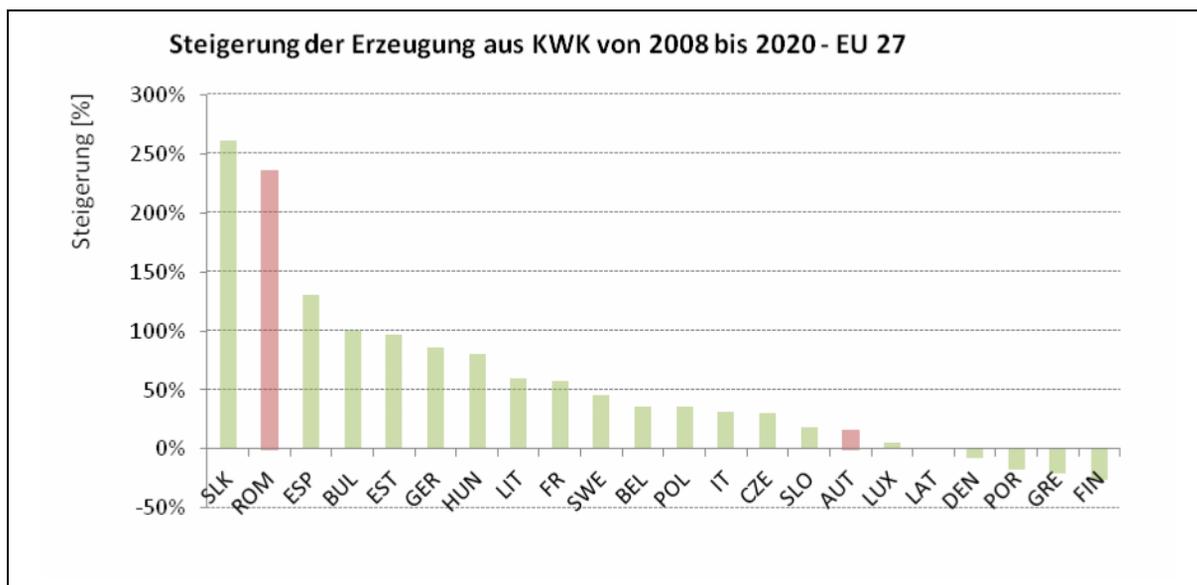


Abb. 4 Prognose für den Anstieg der Kleinwasserkraft von 2008 bis 2020 in der EU <sup>12</sup>

Zusammenfassend ist also festzuhalten, dass es viele Anzeichen für einen signifikanten Ausbau der Kleinwasserkraft in Europa gibt. Der Bedarf dafür ist ebenso wie die technischen und hydrologischen Voraussetzungen zu Genüge gegeben.

### 1.1.4 Kraftwerksplanung

Bevor nun auf die detaillierten Ziele und die Aufgabenstellung dieser Arbeit eingegangen wird, soll zunächst erörtert werden, wie innerhalb der GEP der Kernprozess für die Planung, den Bau und den Betrieb von Kraftwerken aufgebaut ist (Abb. 5).

Am Beginn eines jeden Kraftwerkprojektes steht die Projektidee oder bereits ein fertiges Angebot. Der Unterschied besteht darin, dass bei einem fertigen Angebot bereits Teile der Projektentwicklung von den Anbietern erledigt worden sind. So ist es beispielsweise häufig der Fall, dass die Datenerhebung, die technische Entwicklung sowie ein Großteil der Genehmigungen und Verträge bereits im Umfang des Projektangebotes enthalten sind. Handelt es sich um eine Projektidee, so wurde lediglich ein potentieller Standort für ein Kraftwerk identi-

<sup>12</sup> ESHA - The European Small Hydropower Association, 2008, Titel: SHP in figures

fiziert. In der Regel stehen in diesem Fall noch keine Datenauswertungen, keine technischen Planungen und auch keinerlei Verträge und Genehmigungen zu Verfügung.

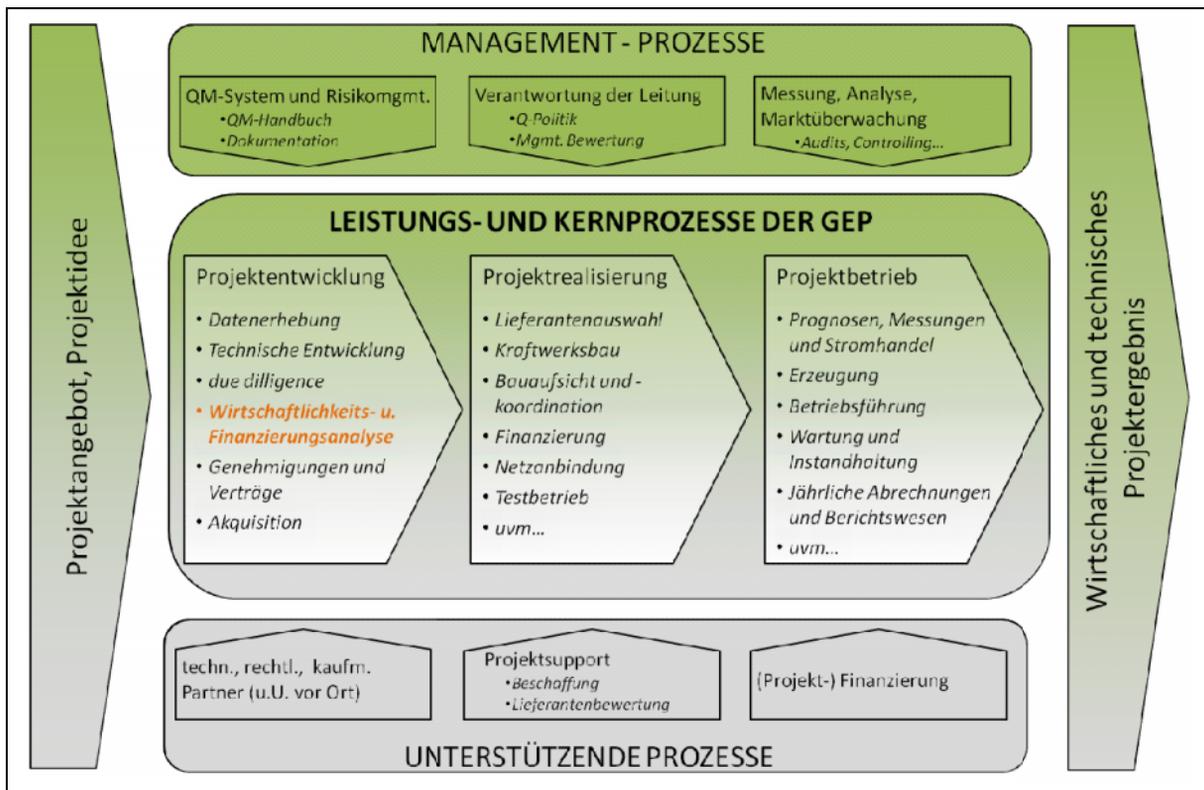


Abb. 5 GEP-Kernprozesse für Kraftwerksentwicklung, -realisierung und -betrieb

Der erste Kernprozess der GEP beinhaltet die Projektentwicklung. Das Ergebnis dieser Phase soll entweder ein baufertiges Kraftwerksprojekt oder die Entscheidung das Projekt nicht zu realisieren sein. Sofern nicht bereits im Angebot enthalten, werden zunächst alle kraftwerksrelevanten Daten erhoben und ausgewertet. Für Wasserkraftprojekte wären dies hydrologische und topographische Daten wie der mittlere Jahresabfluss oder die erreichbare Fallhöhe. Zusätzlich müssen im Hinblick auf den Bau bereits die Bodenbeschaffenheit sowie Möglichkeiten zur Zufahrt und zur Netzanbindung untersucht werden. Die ausgewerteten Daten dienen schließlich als Basis für die technische Entwicklung, im Rahmen welcher beispielsweise die elektrische Ausbauleistung, die Dimensionierung der Kraftwerkskomponenten oder die jährliche Energieausbeute berechnet werden. Ist die grundlegende Auslegung des Kraftwerkes abgeschlossen kann eine Wirtschaftlichkeitsberechnung, meist in Gemeinsamkeit mit einer Finanzierungsplanung, durchgeführt werden. Das Thema dieser Masterarbeit umfasst exakt diesen Teilbereich, weshalb er in der Grafik auch besonders hervorgehoben wird. Hier wird eine Vielzahl von erfassten, berechneten, prognostizierten oder angenommenen Eingangsdaten dazu verwendet, die Wirtschaftlichkeit der zu Anlage ermitteln und somit die Entscheidungsgrundlage für oder gegen eine Kraftwerksrealisierung geschaffen. Parallel zu den eben genannten Teilprozessen müssen innerhalb der Entwicklungsphase sämtliche Verträge und Genehmigungen fixiert bzw. eingeholt werden. Es handelt sich dabei unter anderem um Kauf- bzw. Pachtverträge für Baugründe, Netz- und Wassernutzungsverträge, Gesellschaftsverträge uvm.

Nach Abschluss der Projektentwicklung folgt, sofern eine positive Entscheidung für den Kraftwerksbau gefallen ist, die Projektrealisierung. Es ist dies jener Prozess, welcher sämtliche Aufgaben und Tätigkeiten für die Errichtung des Kraftwerks beinhaltet. Als Ergebnis soll schließlich eine betriebsfertige Anlage bereitstehen welche letztendlich in der Betriebsphase für die Energieumwandlung verwendet wird.

Grundsätzlich ist zu erwähnen, dass die einzelnen Kernprozesse nicht zwingend von der GEP durchgeführt werden müssen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass in großem Umfang Outsourcing betrieben wird. So werden beispielsweise Datenerhebungen, technische Entwicklung, Bauaufsicht und -koordination sowie der gesamte Betrieb zumeist von unabhängigen Projektpartnern übernommen.

Am Ende stehen schließlich ein wirtschaftliches und ein technisches Projektergebnis. Es handelt sich hierbei um die tatsächlichen Renditen der Kapitalgeber/innen, um Abweichungen von der ursprünglichen Planung, um ein Fazit bezüglich der technischen Umsetzung des Kraftwerkes, um Verbesserungspotenziale für zukünftige Projekte usw.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung nimmt innerhalb der Prozesskette eine immens wichtige Rolle ein. Sie bildet die Grundlage für die Bauentscheidung. Falsche Annahmen, Prognosen, Berechnungsmethoden und/oder Messdaten führen schnell zu einem verzerrten Ausblick auf die Wirtschaftlichkeit und somit zu unerwarteten Ergebnissen (Verluste, entgangene Gewinne usw.). Bei hohen Anfangsinvestitionen, wie sie im Kraftwerksbau gegeben sind, ist dieses Risiko enorm. Umso wichtiger sind gut durchdachte und umfassende Modelle zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Um dies zu erreichen ist zunächst eine exakte Ausarbeitung der Ziele unerlässlich. Im nächsten Kapitel sollen ebendiese Ziele definiert werden.

## **1.2 Ziele der Masterarbeit**

Um die Ziele der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu definieren ist es zunächst notwendig zu ermitteln, welchen Stakeholdern die Ergebnisse zur Bewertung dienen und welchen Informationsgehalt diese Ziele aufweisen sollen. Nach Absprache mit dem Auftraggeber (GEP) sollen die berechneten Größen neben dem/der Kraftwerksinhaber/in auch Eigen- und Fremdkapitalgebern und -geberinnen als Entscheidungsgrundlage dienen. Daher wird bei der Ausarbeitung der Ziele auch zwischen den drei Gruppen unterschieden.

### **1.2.1 Ziele für den/die Kraftwerksinhaber/in**

Kraftwerksinhaber ist in unserem Fall zumeist die GEP, welche die selbst gebauten oder erstandenen Kraftwerke als eigene Unternehmen betreibt. Bevor die Entscheidung für einen Bau bzw. einen Kauf getroffen wird, muss der/die Inhaber/in zunächst ermitteln, ob der Wert dieses Unternehmens für ihn/sie hoch genug ist. Wann aber ist dieser Wert hoch genug und welche Vergleichswerte gibt es? Nachdem im Wasserkraftwerksbau jedes Bauwerk seine

individuellen Eigenschaften und Umgebungsbedingungen aufweist ist es schwierig Vergleichsmöglichkeiten zu finden. Eine gängige und aussagekräftige Methode ist es, sich in diesem Fall auf den Kapitalmarkt zu beziehen, wie es in den sogenannten *Discounted Cash Flow Verfahren* der Fall ist. Mit den verschiedenen DCF-Verfahren ist es unter anderem möglich, den Wert des eingesetzten Gesamtkapitals aus der Sicht des Kapitalmarktes zu ermitteln und sie werden sowohl in der Literatur als auch in der Rechtsprechung als korrekte Methoden für die Bewertung des Unternehmenswertes angeführt. Die Grundlage liegt dabei in der Diskontierung zukünftiger Cash Flows auf einen Bezugszeitpunkt. Als Diskontierungssatz wird der sogenannte *WACC (Weighted Average Costs of Capital)* verwendet. Für Details zur Ermittlung des Marktwertes des Unternehmens wird auf Kapitel 2.1.4.3 verwiesen, wo eine theoretische Betrachtung der DCF-Verfahren und möglicher alternativer Bewertungsverfahren vorgenommen wird.<sup>13</sup>

Als Ergebnis liegt dem/der Inhaber/in schließlich ein Unternehmenswert vor. Ist dieser Wert positiv, so ist dieses Unternehmen insofern wirtschaftlich, als dass es um eben diesen Wert mehr erwirtschaftet als dies am Kapitalmarkt der jeweiligen Branche im jeweiligen Markt üblich ist. Dem/der Inhaber/in dient ein positiver Unternehmenswert somit als Entscheidungsgrundlage für den Bau bzw. den Kauf des Kraftwerkes. Ziel der Wirtschaftlichkeitsberechnung für den/die Inhaber/in ist also zusammengefasst die Ermittlung des Unternehmenswertes aus Sicht des Kapitalmarktes.

## 1.2.2 Ziele für Eigenkapitalgeber/innen

Für den/die Eigenkapitalgeber/in ist es vorrangig von Bedeutung, wie viel er für das zu Verfügung gestellte EK an Rückflüssen zu erwarten hat. Er wird sich bei der Entscheidung für oder gegen eine Unternehmensbeteiligung ebenfalls auf den Kapitalmarkt beziehen, das heißt er wird vergleichen ob er am Kapitalmarkt unter vergleichbaren Risiken für sein Kapital weniger Rückflüsse zu erwarten hat. Ist dies der Fall, so wäre eine Beteiligung am Unternehmen aus seiner Sicht wirtschaftlich. Für den/die Eigenkapitalgeber/in ist daher das Ziel, den Marktwert des Eigenkapitals zu ermitteln.

Es kann für diesen Zweck ebenfalls eine Discounted Cash Flow Methode herangezogen werden. Hierbei wird der Marktwert des Eigenkapitals (auch Shareholder Value genannt) über die Diskontierung aller zukünftigen, den Eigenkapitalgebern und -geberinnen zufließenden Zahlungsströme ermittelt. Für Details wird wiederum auf Kapitel 2.1.4.3 verwiesen.

Ziel der Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Eigenkapitalgeber/innen ist also die Ermittlung des Marktwertes des Eigenkapitals.

---

<sup>13</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 514f

### **1.2.3 Ziele für Fremdkapitalgeber/innen**

Die FK-Geber/innen bekommen für die Bereitstellung von Kapital einen fixen Zinssatz und die Rückzahlung des Fremdkapitals erfolgt unter einer fix definierten Tilgungsstrategie. Der wirtschaftliche Nutzen ist für ihn demnach von vornherein klar. Was jedoch einer detaillierten Prüfung bedarf ist, ob das Unternehmen überhaupt in der Lage sein wird, durch seine laufenden, zukünftigen Zahlungsüberschüsse die Tilgungsraten und die Zinsen an den FK-Geber/innen abzuführen. Ziel für den/die FK-Geber/in ist demnach eine Überprüfung der Kreditwürdigkeit. Methoden und Vorgehensweisen um dies zu bewerkstelligen werden in Kapitel 2.1.4.4 beschrieben.

Zusammenfassend werden also im Umfang der Wirtschaftlichkeitsberechnung folgende Ziele angestrebt:

- Die Ermittlung des Marktwertes des Unternehmens aus Sicht des Kraftwerksinhabers bzw. der Kraftwerksinhaberin
- Die Ermittlung des Marktwertes des Eigenkapitals aus Sicht der EK-Geber/innen
- Die Prüfung der Kreditwürdigkeit aus Sicht der FK-Geber/innen

Im folgenden Kapitel werden nun die nötigen Arbeitsaufgaben und Schritte zur Erreichung dieser Ziele besprochen.

## **1.3 Aufgabenstellung**

Von der Idee ein Rechenmodell für die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen zu erstellen bis hin zur abgeschlossenen Implementierung bedarf es zahlreicher Aufgaben und Arbeitspakete. In diesem Kapitel sollen diese kurz angeführt und beschrieben werden. Um die Darstellung der Aufgaben übersichtlich zu gestalten soll zunächst eine Unterteilung in die theoretische Betrachtung und in die praktische Problemlösung vorgenommen werden.

### **1.3.1 Aufgaben im Zuge der theoretischen Betrachtung**

Die Ausarbeitung der theoretischen Grundlagen der Arbeit ist notwendig um in der späteren, praktischen Problemlösung den richtigen Weg einzuschlagen. In erster Linie werden hier umfangreiche Recherchen zu den einzelnen Themengebieten der Arbeit notwendig werden. Bevor die nötigen Recherchen betrachtet werden, wird zunächst die Differenzierung in drei Aufgabenbereiche vorgenommen.

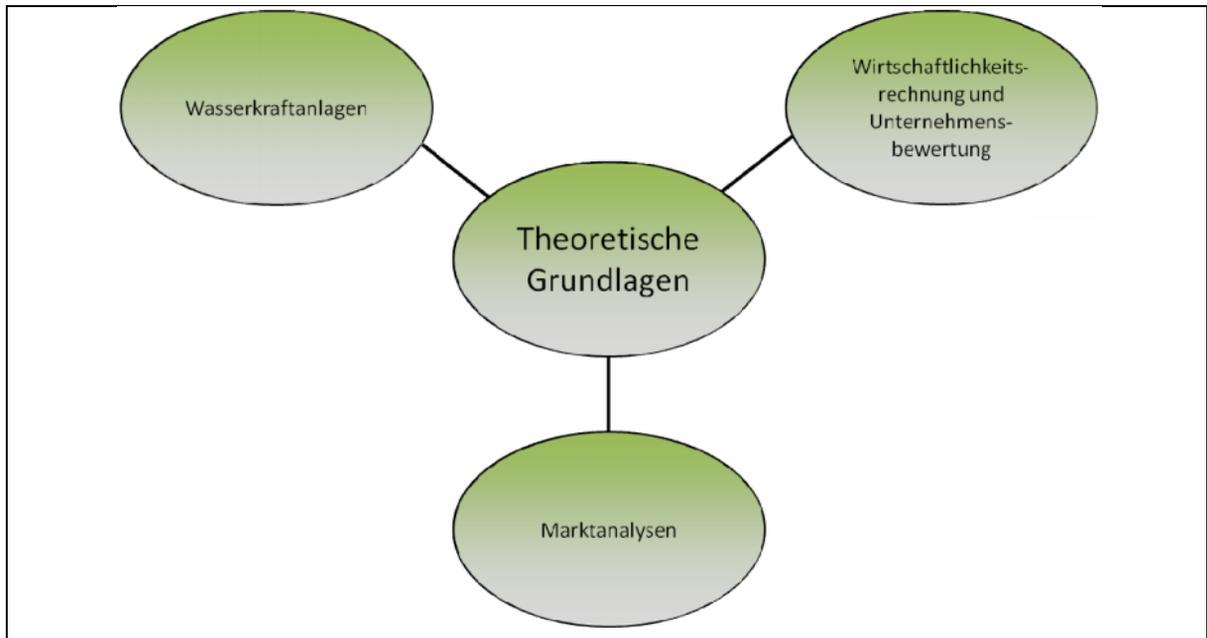


Abb. 6 Aufgabenbereiche im Rahmen der theoretischen Betrachtung

Abb. 6 zeigt diese drei Bereiche, welche nun kurz beschrieben werden.

### 1.3.1.1 Wirtschaftlichkeitsrechnung und Unternehmensbewertung

Innerhalb der theoretischen Betrachtung soll zunächst der generelle Aufbau einer Wirtschaftlichkeitsrechnung betrachtet werden. Nachdem die Hauptaufgabe des Modells die Schaffung einer Entscheidungsgrundlage für die Investition in ein Wasserkraftwerk ist, sollen in weiterer Folge der Investitionsplanungsprozess als übergeordneter Ablauf zur Wirtschaftlichkeitsrechnung und dessen Einzelprozesse behandelt werden.

Des Weiteren wird hier ein Überblick über die einzelnen Größen der Investitionsrechnung und der Unternehmensbewertung gegeben. Aus diesen Größen werden schließlich jene ausgewählt, welche innerhalb des Modells berechnet werden sollen um die oben genannten Ziele zu erreichen. Zusammenfassend gibt es hier also folgende Aufgabenstellungen:

- Recherchen über den generellen Aufbau von Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Recherchen über den Aufbau des Investitionsplanungsprozesses
- Recherchen über Ergebnisgrößen aus der Investitionsrechnung und der Unternehmensbewertung
- Auswahl der im Modell berechneten Ergebnisgrößen

Die theoretischen Grundlagen zum Thema Unternehmensbewertung und Wirtschaftlichkeitsrechnung werden im Kapitel 2.1 betrachtet.

### 1.3.1.2 Wasserkraftanlagen

Um die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen zu modellieren ist zunächst ein grundsätzliches technisches Verständnis über den Aufbau und die Funktionsweise ebensolcher von Nöten. Dabei muss auf die verschiedenen Typen und deren Unterscheidungsmerkmale Augenmerk gelegt werden.

Von Wichtigkeit ist auch die Dimensionierung von Wasserkraftanlagen. Betrachtet man einen potentiellen Standort für ein Wasserkraftwerk mit all seinen topographischen und hydrologischen Randbedingungen, so muss zumindest im Groben klar sein, wie man die Ausbauleistung des Kraftwerkes berechnet um zu ermitteln wie viel Energie pro Jahr erzeugt werden kann. Daher soll hier die Berechnung der Ausbauleistung in Abhängigkeit der Randbedingungen vor Ort theoretisch betrachtet werden.

Die Aufgabenstellungen für die theoretische Betrachtung von Wasserkraftanlagen sind also:

- Recherchen über den Aufbau und die Funktionsweise von Wasserkraftanlagen
- Recherchen zu Unterscheidungsmöglichkeiten verschiedener Anlagentypen
- Recherchen zur Berechnung der Ausbauleistung von Wasserkraftwerken

Details hierzu folgen im Kapitel 2.2.

### 1.3.1.3 Marktanalysen

Wie bereits erwähnt sollen als Absatzmärkte vor allem der österreichische und der rumänische Strommarkt dienen. Diese Märkte müssen dementsprechend hinsichtlich folgender Parameter untersucht werden:

- genereller Aufbau des Strommarktes
- Strompreisentwicklung in den letzten Jahren
- Förderungen für erneuerbare Energien
- Einspeisemöglichkeiten und zukünftiger Energiebedarf
- gesetzliche Vorschriften

Details folgen im Kapitel 2.3.

## 1.3.2 Aufgaben im Zuge der praktischen Problemlösung

Die praktische Problemlösung beinhaltet im Wesentlichen, wie in Abb. 7 gezeigt, die Phasen der Spezifikation, der Planung und der Implementierung des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells. Dabei fließen die Ergebnisse der zuvor beschriebenen theoretischen Grundlagen in die ersten beiden Phasen ein.

Die Aufgaben innerhalb der *Spezifikationsphase* umfassen zunächst die Definition der Projektziele sowie der gewünschten Ergebnisgrößen. Ersteres wurde bereits in Kapitel 1.2 behandelt. Für die Ermittlung der gewünschten Ergebnisgrößen ist zunächst die theoretische

Betrachtung der Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Unternehmensbewertung vonnöten. Das Resultat dieser Betrachtung liefert, wie zuvor beschrieben, jene Größen welche im Modell berechnet werden müssen um die zuvor definierten Ziele zu erreichen. Eine weitere Aufgabe innerhalb der Spezifikationsphase ist die Definition der Meilensteine als Grundlage für den späteren Terminplan. Am Ende der Spezifikationsphase steht die schriftliche Spezifikation unterzeichnet von Auftraggeber und BWL-Institut.

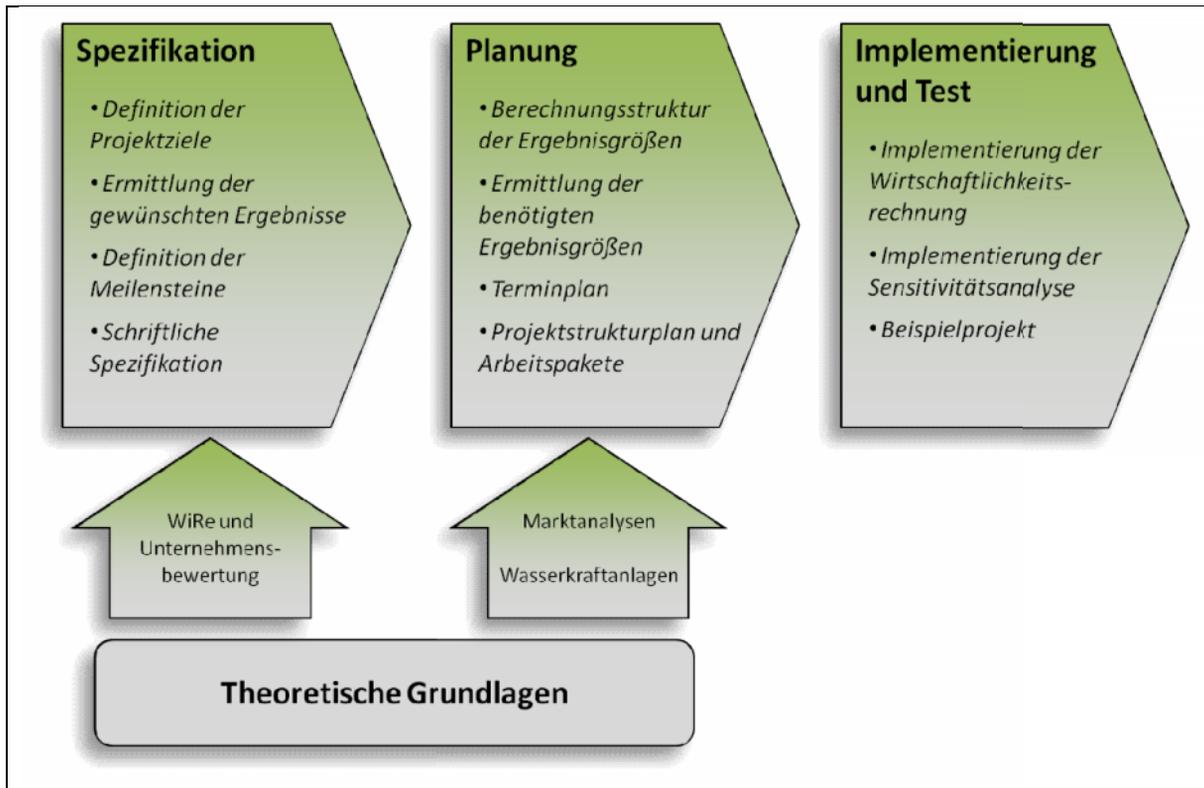


Abb. 7 Die drei Phasen der praktischen Problemlösung

In der zweiten Phase, der *Planung*, wird auf die Berechnung der zuvor definierten Ergebnisgrößen des Modells eingegangen. Aufgabe ist es, die Ergebnisgrößen so lange aufzuschlüsseln, bis eine weitere Zerlegung nicht mehr notwendig, sinnvoll oder möglich ist. Vor allem für die Berechnung der jährlich im Kraftwerk erzeugten Energiemenge werden hier die Resultate aus der theoretischen Betrachtung von Wasserkraftanlagen benötigt. Das Ergebnis dieser Aufschlüsselung ist eine Reihe von benötigten Eingangsgrößen. Diese Eingangsgrößen müssen schließlich aufgelistet und einzeln betrachtet werden. Zu den wichtigsten Eingangsgrößen gehören mitunter Strompreise und Einspeisetarife, deren Verläufe aus den Marktanalysen gewonnen werden können. Die erste Aufgabe innerhalb der Planungsphase ist jedoch das Aufstellen eines Projektstrukturplanes (PSP) mitsamt detaillierten Arbeitspaketen sowie eines Terminplanes, welcher sowohl die Arbeitspakete des PSP als auch die zuvor definierten Meilensteine beinhaltet.

Die Hauptaufgabe der letzten Phase ist die Implementierung der in der Planungsphase aufgeschlüsselten Berechnungsstrukturen im *MS-Excel 2007*. In weiterer Folge soll auch die Möglichkeit einer Sensitivitätsanalyse geschaffen werden. Der Test des Berechnungsmodells

erfolgt durch das Berechnen der Ergebnisse mit verschiedenen Beispielprojekten und Projektangeboten. Die Ergebnisse werden schließlich auf Plausibilität überprüft und mit vergleichbaren Rechenmodellen verglichen.

Eine detaillierte Übersicht zu den Aufgabenstellungen in Form von einzelnen Arbeitspaketen bieten der Projektstrukturplan sowie der Terminplan, welche in Kapitel 1.5 dargestellt werden.

## 1.4 Untersuchungsbereich

Wie bereits erwähnt liegt der Fokus der Berechnung auf Kleinwasserkraftwerke. Nachdem die Liste an Realisierungsmöglichkeiten und Verwendungszwecken enorme Ausmaße annimmt werden hier folgende Einschränkungen getroffen:

|                            |  |
|----------------------------|--|
| Ausbauleistung:            | < 35 MW  |
| Nutzfallhöhe:              | 50 m – 500 m   |
| Bautechnisch:              | PSKW mit oder ohne natürlichem Zufluss, Laufkraftwerke   |
| Energiewirtschaftlich:     | Spitzenlastbetrieb und Regelbetrieb, wobei im Spitzenlastbetrieb keine Regelleistung vorgesehen ist<br>Grundlastbetrieb für Laufkraftwerke |
| Betriebsweise:             | Verbundbetrieb (kein Inselbetrieb)   |
| Wasserwirtschaftlich:      | nur Energieerzeugung (keine Berücksichtigung weiterer wasserwirtschaftlicher Zielsetzungen)  |
| Speichermenge:             | Tagesspeicher bzw. kein Speicher   |
| Betrachtete Nutzungsdauer: | die max. betrachtete Nutzungsdauer beträgt 40 Jahre  |

Eine weitere Einschränkung muss hinsichtlich Prognosen getroffen werden. Es wird darauf hingewiesen das Prognosen bezüglich Markt- und Preisentwicklungen nicht Umfang dieser Arbeit ist. Es wird in den betrachteten Märkten lediglich auf die derzeitige die Situation und die Entwicklung im letzten Jahrzehnt eingegangen.

## 1.5 Vorgehensweise

Die Vorgehensweise umfasst eine strukturierte Anordnung der in Kapitel 1.3 beschriebenen Aufgabenstellungen und Arbeitspakete innerhalb eines Projektstrukturplanes und eines Terminplanes wie sie in den folgenden Abbildungen dargestellt sind.

| Vorgang  | KW 31 | KW 32 | KW 33 | KW 34 | KW 35 | KW 36 | KW 37 | KW 38 | KW 39 | KW 40 | KW 41 | KW 42 | KW 43 | KW 44 | KW 45 | KW 46 | KW 47 | KW 48 | KW 49 | KW 50 | KW 51 | KW 52 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Spezifikation</b>                                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Ermittlung der gewünschten Ergebnisgrößen                  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Definition der Projektziele                                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Definition der Nicht-Projektziele                          |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Meilensteine definieren                                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Schriftliche Spezifikation erstellen                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <i>MS: Vereinbarung schriftl. Spezifikation</i>            |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <b>Planung</b>   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Struktur zur Berechnung der Ergebnisgrößen                 |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Parameteranalyse zur Ermittlung der nötigen Eingangsgrößen |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <i>MS: 1. Zwischenpräsentation</i>                         |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Recherche zu Quellen für Eingangsgrößen                    |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Erstellen/Erweitern e. Projektstrukturplans                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Spezifikations-Verfeinerung                                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <i>MS: fixierte schriftliche Spezifikation</i>             |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <b>Implementierung</b>                                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Erstellen des Excel Berechnungstools                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Implementierung Sensitivitätsanalyse                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <i>MS: Berechnungstool Version 1 fertig</i>                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Test an Hand eines konkreten Angebotes                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Ergebnisauswertung   |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| Überarbeitung Berechnungstool                              |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <i>MS: Endversion Berechnungstool fertig</i>               |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| <b>Schriftliches Dokument: Masterarbeit</b>                |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |

Abb. 8 Terminplan 2011

Im Terminplan sind die Arbeitspakete aus dem Projektstrukturplan zeitlich geordnet angeführt. Erwähnenswert ist, dass nicht wie vielleicht vermutet die Implementierungsphase sondern die Planungsphase die umfangreichste ist. Es lässt sich dies aus den notwendigen und umfangreichen Recherchearbeiten erklären welche in dieser Phase angesiedelt sind.

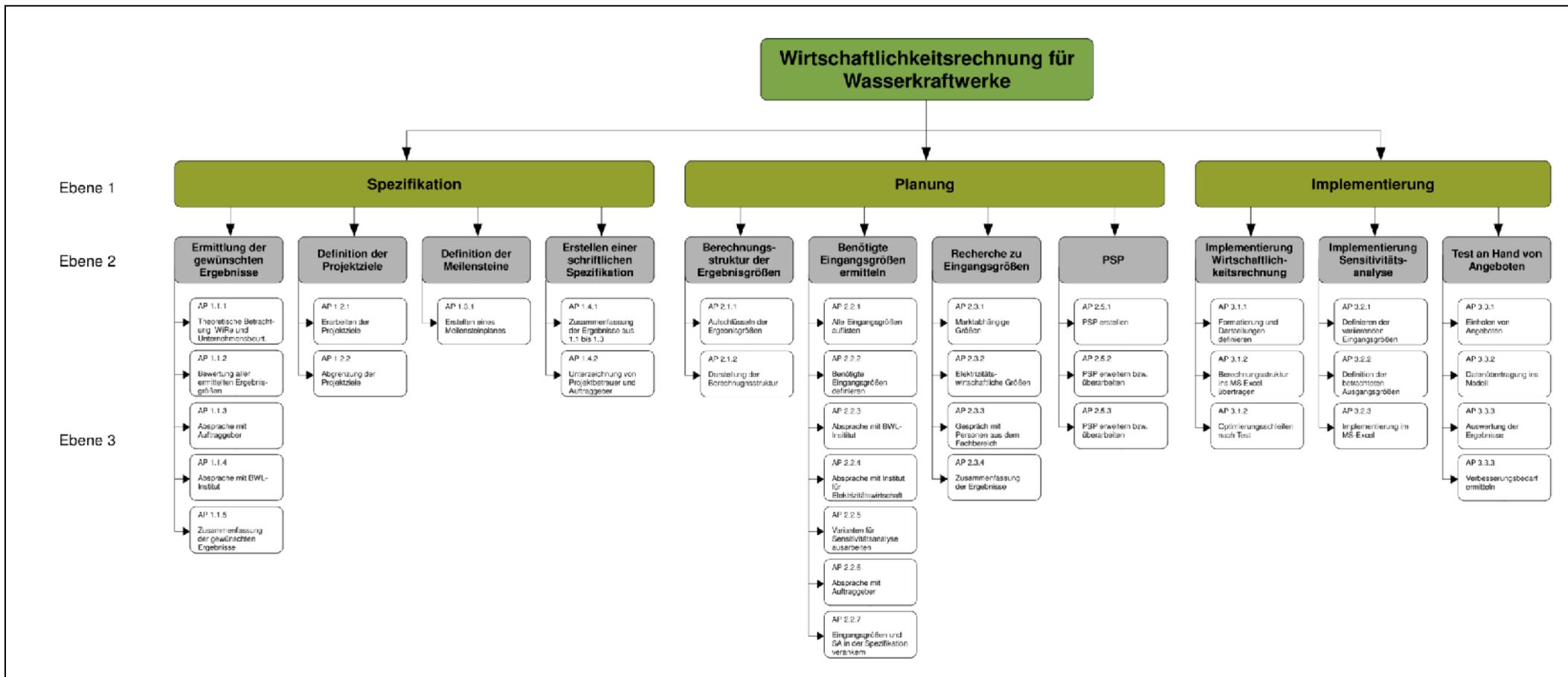


Abb. 9 Projektstrukturplan

## 2 Theoretische Grundlagen der Arbeit

Wie bereits im Kapitel 1.3 erwähnt gliedert sich die theoretische Betrachtung in drei Bereiche.

Im ersten Teil wird auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung im Allgemeinen eingegangen. Dabei wird zunächst die Vorgangsweise für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit behandelt. Anschließend wird auf den Investitionsprozess eingegangen, welcher der Wirtschaftlichkeitsrechnung übergeordnet ist. Am Ende des ersten Teiles werden verschiedene Größen und Berechnungsmethoden für die Investitionsrechnung und die Unternehmensbewertung herangezogen und betrachtet.

Der zweite Teil behandelt die theoretischen Grundlagen zu Wasserkraftanlagen. Hierbei werden zunächst der generelle Aufbau und die Unterscheidungsmerkmale verschiedener Kraftwerkstypen beschrieben. In weiterer Folge werden die notwendigen Datenerhebungen zur Dimensionierung von Wasserkraftanlagen und die Vorgangsweise bei der Berechnung der Ausbauleistung betrachtet.

Der dritte Teil umfasst die Betrachtung des österreichischen und des rumänischen Elektrizitätsmarktes. Hierbei gilt es die gesetzlichen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im jeweiligen Land zu identifizieren und zu beschreiben.

### 2.1 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Grundsätzlich ist zunächst zu erwähnen, dass eine Wirtschaftlichkeitsberechnung weit über die Betrachtung von monetären Größen hinaus geht. So ist es sinnvoll neben der bloßen Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen auch Augenmerk auf den Nutzen der Investitionsentscheidung für das Gesamtunternehmen zu legen. Konkret bedeutet dies dass neben der klassischen Ermittlung von Einnahmenüberschüssen durch die Investition auch ihre Auswirkung auf

- die Erreichung des Gesamtunternehmensziels
- die Flexibilität und die Wandlungsfähigkeit des Unternehmens
- die Kundenzufriedenheit
- die Mitarbeiterzufriedenheit
- die Wettbewerbsposition
- die Situation in anderen Unternehmensbereichen
- uvm.

zu identifizieren. Es handelt sich dabei vielfach um nicht quantifizierbare Größen deren Betrachtung nicht Umfang dieser Arbeit ist. Es soll hier lediglich die unmittelbare, monetäre Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen berechnet werden. Die Betrachtung der eben genannten Auswirkungen durch den Bau dieser obliegt dem Auftraggeber und wird in dieser Arbeit nicht weiter behandelt.

## 2.1.1 Vorgangsweise bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Jeder Investitionsentscheidung, insbesondere bei so kapitalintensiven und langlebigen Objekten wie Wasserkraftanlagen, liegt eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsrechnung zu Grunde. Ein grobes Konzept zum Aufbau einer solchen Rechnung liefern *Jürgen Giesecke* und *Emil Mosonyi* in ihrem Buch mit dem Titel *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. Das Konzept wird in Abb. 10 leicht modifiziert dargestellt.

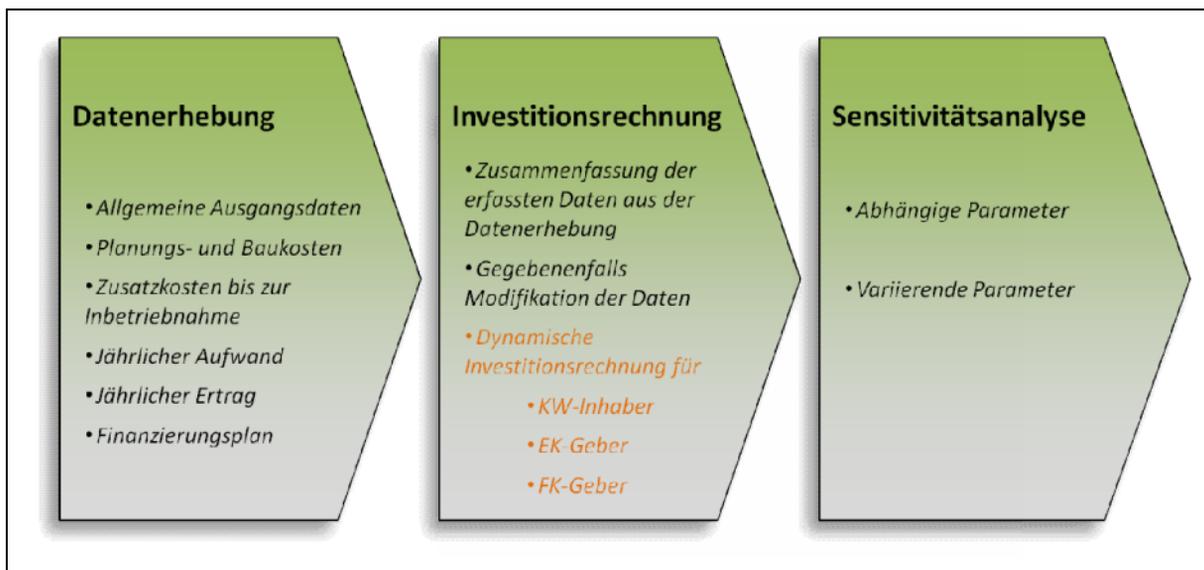


Abb. 10 Phasen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen<sup>14</sup>

Die einzelnen Phasen sollen nun betrachtet werden.

## 2.1.2 Datenerhebung

Im Rahmen der Datenerhebung werden sämtliche Größen ermittelt, welche zur Berechnung der gewünschten Ergebnisse benötigt werden. Um zu wissen, welche Daten erfasst werden müssen, werden im Kapitel 3.2 die Ergebnisgrößen aufgeschlüsselt. Aus dieser Aufschlüsselung ergibt sich eine Liste mit allen Eingangsgrößen, welche für die Berechnung benötigt werden. Eine Liste mit den Eingangsgrößen ist als Anhang 1 beigefügt.

Ein Großteil der allgemeinen Eingangsdaten umfasst jene Größen, welche für die Auslegung des Kraftwerkes relevant sind. Es sind dies vor allem die hydrologischen und die topographischen Daten zur Berechnung der Ausbauleistung. Des Weiteren fallen alle nötigen Daten für die Genehmigungen, die Netzanbindung und die Machbarkeit des Kraftwerkes in diesen Bereich.

<sup>14</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 85

Um für die Planungs- und Baukosten möglichst alle Bauteilkomponenten der Anlage zu berücksichtigen lohnt sich ein Exkurs in das Bauwesen. Die Norm *DIN 276-Kosten im Hochbau* bietet eine Gliederung der einzelnen Kostenkomponenten mit einer spezifischen Erweiterung für Wasserkraftanlagen. Die Norm teilt das gesamte Investitionsvolumen in drei Gliederungsebenen ein, wobei die erste Ebene die relevanteste ist. Diese wird wiederum in sieben Kostengruppen (KG 100 bis KG 700) zerlegt. Die Norm wurde im Hinblick auf Wasserkraftanlagen noch um zwei Kostengruppen (KG 800 und KG 900) erweitert. Die Bezeichnungen der einzelnen Kostengruppen werden in der ersten Spalte von Tab. 2 gezeigt.<sup>15</sup>

| <b>Funktionsbereiche</b><br><b>Kostengruppen</b>                                      | Krafthaus<br>Hochbau | Krafthaus<br>Tiefbau | Wehranlage,<br>Verbindungs-<br>gewässer | Wasserfas-<br>sung | Wasserfüh-<br>rung |
|---|----------------------|----------------------|---|--------------------|--------------------|
| 100 Grundstück  |                      |                      |   |                    |                    |
| 200 Herrichten / Erschließen  |                      |                      |   |                    |                    |
| 300 Bauwerk Krafthaus   |                      |                      |   |                    |                    |
| 400 techn. Anlagen Krafthaus  |                      |                      |   |                    |                    |
| 500 Außenanlagen  |                      |                      |   |                    |                    |
| 600 Ausstattung u. Kunstwerke   |                      |                      |   |                    |                    |
| 700 Baunebenkosten  |                      |                      |   |                    |                    |
| 800 Baukonstruktion - Wasserführung   |                      |                      |   |                    |                    |
| 900 anlagentechnische Ausrüstung<br>Stahlwasser- / Maschinenbau / Elektro-<br>technik |                      |                      |   |                    |                    |

Tab. 2 Kostengliederungssystem mit Kostengruppen und Funktionsbereichen <sup>15</sup>

Um gleich bei der Kostenschätzung die örtlichen Gegebenheiten betrachten zu können hat es sich als praktisch erwiesen, fünf Funktionsgruppen hinzuzufügen. Diese sind in der obigen Tabelle in der ersten Zeile angeführt. Es ergibt sich somit eine Übersicht, an welcher Funktionsgruppe die Kosten der jeweiligen Kostengruppe auftraten. Die relevanten Zellen sind grau schattiert. So werden beispielsweise Grundstückskosten der KG 100 für alle Funktionsbereiche anfallen während beispielsweise Kosten für technische Anlagen des Krafthauses (KG 400) nur für die Funktionsgruppen Krafthaus Hochbau und Krafthaus Tiefbau zu erwarten sind.<sup>15</sup>

Ebenfalls Teil der Datenerhebung ist die Ermittlung von jährlichen Aufwänden und jährlichen Erträgen bzw. von jährlichen Zahlungsmittelzuflüssen und jährlichen Zahlungsmittelabflüssen. Diese Größen hängen von vielerlei Faktoren ab. Im Falle von Wasserkraftanlagen wären dies beispielsweise marktabhängige Faktoren wie Strompreise, Einspeisetarife, Steuern

<sup>15</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 85ff

usw., anlagenabhängige Faktoren wie Wartungskosten, jährlich erzeugte Energiemengen, Betriebskosten usw. oder finanzierungsabhängige Faktoren wie Zinsen und Finanzierungsgebühren um nur einige zu nennen.

Als letzten Teil der Datenerhebung sollte bereits ein grober Finanzierungsplan generiert werden, welcher in die Investitionsrechnung mit einbezogen wird. Hierbei sollte man sich Gedanken über die Finanzierungsstruktur (Eigen- und Fremdkapitalanteil) für das gesamte Kraftwerk machen.

Die Ergebnisse der Datenerhebung münden schließlich in die Investitionsrechnung, welche eben diese Daten mathematisch verarbeitet und daraus die gewünschten Ergebnisse generiert. Dies umfasst den Hauptteil dieser Arbeit und wird im nächsten Kapitel ausgiebig behandelt.

### **2.1.3 Die Investitionsrechnung**

Aufgabe der Investitionsrechnung ist es, die Ergebnisse aus der zuvor abgeschlossenen Datenerhebungsphase heranzuziehen und daraus Grundlagen für die Entscheidung bezüglich der Wahl der Investitionsalternativen zu generieren. Sie liefert dazu verschiedenste Investitionsrechenverfahren, deren Ergebnisse ebensolche Entscheidungskriterien darstellen.

Im Kapitel 1.2 wurden als Zielgrößen des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells der Marktwert des Unternehmens, der Marktwert des Eigenkapitals und die Kreditwürdigkeit des Unternehmens definiert. Diese Ergebnisse sollen in der Phase der Investitionsrechnung aus den zuvor erhobenen Daten berechnet werden. Zwar werden alle drei genannten Zielgrößen grundsätzlich nicht der Investitionsrechnung sondern vielmehr der Unternehmensbewertung zugeordnet, dennoch gibt es gute Gründe sie im Rahmen der Investitionsrechnung zu berechnen und als Kriterium für die Investitionsentscheidung heranzuziehen:

- Die Kraftwerke sind aus Sicht der GEP zwar im Grunde als Investitionsobjekte zu betrachten, dennoch bildet jedes Kraftwerk ein eigenständiges Unternehmen, dessen Wert für die GEP aus der Unternehmensbewertung ermittelt und als Kriterium für die Investitionsentscheidung herangezogen werden kann.
- Die Rechenmethoden zur Ermittlung der drei oben genannten Zielgrößen stammen zwar aus der Unternehmensbewertung, sie verwenden jedoch, wie später im Kapitel 2.1.4.3 ersichtlich wird, allesamt grundlegende Rechenverfahren aus der Investitionsrechnung. Somit sind in diesem Fall Investitionsrechnung und Unternehmensbewertung ohnehin sehr eng miteinander verknüpft.

Das Kapitel 2.1.3.3 beschreibt die einzelnen Investitionsrechenverfahren und deren Aussagekraft. Zunächst werden jedoch der Begriff der Investition sowie der Investitionsentscheidungsprozess allgemein behandelt.

### 2.1.3.1 Zum Investitionsbegriff

Die Investition ist der Begriff für das Umwandeln von finanziellen Mitteln in Vermögenswerte, deren Ziel es ist, einen wirtschaftlichen Nutzen für das Unternehmen zu erzielen. Es bedeutet dies eine Erhöhung des Anlage- oder des Umlaufvermögens über die Bereitstellung von Geld- und oder Sachmitteln (Finanzierung).<sup>16</sup>

#### Zweckmäßige Unterscheidung

Hinsichtlich des Investitionszweckes kann zwischen zahlungsbestimmten und vermögensbestimmten Investitionen unterschieden werden.

Der *zahlungsbestimmte Investitionsbegriff* behandelt Investitionen, welche durch periodische Zahlungsströme gekennzeichnet ist. So kommt es am Anfang zu einer Auszahlung (zum Zeitpunkt  $t_0$ ) und in den darauffolgenden Perioden ( $t_1, t_2, t_3, \dots$ , im Normalfall Jahre) zu Einzahlungsüberschüssen (Differenz zwischen Einzahlungen und Auszahlungen). Eine *vermögensbestimmte Investition* zielt auf die Umwandlung von Kapital in Vermögenswerte ab. Dabei steht die bilanzielle Darstellung von Vermögen und Kapital im Vordergrund.<sup>16</sup>

Die hier behandelten Kraftwerke fallen in den Bereich der zahlungsbestimmten Investitionen. Sie sind bestimmt durch eine hohe Auszahlung zu Beginn (vor allem durch die hohen Material- und Baukosten) sowie durch Einnahmenüberschüsse aus der Stromerzeugung in den darauffolgenden Jahren. Daher werden sämtliche, in dieser Arbeit erwähnten Investitionsbegriffe den zahlungsbestimmten Investitionen zugeordnet.

#### Unterscheidung hinsichtlich der Entscheidungsfindung

Eine weitere Möglichkeit Investitionen zu differenzieren bietet der Weg der Entscheidungsfindung. Hier wird zwischen Einzelinvestitionsentscheidung und Auswahlentscheidung unterschieden.

Eine *Auswahlentscheidung* liegt dann vor, wenn mehrere Investitionsobjekte zu Verfügung stehen. Ziel ist es hier als Entscheidungsgrundlage zwischen mehreren Investitionsobjekten die vorteilhafteste Alternative zu finden. Entscheidungskriterien können hier beispielsweise Kosten, Rendite, Amortisation, Gewinn usw. sein.

Im Gegensatz dazu gibt es bei einer *Einzelinvestitionsentscheidung* nur die Möglichkeit eine geplante Investition zu realisieren oder diese nicht zu realisieren. Die Entscheidung für oder gegen eine Investition ist in diesem Fall davon abhängig, ob diese vorteilhafter ist als das Unterlassen der selbigen.<sup>16</sup>

Der Bau von Wasserkraftwerken hängt sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten des Standortes ab. So gibt es auf Grund der Topographie und der vorhandenen Wasserfracht für einen Standort meist nur eine einzige sinnvolle Möglichkeit für die Auslegung des Kraftwerks und somit nur ein einziges Investitionsobjekt. Als Alternative zum Bau des Kraftwerks kommt

---

<sup>16</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 23ff

lediglich das Unterlassen desselben in Frage. Innerhalb dieser Arbeit handelt es sich daher immer um Einzelinvestitionsentscheidungen. Ziel ist es demnach zu ermitteln, ob ein Kraftwerk an dem jeweiligen Standort gebaut bzw. gekauft werden soll oder nicht.

Finanzwirtschaftlich gesehen sind Investitionen allgemein durch drei wichtige Merkmale gekennzeichnet:<sup>17</sup>

- Jede Investition hat die Aufgabe, zum *Erfolg* eines Unternehmens beizutragen. Eben-dieser Beitrag soll innerhalb der Investitionsrechnung ermittelt werden.
- Jede Investition hat Auswirkungen auf die *Liquidität* eines Unternehmens. Investitionen sollen möglichst zur Erhaltung derselben beitragen.
- Jede Investition basiert auf geplanten, zukünftigen Größen und unterliegt somit einem bestimmten *Risiko*. So kann es unter Umständen Abweichungen vom geplanten Erfolg (Erfolgsrisiko) oder zu Abweichungen vom Liquiditätsplan und somit zu Zahlungseng-pässen (Liquiditätsrisiko) kommen.

Jede dieser drei Komponenten ist auch im Bereich des Kraftwerksbaus wiederzufinden. Vor allem das Risiko spielt hier eine entscheidende Rolle, zumal die Planungshorizonte sehr weit in die Zukunft gehen und große Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Strompreisentwicklungen herrschen.

### 2.1.3.2 Der Investitionsentscheidungsprozess

Nachdem nun der Investitionsbegriff und die Unterscheidungsmerkmale für Investitionen besprochen wurden, soll nun der grundlegende Entscheidungsprozess von der Investitions-idee bis hin zur Realisierung beschrieben werden. Dazu zeigt Abb. 11 die einzelnen Phasen des Investitionsentscheidungsprozesses.

#### Die Anregungsphase

In der Anregungsphase wird die Notwendigkeit bzw. die Anregung für eine Investition wahr-genommen. Die Begründung für solch eine Anregung kann vielfältig sein. So wären bei-spielsweise Wettbewerbsanalysen, der Wunsch nach Weiterentwicklung oder Problemstel-lungen technischer oder wirtschaftlicher Natur zu nennen. Grundsätzlich sollten Investitions-anregungen so ausgerichtet sein, dass sie dazu beitragen die übergeordneten Unterneh-mensziele zu erreichen.<sup>18</sup>

#### Die Suchphase

Innerhalb der Such- oder Strukturierungsphase werden verschiedene Investitionsideen gefil-tert und sowohl Investitionsalternativen als auch eine Nicht-Investition berücksichtigt. Durch

---

<sup>17</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 25f

<sup>18</sup> Dillerup & Albrecht, 2005

eine erste, grobe Definition von Zielkriterien können vielversprechende Investitionsideen identifiziert und weiterverfolgt werden.<sup>18</sup>

### Die Planungsphase

Innerhalb der Planungsphase werden zunächst detaillierte Ziel- und Entscheidungskriterien definiert. Im Hinblick auf diese Kriterien werden die einzelnen Investitionsideen schließlich überprüft. Dies erfolgt mit der Wirtschaftlichkeitsrechnung, welche wiederum, wie zuvor beschrieben aus der Datenerhebung, der Investitionsrechnung und der Sensitivitätsanalyse besteht.<sup>19</sup>

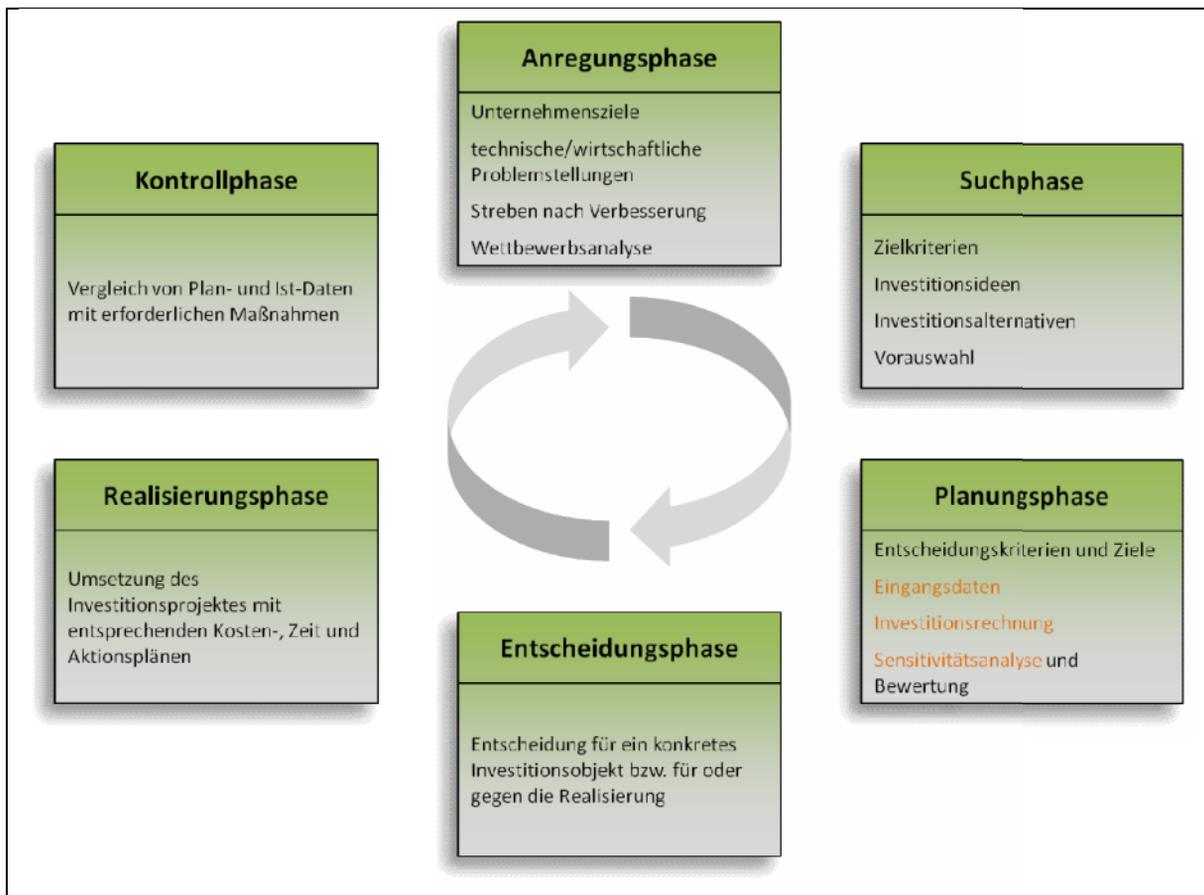


Abb. 11 Investitionsentscheidungsprozess<sup>19</sup>

### Die Entscheidungsphase

Innerhalb der Entscheidungsphase kommt es schließlich zur Auswahl einer bestimmten Investitionsidee. Es handelt sich dabei um jene Idee, welche aus der Planungsphase als die vorteilhafteste für das Unternehmen hervorgeht.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Dillerup & Albrecht, 2005

### **Die Realisierungsphase**

Die Realisierungsphase umfasst sämtliche Einzelaktionen, welche zur Umsetzung der geplanten Investition von der Realisierungsentscheidung bis zu deren Betrieb bzw. Zweckerfüllung getätigt werden.<sup>19</sup>

### **Die Kontrollphase**

Die Kontrollphase ermittelt schließlich die Abweichungen von den investitionsspezifischen Ist-Größen zu den zuvor geplanten Soll-Größen und leitet daraus entsprechende Maßnahmen für die aktuelle und für zukünftige Investitionen ab.<sup>19</sup>

### **Der Investitionsentscheidungsprozess bezogen auf ein Wasserkraftwerk**

Wie sieht nun der Investitionsentscheidungsprozess innerhalb der GEP für die Errichtung von Wasserkraftwerken aus und welche Rolle spielt der Inhalt dieser Arbeit innerhalb dieses Prozesses?

Die *Anregungsphase* ist bei der GEP bestimmt durch das Streben nach Verbesserung im Rahmen der Unternehmensphilosophie. Es ist dies die Energieerzeugung aus nachhaltigen, emissionsarmen und erneuerbaren Energien. Das bestehende Geschäftsfeld der GEP umfasst hauptsächlich die Erzeugung aus Windkraft. Eine Verbesserung und Erweiterung des Erzeugungsportfolios wäre somit die Errichtung von Wasserkraftanlagen. Im Kapitel 1.1 wird erläutert weshalb die GEP dabei auf die Errichtung von Kleinwasser- und Pumpspeicherkraftwerken vor allem im rumänischen Raum fokussiert ist. Die Anregungsphase liefert also den Wunsch des Unternehmens in die Energieerzeugung durch KWK zu investieren.

Innerhalb der *Suchphase* geht es darum, potentielle Standorte für die Errichtung solcher Anlagen zu identifizieren. Wie in Kapitel 1.1.4 beschrieben kann es sich hier auch um bereits fertig geplante Kraftwerksprojekte handeln, welche von unabhängigen Geschäftspartnern angeboten werden. Für ein bestimmtes Kraftwerksprojekt gibt es, wie bereits erwähnt, schließlich immer nur zwei Investitionsalternativen. Es ist dies die Entscheidung für oder gegen den Bau oder den Kauf des entsprechenden Kraftwerks. Die Entscheidungskriterien dafür werden in der nächsten Phase ermittelt.

Die *Planungsphase* umfasst nun die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Kraftwerkprojektes. Es werden hier die in Abb. 10 dargestellten Phasen durchlaufen und als Ergebnis eine Entscheidungsgrundlage für die Investition in das Kraftwerksprojekt geschaffen. Der Inhalt dieser Arbeit umfasst genau diesen Bereich. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Wasserkraftanlagen ist demnach in der Planungsphase des Investitionsentscheidungsprozesses angesiedelt.

Die *Entscheidungsphase* verwendet die Ergebnisse der Planungsphase dazu, sich für oder gegen den Bau des betrachteten Kraftwerks zu entscheiden.

Sofern sich die Investition in ein Kraftwerk als wirtschaftlich erwiesen hat, folgen schließlich *Realisierungs- und Kontrollphase*.

### 2.1.3.3 Investitionsrechenverfahren

Die Investitionsrechnung spielt die entscheidende Rolle innerhalb der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Sie wandelt die erfassten Eingangsdaten in jene Ergebnisgrößen um, welche als Grundlage für die Investitionsentscheidung dienen.

Die Investitionsrechnung bietet eine Vielzahl von Verfahren und Berechnungsmethoden. Einen Überblick über die wichtigsten davon bietet Abb. 12. Grundsätzlich wird zwischen statischen und dynamischen Investitionsrechnungen unterschieden.<sup>20</sup>

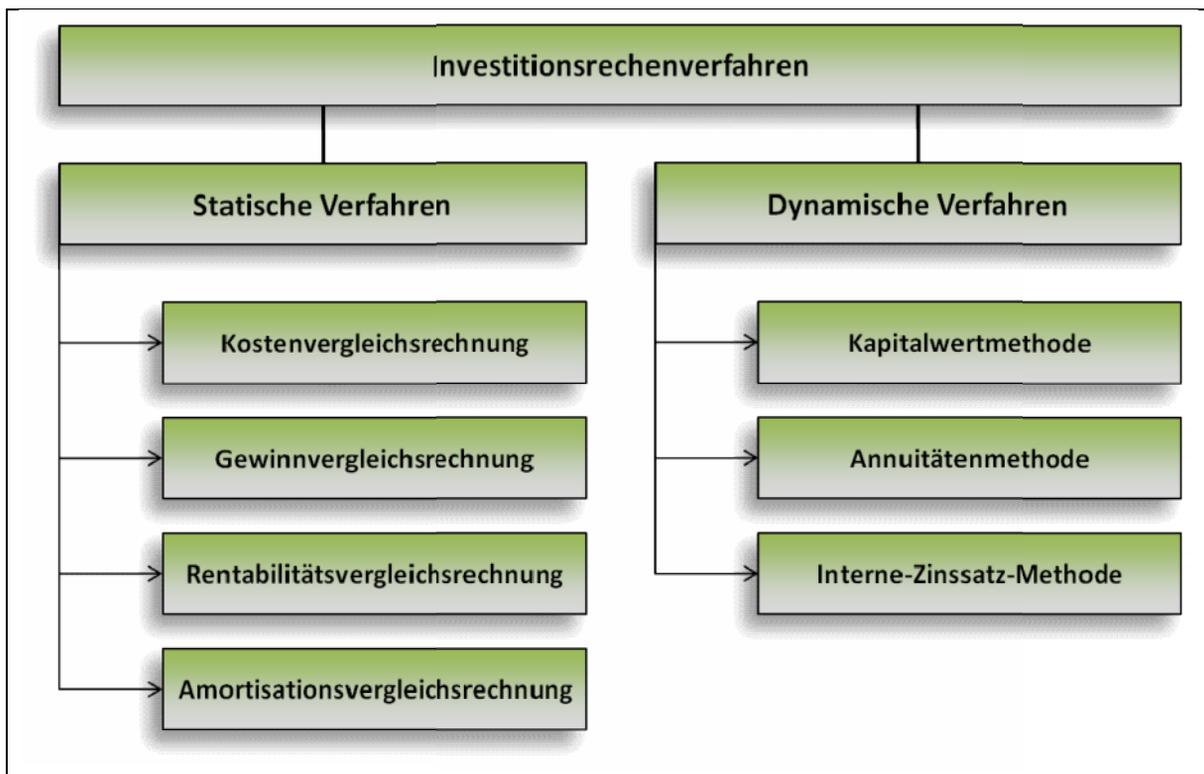


Abb. 12 Investitionsrechenverfahren<sup>21</sup>

Der Unterschied zwischen statischen und dynamischen Verfahren liegt in der Berücksichtigung des Zeitfaktors. Bei den statischen Verfahren findet der Zeitpunkt des Zahlungsflusses keinerlei Beachtung. So spielt es in der Berechnung beispielsweise keine Rolle, ob eine Zahlung zu Beginn oder am Ende der Nutzungsdauer stattfindet. Es sind dies zwar vergleichsweise einfache Methoden, sie können jedoch zu gravierenden Fehlentscheidungen führen. Wenn man beispielsweise bedenkt, dass frühe finanzielle Rückflüsse aus der Investition bereits während der Nutzungsdauer weiter investiert oder angelegt werden könnten wird klar, warum der Zeitfaktor eine enorm wichtige Rolle spielt. Dies ist vor allem bei langlebigen Investitionen wie Wasserkraftanlagen der Fall. Diese Tatsache ist Grund genug das Augenmerk hier auf die dynamischen Verfahren zu legen und die statischen Investitionsrechenverfahren nicht weiter zu betrachten.<sup>21</sup>

<sup>20</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 33ff

<sup>21</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 34ff

Die dynamischen Investitionsrechenverfahren sind Mehrperiodenmodelle. Sie verwenden Zahlungsströme der einzelnen Perioden innerhalb einer Nutzungsdauer und bedienen sich finanzmathematischer Grundlagen. Die Zahlungsströme bestehen aus Ein- bzw. Auszahlungen welche einen Zu- bzw. Abfluss liquider Mittel bedeuten. Zur Beachtung des Zeitfaktors werden diese Zahlungsströme auf einen bestimmten Bezugszeitpunkt auf- bzw. abgezinst. Als Bezugszeitpunkt wird meist der Planungs- oder Nutzungsbeginn herangezogen. Es werden alle nach dem Bezugszeitpunkt auftretenden Zahlungsströme mit einem Diskontierungszinssatz ab-, alle davor auftretenden aufgezinst. Der Diskontierungszinssatz wird dabei als *Kalkulationszinsfuß* bezeichnet und wird in der Literatur wie folgt definiert:<sup>22</sup>

„Der Kalkulationszinsfuß ist die vom Investor geforderte Mindestverzinsung, die er in Anbetracht des mit der Investition verbundenen Risikos für angemessen hält und die er realistisch gesehen erzielen kann.“<sup>23</sup>

Für die Wahl des Kalkulationszinsfußes werden mehrere Möglichkeiten geboten. So kann man sich beispielsweise am Kapitalmarkt orientieren oder durchschnittliche Branchenzinssätze verwenden. Wichtig ist dabei nur, das entsprechende Risiko der Investition mit einzu beziehen.<sup>23</sup>

Die auf- bzw. abgezinsten Zahlungsströme werden als *Barwerte* bezeichnet. Die Berechnung des Barwerts lautet wie folgt:<sup>23</sup>

$$BW = E\ddot{U} * (1 + i)^{-n}$$

BW ... Barwert

E $\ddot{U}$  ... Einnahmenüberschuss

i ... Kalkulationszinsfuß

n ... Nutzungsjahr in welchem der E $\ddot{U}$  auftritt

Als Veranschaulichung für die Berechnung eines Barwertes soll folgendes Beispiel dienen:

**Beispiel:** Im Jahre 2010 wird ein Wasserkraftwerk in Betrieb genommen, welches im Jahre 2019 einen Einnahmenüberschuss von € 100.000.- erwirtschaftet. Der Kalkulationszinsfuß wird mit 7 % angenommen.

$$BW = 100.000 * (1 + 0,07)^{-10} = 50.834$$

Der Barwert des Einnahmenüberschusses bezogen auf den Betriebsbeginn des Kraftwerks beträgt € 50.834.- und reduziert sich somit durch die Abzinsung beinahe auf die Hälfte. Man erkennt also deutlich, wie wichtig es ist den Zeitpunkt der Zahlungsströme in die Berechnung mit einfließen zu lassen.

<sup>22</sup> Adam, 1997, S.103

<sup>23</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 69f

Mit anderen Worten bedeutet ein Barwert von € 50.834.-, dass bei einem Zinssatz von 7 % im Jahre 2010 dieser Betrag angelegt werden müsste um im Jahre 2019 auf € 100.000 zu kommen.

Die dynamischen Investitionsrechenmodelle basieren auf der Berechnung von solchen Barwerten. Es gilt eine Reihe von Prämissen zu beachten, welche bei der Anwendung dieser Methode zur Geltung kommen:<sup>23</sup>

- Die Investitionsobjekte sind durch Ein-/ und Auszahlungen gekennzeichnet.
- Die Zahlungsströme der einzelnen Perioden werden jeweils dem Periodenende zugeordnet
- Die Genauigkeit des Ergebnisses hängt von der Sicherheit der verwendeten, zukünftigen Daten ab.
- Sämtliche Überschüsse der einzelnen Perioden können zum Kalkulationszinssatz wiederveranlagt werden.
- Es herrscht ein vollkommener Kapitalmarkt.

Aus diesen Prämissen resultieren auch die größten Kritikpunkte der dynamischen Investitionsrechnung:

- Unsicherheitsproblem: Zukünftige Entwicklungen und Ereignisse können nur in den seltensten Fällen mit Sicherheit vorhergesagt werden. → Lösung: Diese Problematik wird durch die Sensitivitätsanalyse eingegrenzt (siehe Kapitel 3.5)
- Zinssatzproblem: Die Wahl des Zinssatzes ist nicht immer einfach, hat aber enorme Auswirkungen auf das Ergebnis. → Lösung: Siehe Berechnung des Kalkulationszinssatzes (Kapitel 2.1.4.3)
- Zurechnungsproblem: Kann man die erzielten Einzahlungsüberschüsse wirklich dem Investitionsobjekt zuordnen? → Lösung: Nachdem die betrachteten Wasserkraftanlagen als eigenständige und isolierte Unternehmen betrieben werden ist die Zuordnung der Zahlungsströme kein Problem

Trotz der zahlreichen Prämissen und Kritikpunkte sind die dynamischen Investitionsrechenmodelle in der Praxis bewährt und anerkannt. Die einzelnen Methoden sollen nun kurz beschrieben werden.

### **Kapitalwertmethode**

Die Kapitalwertmethode wird verwendet um zu ermitteln, welchen finanziellen Überschuss ein Investitionsobjekt über die Nutzungsdauer hinweg unter Annahme einer festen Verzinsung erwirtschaftet bzw. ob sich das eingesetzte Kapital überhaupt amortisiert. Sie verwendet hierzu die oben beschriebenen Barwerte der einzelnen Perioden und summiert diese auf. Von der Summe dieser Einzahlungsüberschüsse bezogen auf den Nutzungsbeginn wird das eingesetzte Kapital (Investitionssumme) abgezogen. Das Ergebnis bildet schließlich den *Kapitalwert*. Die Formel für den Kapitalwert lautet also wie folgt:<sup>24</sup>

---

<sup>24</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 78

$$C = -AW + \sum_{n=1}^N (E_n - A_n) * (1 + i)^{-n}$$

C ... Kapitalwert

AW ... Eingesetztes Kapital, Investitionssumme

N ... Nutzungsdauer

n ... Nutzungsjahr

i ... Kalkulationszinsfuß

$E_n$  ... Einzahlungen im n-ten Nutzungsjahr

$A_n$  ... Auszahlungen im n-ten Nutzungsjahr

Zur Verdeutlichung soll wiederum ein einfaches Beispiel dienen:

**Beispiel:** Gegeben sei eine Anlage mit einer Nutzungsdauer von 5 Jahren und einer Investitionssumme von € 100.000.-. Der Kalkulationszinssatz beträgt 8 %. Die durch die Anlage erwirtschafteten Einzahlungen und die betriebsbedingten Auszahlungen sehen wie folgt aus:

| Nutzungsjahr:   | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Einzahlung [€]: | 68.000 | 74.800 | 82.280 | 90.508 | 99.559 |
| Auszahlung [€]: | 65.000 | 46.000 | 32.000 | 45.000 | 52.000 |

Der Kapitalwert ergibt sich nun wie folgt:

$$C = -100.000 + (68.000 - 65.000) * (1,08)^{-1} + (74.800 - 46.000) * (1,08)^{-2} + \dots$$

$$C = € 44.089.-$$

Die Anlage bringt also über eine Lebensdauer von fünf Jahren um € 44.089.- mehr ein als eine alternative Verzinsung der Investitionssumme mit 8 %.

Ist der Kapitalwert positiv so bedeutet dies, dass das Investitionsobjekt ebendiesen Wert zusätzlich zur Verzinsung erwirtschaftet. Es ergibt sich also ein Vorteil gegenüber einer Anlage der Investitionssumme zum Kalkulationszinssatz. Ist er hingegen negativ, wäre es vorteilhafter die Investitionssumme zum Kalkulationszinssatz anzulegen. Entscheidungskriterium dafür, ob es sinnvoll ist in eine Anlage zu investieren ist also ein positiver Kapitalwert. Die Investition wäre in diesem Fall *absolut vorteilhaft*. Sie würde sich über die Nutzungsdauer amortisieren und noch einen zusätzlichen finanziellen Überschuss erwirtschaften. Soll zwischen mehreren Investitionsobjekten ausgewählt werden, so wird sich für jenes mit dem höchsten Kapitalwert entschieden. Die Investition wäre in diesem Fall *relativ vorteilhaft*.<sup>25</sup>

Die Kapitalwertmethode ist in der Praxis häufig angewendet. Es gilt jedoch immer die oben erwähnten Prämissen zu beachten.

<sup>25</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 80f

### Methode des internen Zinsfußes

Die Methode des internen Zinsfußes basiert auf den gleichen mathematischen Grundlagen wie die Kapitalwertmethode. Ihr Ziel ist es jedoch nicht einen finanziellen Gesamtüberschuss sondern eine relative Rendite zu ermitteln. Diese relative Rendite kann auch als tatsächliche Verzinsung oder Effektivverzinsung bezeichnet werden. Der interne Zinsfuß entspricht jenem Kalkulationszinssatz, bei welchem der Kapitalwert der Investition gleich null ist. Die Basis für die Berechnung des internen Zinsfußes bildet also die Berechnung des Kapitalwertes. Die Vorgehensweise zur Berechnung des internen Zinsfußes soll in Abb. 13 verdeutlicht werden. Es handelt sich hierbei um eine einfache Interpolation. So wird zunächst ein Kalkulationszinssatz gewählt, bei welchem sich ein positiver Kapitalwert ergibt ( $C_1, i_1$ ). Im nächsten Schritt wird der Zinssatz erhöht, sodass sich ein negativer Kapitalwert ergibt ( $C_2, i_2$ ). Wird nun eine Gerade durch diese beiden Punkte gelegt, so ergibt der Schnittpunkt dieser Geraden mit der x-Achse näherungsweise (!) den internen Zinsfuß.<sup>26 27</sup>

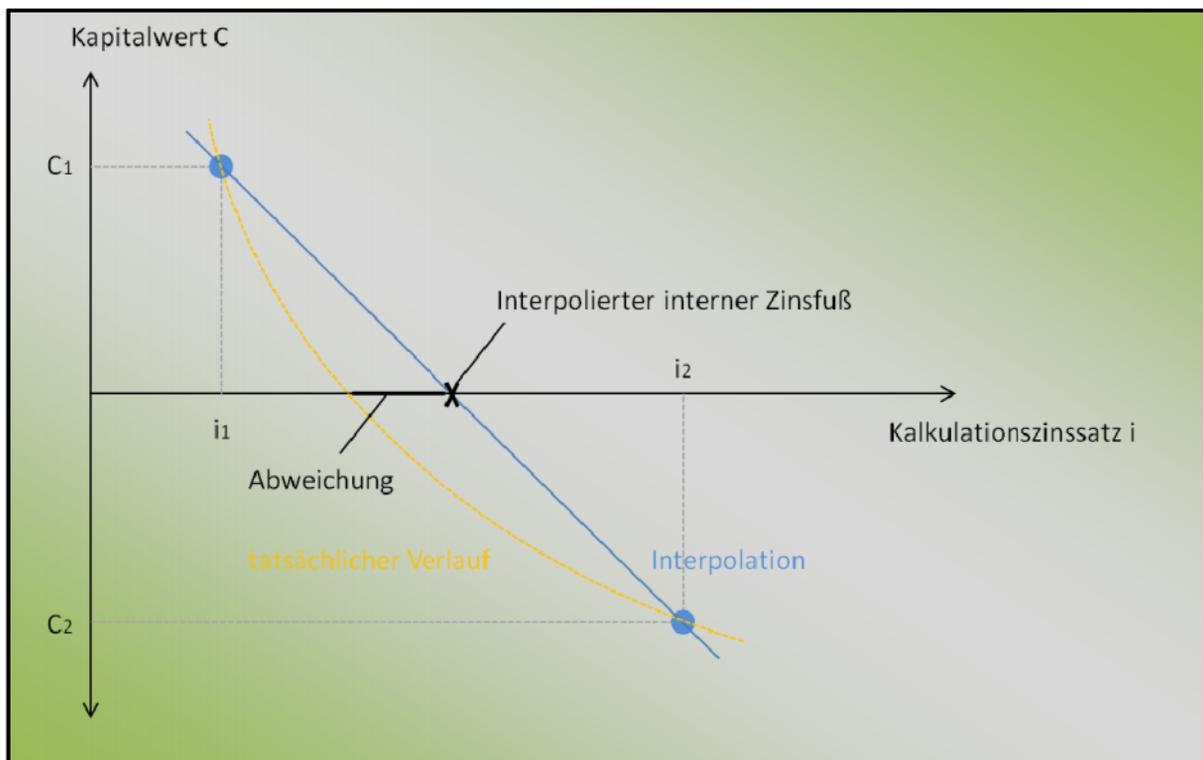


Abb. 13 Näherungsverfahren zur Ermittlung des internen Zinsfußes

Nachdem das tatsächliche Verhältnis zwischen Kapitalwert und Kalkulationszinssatz nicht linear ist, entspricht das Interpolationsverfahren nur einer Näherung. Je enger die beiden berechneten Kapitalwerte  $C_1$  und  $C_2$  und die Kalkulationszinssätze  $i_1$  und  $i_2$  zusammen liegen, desto genauer wird das Ergebnis. Durch Tabellenkalkulationen (z.B. MS Excel) kann der interne Zinsfuß nahezu exakt berechnet werden.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 93ff

<sup>27</sup> Rolfes, 1998, S.12

Der Vorteil dieser Methode ist, dass eine einfache Aussage über die Rentabilität des investierten Kapitals getätigt werden kann. Der interne Zinssatz ist einfach interpretierbar.

### Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode berechnet im Gegensatz zur Kapitalwertmethode nicht den Gesamtsondern den Periodenerfolg einer Investition, welcher als Annuität bezeichnet wird. Dabei wird der Kapitalwert eines Investitionsobjektes sozusagen auf die gesamte Nutzungsdauer verteilt. Als absolutes Entscheidungskriterium gilt wiederum, ob die Annuität größer null ist. Es ist dies der Fall, wenn auch der Kapitalwert positiv ist. Als relatives Entscheidungskriterium für die Auswahl zwischen mehreren Investitionsalternativen wird die höchste Annuität herangezogen. Die Berechnung der Annuität erfolgt aus dem Kapitalwert mit Hilfe folgender Formel:<sup>28</sup>

$$A = C * \frac{i}{1 - (1 + i)^{-N}}$$

A ... Annuität

C ... Kapitalwert

N ... Nutzungsdauer

i ... Kalkulationszinsfuß

Bei einer absoluten Betrachtung (d.h. wenn es nur ein Investitionsobjekt gibt) führen Annuitätenmethode und Kapitalwertmethode immer zur gleichen Entscheidungsgrundlage. Hier gilt in beiden Fällen, dass das Investitionsobjekt als vorteilhaft gilt, sobald das Ergebnis positiv ist. Bei der Entscheidung zwischen mehreren Investitionsobjekten (relative Betrachtung) können die beiden Methoden dann zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, wenn die Nutzungsdauern der Investitionsobjekte voneinander verschieden sind.

### Verwendete Investitionsrechenverfahren

Nachdem im Zuge dieser Arbeit nur absolute Betrachtungen vorherrschen wäre es nicht sinnvoll sowohl die Kapitalwert- als auch die Annuitätenmethode zu anzuwenden. Die beiden Verfahren würden immer zum gleichen Ergebnis führen. Es werden daher in weiterer Folge nur mehr die Kapitalwertmethode und die Methode des internen Zinsfußes verwendet. Wie bereits zu Beginn des Kapitels 2.1.3 erwähnt, sind die Zielgrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht der Kapitalwert oder der interne Zinsfuß sondern vielmehr der Marktwert des Unternehmens, der Marktwert des Eigenkapitals und die Kreditwürdigkeit des Unternehmens. Es sind dies zwar allesamt Größen aus der Unternehmensbewertung, sie verwenden jedoch in ihren Berechnungen zum Kapitalwerte und sind somit eng mit den Investitionsrechenverfahren verknüpft. Eine genaue Beschreibung erfolgt im nächsten Kapitel.

<sup>28</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 90f

## 2.1.4 Größen aus der Unternehmensbewertung

Nachdem die Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung angeführt und erklärt wurden, sollen dieselben nun im Rahmen der Unternehmensbewertung angewendet werden. Bevor dies geschieht werden jedoch zunächst die Grundlagen der Unternehmensbewertung behandelt.

Ziel der Unternehmensbewertung ist es, wie der Name bereits vermuten lässt, einem Unternehmen einen Wert zuzuordnen. Innerhalb dieser Arbeit würde dies bedeuten, dass für ein Wasserkraftwerk, welches als selbstständiges Unternehmen betrieben wird, ein Wert ermittelt wird welcher es dem/der potentiellen Inhaber/in oder dem/der Eigenkapitalgeber/in ermöglicht eine Investitionsentscheidung zu treffen. Der Wert ergibt sich aus dem zukünftigen Nutzen, den das Kraftwerk für die Inhaber/innen bzw. die Eigenkapitalgeber/innen erwirtschaftet. Der Nutzen wiederum ergibt sich aus der Diskontierung der zukünftigen Einnahmüberschüssen auf einen Bezugszeitpunkt. Es wird also mit Bar- und Kapitalwerten gearbeitet, was die enge Verbindung zu den dynamischen Investitionsrechenmethoden verdeutlicht. Für die Ermittlung des Unternehmenswertes gibt es verschiedene Verfahren. Die einzelnen Methoden unterscheiden sich dabei zumeist in der Berechnung der Einnahmüberschüsse und des Kalkulationszinsfußes. Welche angewendet werden, hängt in großem Ausmaß von Bewertungszweck und -anlass ab.<sup>29</sup>

Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über Bewertungsanlässe und -zwecke. Danach werden kurz die einzelnen Verfahren aufgezählt. Aus den Verfahren werden schließlich jene herausgehoben und näher beschrieben, welche innerhalb dieser Arbeit angewendet werden.

### 2.1.4.1 Bewertungszwecke

Die richtige Wahl der Unternehmensbewertungsmethoden hängen unmittelbar mit dem Bewertungszweck zusammen. Der Bewertungszweck beschreibt, wofür das Ergebnis der Unternehmensbewertung verwendet werden soll. Grob gesehen kann zwischen folgenden Bewertungszwecken unterschieden werden:<sup>30</sup>

- Ermittlung von Entscheidungswerten
- Ermittlung von Marktwerten
- Ermittlung von Schiedswerten
- Ermittlung von Argumentationswerten
- Ermittlung von Buch- und Bilanzwerten
- Ermittlung von Steuerbemessungsgrundlagen

Die *Ermittlung von Entscheidungswerten* wird vor allem beim Kauf und/oder Verkauf eines Unternehmens benötigt. Für den potentiellen Käufer geht es hier darum, eine Preisobergrenze für das Unternehmen zu ermitteln. Oberhalb dieses Preises ist es für den Käufer nicht

---

<sup>29</sup> Schacht & Fackler, 2005, S. 15

<sup>30</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 17f

mehr ökonomisch sinnvoll das Unternehmen zu erwerben. Für den Verkäufer hingegen soll die Preisuntergrenze ermittelt werden. Damit es zur Transaktion kommt, muss der Preis also irgendwo zwischen diesen beiden Grenzpreisen liegen. Weitere Anwendungsgebiete sind Unternehmensverschmelzungen, -spaltungen etc. Für unseren Fall ist die Ermittlung von Entscheidungswerten meist nicht der richtige Bewertungszweck, nachdem die Unternehmen zum Großteil nicht gekauft sondern selbst gegründet und aufgebaut werden.

Die *Ermittlung von Marktwerten* dient dazu, einen Unternehmenswert aus Sicht des Kapitalmarktes zu generieren. Der Marktwert entspricht dem Kapitalwert aller Zahlungen, die die Kapitalgeber/innen eines Unternehmens in Zukunft zu erwarten haben. Der gesamte Unternehmenswert setzt sich dabei aus dem Marktwert des Eigen- und dem Marktwert des Fremdkapitals zusammen. Vor allem der Wert des Eigenkapitals („Shareholder Value“) ist hier von großer Bedeutung. Für die Ziele dieser Arbeit ist die Ermittlung von Marktwerten der passende Bewertungszweck. Er ermöglicht einerseits dem/der Inhaber/in einen Unternehmenswert aus Sicht des Kapitalmarktes zu ermitteln und zeigt andererseits den Eigenkapitalgebern und -geberinnen wie viel das von ihm zu Verfügung gestellte Kapital wert ist. Es wären somit zwei der in Kapitel 1.2 beschriebenen Ziele erfüllt.<sup>31</sup>

Alle *sonstigen Bewertungszwecke* sind für diese Arbeit nicht relevant und werden somit nicht weiter behandelt.

Die Ziele dieser Arbeit sind also auf die Ermittlung von Marktwerten ausgerichtet. Nun soll erörtert werden, welches Bewertungsverfahren für diesen Zweck die richtigen sind.

#### 2.1.4.2 Bewertungsverfahren im Überblick

Grundsätzlich können die Bewertungsverfahren in Gesamtbewertungs-, Einzelbewertungs- und Mischverfahren unterteilt werden. Einen grafischen Überblick hierzu schafft Abb. 14.

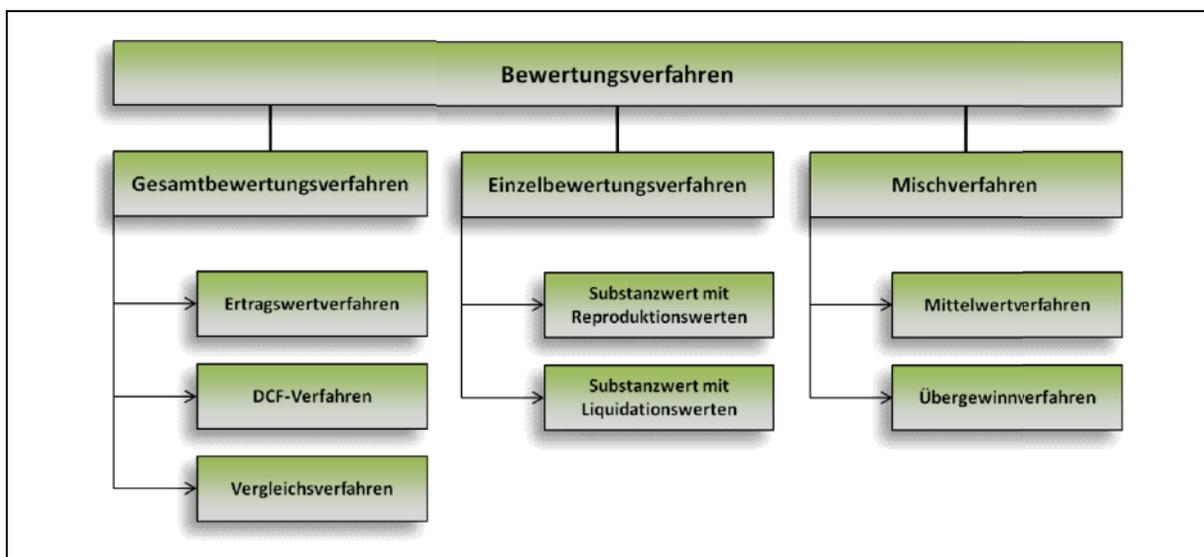


Abb. 14 Bewertungsverfahren im Überblick<sup>32</sup>

<sup>31</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 18ff

<sup>32</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 30

Die Gesamtbewertungsverfahren betrachten das gesamte Unternehmen als Bewertungseinheit. Der Unternehmenswert wird aus dem erwarteten zukünftigen Gesamtertrag abgeleitet. Einzelbewertungsverfahren hingegen leiten den Unternehmenswert aus der Summe der einzelnen Unternehmensbestandteile ab. Mischverfahren wiederum kombinieren Gesamt- und Einzelbewertungsverfahren. In der Regel führen die drei Verfahrensgruppen zu stark unterschiedlichen Ergebnissen, da bei Einzelbewertungsverfahren die Kombinationseffekte zwischen den Unternehmensbestandteilen unberücksichtigt bleiben.<sup>32 33</sup>

Bei der Betrachtung von Wasserkraftwerken als Unternehmen macht es Sinn Gesamtbewertungsverfahren zu verwenden, zumal eine Unterteilung in Unternehmensbestandteile kaum möglich ist. Es werden also in weiterer Folge nur die Gesamtbewertungsverfahren betrachtet. Diese unterteilen sich in Ertragswert-, Discounted Cash Flow (DCF) und in Vergleichsverfahren.

### **Ertragswertverfahren**

Das Ertragswertverfahren war im deutschsprachigen Raum lange Zeit das von der Rechtsprechung vorgeschriebene und somit auch das am weitesten verbreitete Verfahren zur Unternehmensbewertung. Mittlerweile gelten die DCF-Verfahren (aus dem angloamerikanischen Raum) vor allem bei grenzüberschreitenden Transaktionen als gleichberechtigte Methoden.<sup>34</sup>

Die Ertragswertverfahren ermitteln den Unternehmenswert durch die Diskontierung von den zukünftig erwarteten Erträgen des Gesamtunternehmens. Diese Erträge sollten theoretisch den gesamten Nutzen umfassen, welcher auch nichtfinanzielle Komponenten wie Prestige, Macht, Unabhängigkeit oder emotionale Bindungen beinhaltet. Solche kaum messbaren Größen werden hier allerdings nicht näher betrachtet. Der Ertragsbegriff beschränkt sich somit auf messbare finanzielle Größen. Unter Erträge werden zukünftigen Zahlungsströme verstanden, die so genannten Cash Flows. Genauer gesagt handelt es sich hierbei um Netto-Cash-Flows beim Eigner, welche alle zu erwartenden finanziellen Zu- und Abflüsse beim Unternehmenseigner beinhalten. Um den Prognoseaufwand für diese Cash Flows zu verringern können auch vereinfachte Größen verwendet werden. So können, geordnet nach absteigendem Prognoseaufwand neben dem Netto-Cash-Flow beispielsweise auch

- Nettoausschüttungen des Unternehmens
- Einzahlungsüberschüsse des Unternehmens
- Netto-Einnahmen des Unternehmens oder
- Periodenerfolge des Unternehmens

verwendet werden. Als theoretisch korrekte Größe werden für den Ertragsbegriff jedoch die Netto-Cash-Flows beim Eigner herangezogen.<sup>35</sup>

---

<sup>33</sup> Schacht & Fackler, 2005, S. 21f

<sup>34</sup> Schacht & Fackler, 2005, S. 24f

<sup>35</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 32ff

Die Erträge werden schließlich mit einem Kalkulationszinsfuß auf den Bewertungsstichtag abgezinst. Das Ertragswertverfahren basiert somit auf der Kapitalwertmethode. Der Zinssatz ermittelt sich aus der Rendite der bestmöglichen Alternativanlage, erhöht um einen Risikoaufschlag und um die persönlichen Ertragssteuern des Unternehmenseigners.<sup>34</sup>

Bezogen auf den Bewertungszweck wird das Ertragswertverfahren zumeist für die Ermittlung von Entscheidungswerten verwendet. Für die von uns benötigten Marktwerte werden die DCF-Verfahren herangezogen.

### **DCF-Verfahren**

Wie das Ertragswertverfahren basieren auch die Discounted-Cash-Flow-Verfahren auf die Kapitalwertmethode. Auch hier werden zukünftige Cash Flow auf einen Bewertungsstichtag abgezinst. Der Unterschied besteht jedoch in der Ermittlung des Kalkulationszinsfußes. Bei den DCF-Verfahren wird hierfür auf kapitalmarkttheoretische Modelle zurückgegriffen. Die Ergebnisse sind schließlich der Marktwert des Gesamtkapitals und der Marktwert des Eigenkapitals (Shareholder Value). Es handelt sich dabei genau um jene Größen, welche innerhalb der Wirtschaftlichkeitsberechnung im Rahmen dieser Arbeit berechnet werden sollen. Daher werden auch diese Verfahren für die weiteren Berechnungen herangezogen und weiter unten näher behandelt.<sup>36</sup>

### **Vergleichsverfahren**

Die Vergleichsverfahren ermitteln den Unternehmenswert aus Börsenwerten oder realisierten Marktpreisen vergleichbarer Unternehmen. Sie werden hier nicht näher betrachtet.<sup>37</sup>

#### **2.1.4.3 Discounted Cash Flow Verfahren**

Im Wirtschaftlichkeitsrechenmodell werden also DCF-Verfahren für die Ermittlung von Marktwert des Gesamtunternehmens sowie des Eigenkapitals verwendet. Der folgende Abschnitt soll einen Überblick über die verschiedenen DCF-Verfahren sowie die Ermittlung des Kalkulationszinsfußes geben.

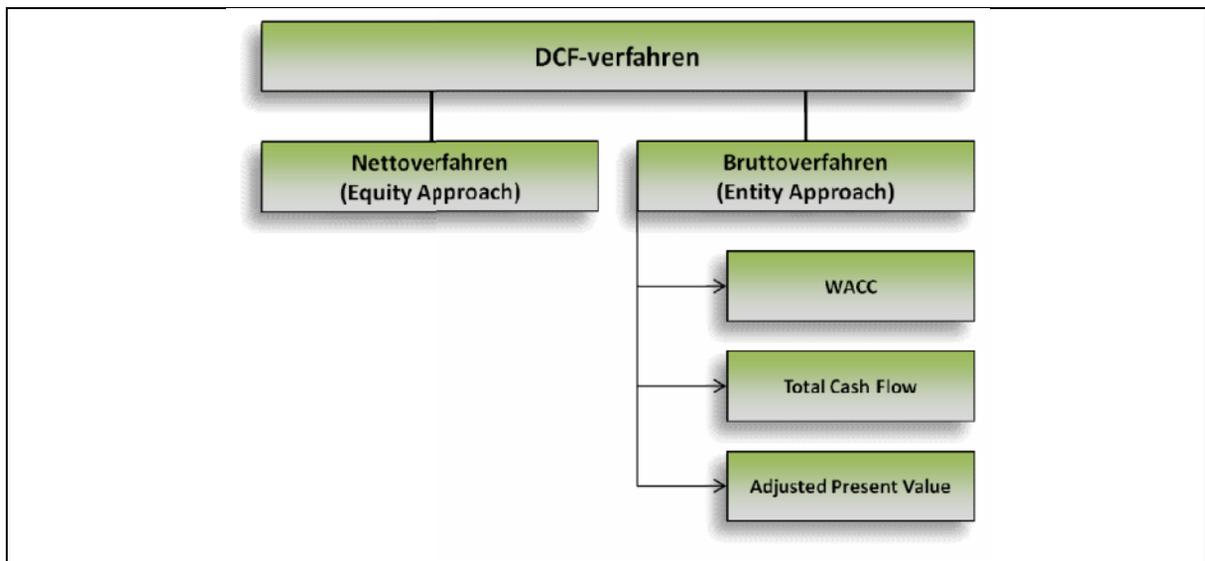
#### **Grundlagen und Verfahrensüberblick**

Wie zuvor erwähnt haben die DCF-Verfahren das Ziel, den Marktwert des Unternehmens aus Sicht des Kapitalmarktes zu ermitteln. Dies geschieht durch die Diskontierung der zukünftigen Cash Flows. Unterschieden wird dabei zwischen Brutto- und Nettoverfahren (auch Entity- und Equity Approach genannt). Einen Überblick hierzu liefert Abb. 15

---

<sup>36</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 37

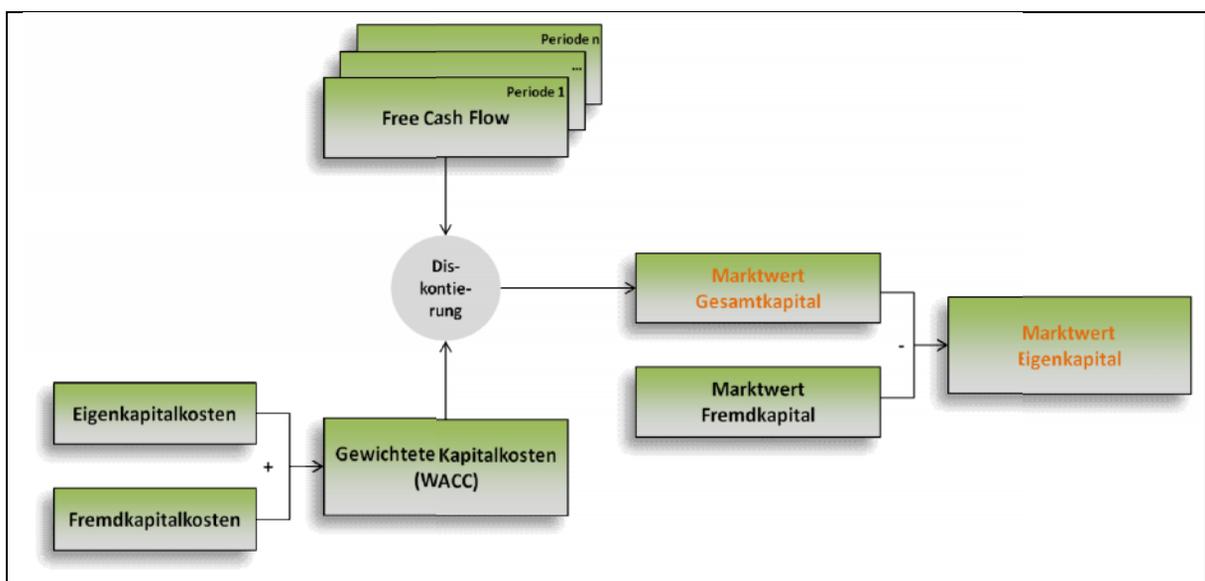
<sup>37</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 42

Abb. 15 Überblick DCF-Verfahren<sup>38</sup>

Die Bruttoverfahren können wiederum in WACC-Verfahren, Total Cash Flow Ansatz oder in das Adjusted Present Value Verfahren eingeteilt werden. Die innerhalb dieser Arbeit relevanten Methoden sind einerseits das Nettoverfahren und andererseits das WACC-Verfahren. Diese beiden sollen nun im Detail behandelt werden

### Brutto-Verfahren mit dem WACC-Ansatz

Der WACC-Ansatz berechnet als gängigste Variante der Brutto-Verfahren sowohl den Marktwert des Gesamtunternehmens (bzw. des Gesamtkapitals) als auch den Marktwert des Eigenkapitals. Die Berechnung erfolgt dabei durch die Diskontierung von sogenannten *Free Cash Flows* aus den zukünftigen Perioden mit dem WACC (Weighted Average Costs of Capital) als Kalkulationszinsfuß. Das Berechnungsschema wird in Abb. 16 dargestellt.

Abb. 16 Berechnungsschema des Marktwertes des Eigenkapitals (WACC Ansatz)<sup>39</sup>

<sup>38</sup> Nestler & Kupke, 2003, S. 164

Wie man erkennt wird hier zunächst durch die Diskontierung der Free Cash Flows (oder auch Brutto Cash Flows) mit dem WACC zunächst der Marktwert des Gesamtkapitals ermittelt. Der WACC wiederum ergibt sich aus der Summe von Eigenkapitalkosten und Fremdkapitalkosten. Eine detaillierte Berechnung folgt später.

Die Formel für den Marktwert des Gesamtkapitals lautet also wie folgt:<sup>40</sup>

$$MW_{GK} = \sum_{n=1}^N FCF_n * (1 + WACC)^{-n}$$

$MW_{GK}$ ... Marktwert Gesamtkapital, Marktwert Unternehmen

$FCF_n$  ... Free Cash Flow in der Periode n

N ... Nutzungsdauer

n ... Nutzungsjahr

Die Berechnung der Free Cash Flows der jeweiligen Periode erfolgt nach folgendem Schema:<sup>41 42</sup>

|  |
|--|
| Umsatzerlöse<br>- Materialaufwand<br>- Personalaufwand<br>- Abschreibungen<br>- sonstige betriebliche Aufwendungen   |
| <b>= Operatives Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)</b><br>- adaptierte Steuerzahlungen<br>+/- Abschreibungen/Zuschreibungen<br>+/- Aufwendungen/Erträge aus Anlagenabgängen<br>+/- Erhöhung/Verminderung der langfristigen Rückstellungen<br>+/- Veränderungen des Netto-Umfaufvermögens<br>-/+ Mittelabflüsse/-zuflüsse aus Investitionen/Desinvestitionen<br>+/- nicht operativer Free Cash Flow |
| <b>= Free Cash Flow</b>  |

Die Berechnung erfolgt aus dem EBIT (Earnings before Interest and Taxes) der GuV, wobei der hier angegebene EBIT bereits leicht auf unsere Anwendung vereinfacht ist. So wurden beispielsweise keine Bestandsveränderungen mit einbezogen, zumal im Bereich der Stromproduktion aus Wasserkraft nicht mit Lagerbestand zu rechnen ist. Vom EBIT werden nun zunächst die adaptierten Unternehmenssteuern abgezogen. Adaptiert heißt dabei, dass sie mit dem zuvor berechneten EBIT korrespondieren. Jene Steuerminderung, welche aus der

<sup>39</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 313

<sup>40</sup> Schacht & Fackler, 2005, S. 188

<sup>41</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 224

<sup>42</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 316

Bezahlung von Fremdkapitalzinsen entsteht, wird hier bewusst nicht berücksichtigt. Dies geschieht erst später in der Berechnung des Kalkulationszinsfußes (WACC). Anschließend erfolgt eine Korrektur um nicht ausgabewirksame Aufwände und um nicht einnahmewirksame Erträge. So ist beispielsweise eine Abschreibung zwar ein Aufwand, sie zieht jedoch keinen Zahlungsmittelabfluss mit sich. Daher werden die Abschreibungen wieder addiert. Selbiges gilt für Anlagenabgänge und Rückstellungen. Die Veränderungen im Nettoumlaufvermögen beinhalten Vorräte (bei WKA nicht benötigt), Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, geleistete Anzahlungen, sonstige Forderungen, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, erhaltene Anzahlungen, sonstige Verbindlichkeiten und Rechnungsabgrenzungsposten. Im nächsten Schritt erfolgt eine Korrektur um Geldflüsse aus Investitionen und Desinvestitionen. Bei den Wasserkraftanlagen wird dies vor allem zu Beginn des Betrachtungszeitraumes von Bedeutung sein. Hier sind hohe Zahlungsmittelabflüsse für den Bau und den Erwerb von Anlagen zu erwarten. Im letzten Schritt wird der Cash Flow schließlich noch um den nicht operativen Cash Flow korrigiert. Er umfasst beispielsweise Cash Flows aus außerordentlichen Vorgängen, aus Beteiligungen oder aus bestimmten Investitionen eigenständiger Tochtergesellschaften. Gibt es keine Aufspaltung in operative und nicht operative Bereiche, kann der Free Cash Flow auch einfacher aus der klassischen Kapitalflussrechnung ermittelt werden:<sup>43</sup>

|   |
|---|
| Cash Flow aus der Betriebstätigkeit         |
| +/- Cash Flow aus der Investitionstätigkeit |
| +/- Fremdkapitalzinsen/Zinserträge          |
| <b>= Free Cash Flow</b>                     |

Die klassische Kapitalflussrechnung soll Aufschluss über die Liquidität eines Unternehmens geben und ist in der internationalen Rechnungslegung sogar Pflichtbestandteil des Jahresabschlusses. Sie berechnet den Jahresendbestand an liquiden Mitteln, den ein Unternehmen zu Verfügung hat. Hierzu wird die Summe aus Zahlungsmittelbestand am Periodenanfang und folgenden drei Cash Flow Positionen gebildet:<sup>44</sup>

|  |
|--|
| Cash Flow aus der Betriebstätigkeit                            |
| +/- Cash Flow aus der Investitionstätigkeit                    |
| +/- Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit                   |
| + Zahlungsmittelbestand am Periodenanfang                      |
| <b>= Zahlungsmittelüberschuss bzw. -bedarf am Periodenende</b> |

<sup>43</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 316ff

<sup>44</sup> Widt, 2008

|  |
|--|
| Jahresüberschuss/-fehlbetrag<br>+/- Abschreibungen/Zuschreibungen<br>+/- Erhöhung/Verminderung der langfristigen Rückstellungen<br>+/- Aufwendungen/Erträge aus Anlagenabgängen<br>+/- Veränderungen des Netto-Umfaufvermögens (Vorräte, Forderungen, Verbindlichk.) |
| <b>= Cash Flow aus der Betriebstätigkeit</b>   |

|   |
|---|
| Einzahlungen aus Desinvestitionen des Anlagevermögens<br>- Auszahlungen aus Investitionen in das Anlagevermögen |
| <b>= Cash Flow aus der Investitionstätigkeit</b>  |

|  |
|--|
| zahlungswirksame Veränderungen der Finanzmittelbestände (Tilgung/Aufnahme von Krediten, Darlehen, Eigenkapital, Dividendenzahlungen)<br>+/- wechsellkursbedingte oder sonstige Wertänderungen im Zahlungsmittelbestand |
| <b>= Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit</b>  |

Im Fall der von uns betrachteten Wasserkraftanlagen kann auf eine Unterscheidung von operativem und nicht operativem Bereich verzichtet werden. Daher wird die Berechnung des Free Cash Flows aus der Kapitalflussrechnung vorgenommen.

In beiden Berechnungsmethoden wird deutlich, dass Geldflüsse aus der Finanzierung nicht in den Free Cash Flow mit einfließen. Er ist somit unabhängig von der Finanzierungsstruktur des Unternehmens und kann daher auch als finanzierungsneutraler Cash Flow angesehen werden. Die Finanzierungsstruktur und die aus den Zinsaufwendungen entstehenden Steuervorteile werden erst in der Berechnung des Diskontierungszinssatzes (WACC) berücksichtigt.

Aus den ermittelten Free Cash Flows und dem später betrachteten WACC wird also der Marktwert des Gesamtkapitals ermittelt. Daraus lässt sich nun einfach durch Subtraktion des Marktwertes des Fremdkapitals der Marktwert des Eigenkapitals ermitteln. Es handelt sich dabei ausschließlich um das verzinsliche Fremdkapital.<sup>45</sup>

Bevor nun die Berechnung des WACC betrachtet wird, soll eine zweite Möglichkeit zur Ermittlung des Marktwertes des Eigenkapitals erläutert werden - das Nettoverfahren.

<sup>45</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 313

### Nettoverfahren (Equity Approach)

Wie im WACC-Ansatz wird im Netto-Verfahren der Marktwert des Eigenkapitals berechnet. Dabei wird jedoch nicht der Umweg über den Marktwert des Gesamtkapitals genommen, sondern der Marktwert direkt aus der Diskontierung von Zahlungsströmen ermittelt. Die Unterschiede im Berechnungsweg werden auch in Abb. 17 dargestellt. Die innerhalb des Nettoverfahrens verwendeten Zahlungsströme werden als *Flow to Equity (FTE)* bezeichnet. Im Gegensatz zum Free Cash Flow werden im FTE die Zahlungsströme aus der Fremdfinanzierung mit einbezogen. Der FTE einer Periode ist jener Zahlungsstrom, welcher ausschließlich den Eigenkapitalgebern und -geberinnen zu Verfügung steht. Aus diesem Grund muss auch ein anderer Kalkulationszinssatz verwendet werden als im WACC-Ansatz. Es wird hier die Renditeforderung der Eigenkapitalgeber/innen für die Diskontierung herangezogen. Die Berechnung derselben kann über das sogenannte *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* erfolgen. Es wird dies im nächsten Kapitel näher beschrieben.<sup>46</sup>

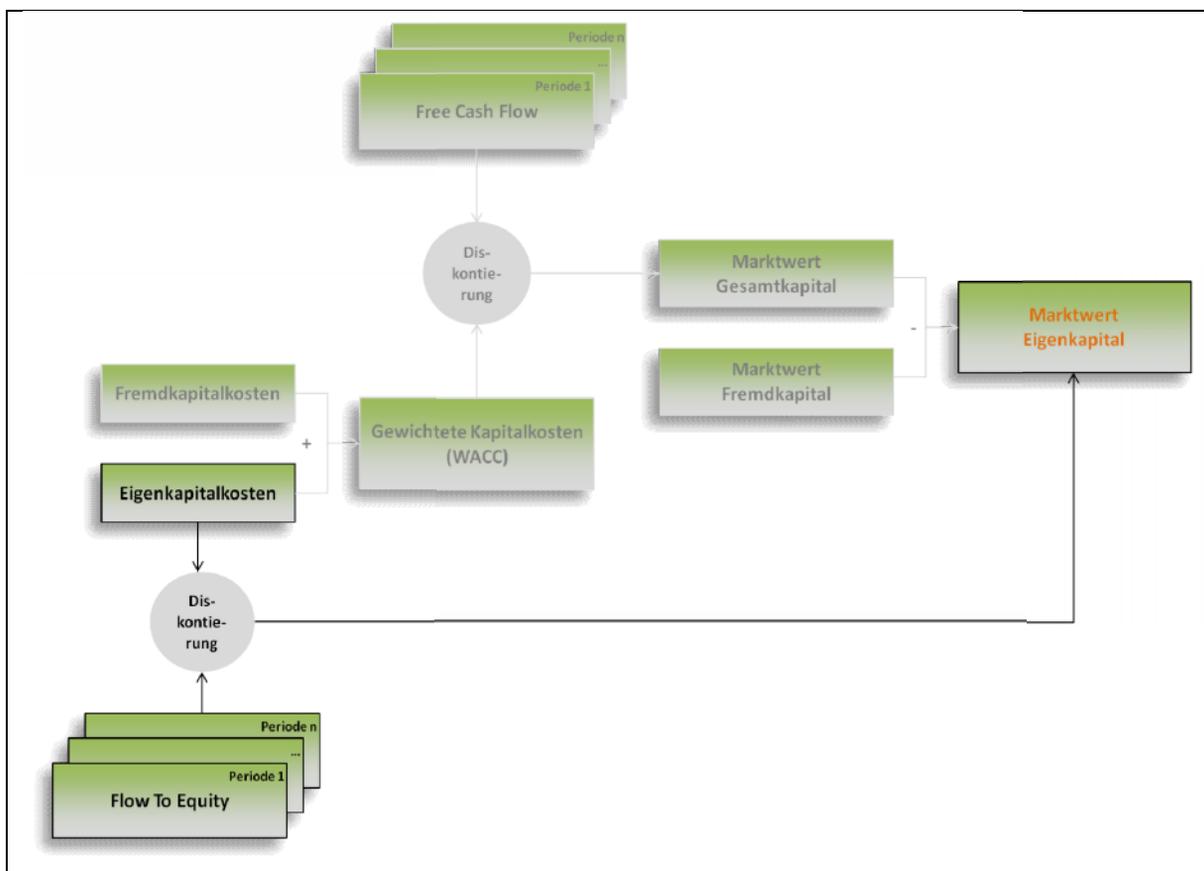


Abb. 17 Nettoverfahren im Vergleich zum WACC-Ansatz

Die Ermittlung des Marktwertes des Eigenkapitals erfolgt also auf Basis vom Flow to Equity. Die Berechnung desselben erfolgt wiederum aus dem EBIT:<sup>47</sup>

<sup>46</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 367f

<sup>47</sup> Mandl & Rabel, 1997, S. 368

|  |
|--|
| <p>Operatives Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Körperschaftssteuer</li> <li>- Fremdkapitalzinsen</li> <li>+ Zinserträge</li> <li>+/- Abschreibungen/Zuschreibungen</li> <li>+/- Aufwendungen/Erträge aus Anlagenabgängen</li> <li>+/- Erhöhung/Verminderung der langfristigen Rückstellungen</li> <li>+/- Veränderungen des Netto-Umfaufvermögens</li> <li>-/+ Mittelabflüsse/-zuflüsse aus Investitionen/Desinvestitionen</li> <li>+/- Aufnahmen/Tilgungen von verzinslichem Fremdkapital</li> </ul> |
| <b>= Flow To Equity</b>  |

Im Vergleich zur Berechnung des Free Cash Flows erkennt man drei Unterschiede. Erstens werden hier nicht mehr die adaptierten Steuern sondern die Körperschaftssteuer im eigentlichen Sinne abgezogen. Diese beinhaltet somit auch die Steuerersparnis aus den Zinszahlungen. Zweitens werden hier die Zinszahlungen berücksichtigt und drittens werden auch Veränderungen im langfristigen Fremdkapital in die Berechnung mit einbezogen.

### Capital Asset Pricing Model (CAPM)

Das CAPM beschreibt die Bestimmung des Eigenkapitalkostensatzes (Renditeforderung der Eigenkapitalgeber/innen) durch den Zusammenhang von Rendite und Risiko auf einem gleichgewichteten Kapitalmarkt. Die Berechnungsstruktur wird in Abb. 18 dargestellt.<sup>48</sup>

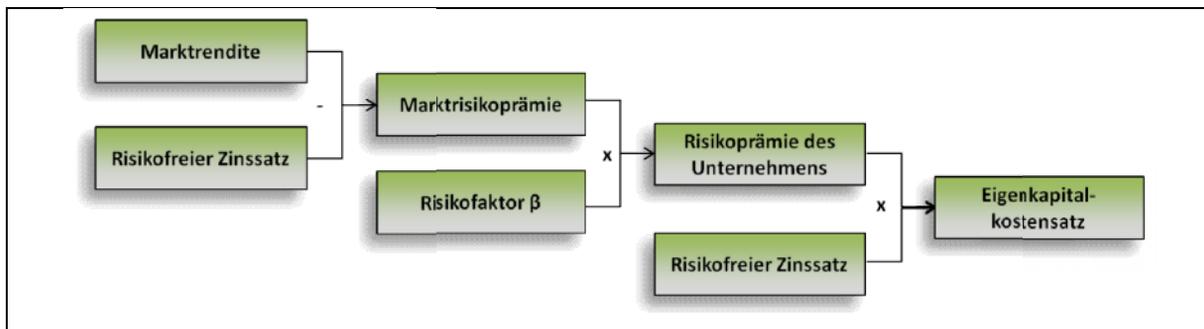


Abb. 18 Capital Asset Pricing Model<sup>48</sup>

Zunächst wird die Marktrendite betrachtet. Es handelt sich hierbei um die erwartete Rendite eines risikobehafteten Marktportfolios, also der Rendite eines gesamt betrachteten Marktes. Es könnte hierzu beispielsweise die langfristigen Renditen des DAX oder des ATX herangezogen werden. Der risikofreie Zinssatz entspricht dem Zinssatz auf risikofreie Anlagen. Als risikofreie Anlagen galten lange Zeit Staatsanleihen, wobei diese Annahme auf Grund der jüngsten Ereignisse mittlerweile zu hinterfragen sind. Die Differenz aus Marktrendite und risikofreiem Zinssatz ergibt schließlich die Risikoprämie des Marktes. Sie beschreibt die erzielbare Prämie gegenüber risikofreien Anlagen am jeweilig betrachteten Markt. Die Sicht ist

<sup>48</sup> Hagenloch, 2007, S. 204ff

also noch auf den Markt gerichtet. Um nun auch auf die unternehmen- bzw. wertpapierspezifischen Risiken Augenmerk zu legen wird diese Risikoprämie mit einem Risikofaktor Beta ( $\beta$ ) multipliziert. Dieser Faktor gibt die Kursschwankungsbreite (Volatilität) der betrachteten Anlage zu der Kursschwankungsbreite des betrachteten Marktes an. Sind also die Kursschwankungen der betrachteten Anlage im Vergleich zum restlichen Markt hoch, so ist auch mit einem hohen Risiko zu rechnen.<sup>48</sup>

Zu unterscheiden ist dabei zwischen verschuldetem und unverschuldetem Beta. Letzteres geht von einem unverschuldeten Unternehmen aus während das verschuldete Beta die Kapitalstruktur des Unternehmens mitberücksichtigt. Die Berechnung des verschuldeten aus dem unverschuldeten Beta funktioniert wie folgt:<sup>49</sup>

$$\beta_v = \beta_u * [1 + (1 - s) * \frac{FK}{EK}]$$

$\beta_u, \beta_v$  ... Beta Faktor unverschuldet und verschuldet

s ... Unternehmenssteuersatz

FK ... Fremdkapitalanteil

EK ... Eigenkapitalanteil

Für die Ermittlung der Renditeforderung der Eigenkapitalgeber/innen wird der verschuldete Betafaktor verwendet. Für börsennotierte Unternehmen kann man für die Ermittlung des unverschuldeten Beta-Faktors oftmals auf Veröffentlichungen durch anerkannte Finanzinformationssysteme zurückgreifen. Bei nicht börsennotierten Unternehmen, wie den in dieser Arbeit betrachteten Wasserkraftanlagen, ist dies nicht möglich. Hier gibt es einerseits die Möglichkeit sich an eine Gruppe vergleichbarer, börsennotierter Unternehmen (sogenannte Peer Groups) zu halten oder vereinfachend auf Branchen-Betas zurückzugreifen. Es sind diese Methoden jedoch kritisch im Bezug auf Repräsentativität zu betrachten.<sup>50</sup>

Das Ergebnis aus der Multiplikation von Marktrisikoprämie und Beta ist schließlich die Risikoprämie des Unternehmens. Multipliziert mit dem risikofreien Zinssatz ergibt sich letztendlich der Eigenkapitalkostensatz. Er entspricht nun der Renditeforderung der Eigenkapitalgeber/innen und wird somit als Kalkulationszinssatz für die Marktwertermittlung des Eigenkapitals im Nettoverfahren herangezogen.<sup>51</sup>

### **Weighted Average Costs of Capital (WACC)**

Wie bereits besprochen dient der WACC als Kalkulationszinsfuß im Brutto-Verfahren bei der Berechnung des Marktwertes des Gesamtkapitals. Nachdem in der Berechnung der Free Cash Flows die Finanzierungsstruktur des Unternehmens nicht berücksichtigt wurde, wird dies innerhalb der Berechnung des WACC nachgeholt. Wie der Name bereits vermuten lässt

<sup>49</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 499

<sup>50</sup> Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 499ff

<sup>51</sup> Hagenloch, 2007, S. 238f

entspricht der WACC einem Kapitalkostensatz welcher sich aus Eigenkapitalkostensatz und Fremdkapitalkostensatz gewichtet nach der Finanzierungsstruktur zusammensetzt. Die Berechnung wird in Abb. 19 erläutert.<sup>50</sup>

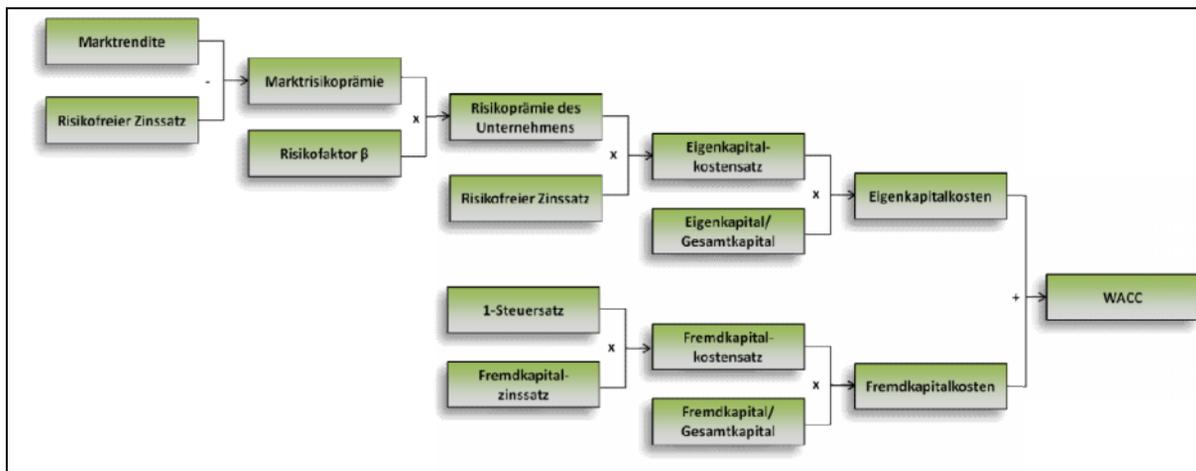


Abb. 19 Berechnungsstruktur der Weighted Average Costs of Capital nach Du Pont<sup>51</sup>

Der WACC errechnet sich also aus Eigenkapitalkosten und Fremdkapitalkosten. Die Eigenkapitalkosten werden dabei aus dem zuvor beschriebenen CAPM mit dem Eigenkapitalanteil (Verhältnis von Eigenkapital zu Gesamtkapital) gewichtet. Für die Berechnung der Fremdkapitalkosten wird der Fremdkapitalzinssatz herangezogen. Dieser wird meist von den Fremdkapitalgeber/innen vorgegeben. Des Weiteren muss eine Korrektur vorgenommen werden, weil die Steuerersparnis aus den Fremdkapitalzinszahlungen bei der Berechnung der Free Cash Flows ebenfalls nicht berücksichtigt wurden.<sup>52</sup>

Ein Problem bei der Berechnung des WACC ergibt sich, wenn sich die Kapitalstruktur des Unternehmens von Periode zu Periode verändert. Dies würde bedeuten, dass auch der WACC variiert. Ist dies der Fall, muss für jede Periode ein neuer WACC berechnet werden.

#### 2.1.4.4 Kreditwürdigkeit

In den letzten Kapiteln wurden mit der Ermittlung des Marktwertes des Gesamtkapitals und der Ermittlung des Marktwertes des Eigenkapitals die Ziele von Kraftwerksbetreiber/innen und Eigenkapitalgeber/innen erarbeitet. Nun müssen noch die Ziele der Fremdkapitalgeber/innen behandelt werden. Wie bereits erwähnt handelt es sich hierbei um die Kreditwürdigkeit oder besser gesagt die Fähigkeit des Unternehmens (Kraftwerks), das eingebrachte Fremdkapital inklusive Zinsen über die Laufzeit hinweg an die Gläubiger rückfließen zu lassen. Wie aber kann diese Fähigkeit überprüft werden?

Bei vergangenen Anfragen der GEP für Projektfinanzierungen an verschiedene Kreditinstitute gab es als Hauptkriterium neben einer Mindesteigenkapitalquote meist Anforderungen bezüglich der zukünftigen jährlichen Cash Flows, welche zur Bezahlung der Schuldendienste

<sup>52</sup> (Nadvornik, Brauneis, Grechenig, Herbst, & Schuschnig, 2009, S. 522ff)

herangezogen werden können. In diesem Zusammenhang wird meist ein minimaler Debt Service Cover Ratio (DSCR) genannt (Details folgen später).

Diese Vorgehensweise deckt sich mit jener im Handbuch zur Projektfinanzierung der *Österreichischen Kontrollbank AG (ÖKB)*. Darin wird, bezugnehmend auf die Literatur, eine Projektfinanzierung wie folgt definiert:

„Die Finanzierung einer bestimmten wirtschaftlichen Einheit, bei der sich die Kreditgeber/innen damit zufrieden geben,

- den Cash Flow und die Einkünfte dieser wirtschaftlichen Einheit als Mittelherkunft zur Rückzahlung dieses Kredites sowie
- die „assets“ (das Vermögen) der wirtschaftlichen Einheit als Sicherheit für den Kredit

zu betrachten.“<sup>53</sup>

Hervorzuheben ist aus dieser Definition, dass die Rückzahlung des Kredites aus den Cash Flows der wirtschaftlichen Einheit erfolgt. Dies wird innerhalb des Handbuchs auch als eine der drei Grundmerkmale für die Projektfinanzierung genannt. Kriterium für die Kreditgeber/innen ist es demnach, dass das Kraftwerk genügend Cash Flow erwirtschaftet, um den geplanten Schuldendienst zu decken. Um die Fähigkeit hierzu zu bestimmen wird auch hier der DSCR genannt, welcher für jedes Nutzungsjahr berechnet wird. Für die Betrachtung über die gesamte Kreditlaufzeit wird der sogenannte Loan Life Cover Ratio (LLCR) angeführt. Sind diese beiden Größen vorhanden, wissen die Fremdkapitalgeber/innen einerseits inwiefern das Unternehmen in der Lage sein wird die jährlichen Schuldendienste zurückzuzahlen und inwiefern der über die gesamte Kreditlaufzeit erwirtschaftete Cash Flow ausreicht um den Kredit inkl. Zinsen zurückzuerstatten.<sup>54</sup>

Um die Kreditwürdigkeit der Kraftwerksgesellschaften zu ermitteln, sollen im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung also DSCR und LLCR ermittelt werden. Die Berechnung wird in den nächsten Zeilen kurz beschrieben.

### **Debt Service Cover Ratio (DSCR)**

Wie bereits erwähnt wird der DSCR jährlich ermittelt. Er beschreibt dabei das Verhältnis aus dem *Cash Flow available for Debt Service (CFaDS)* und dem jährlichen Schuldendienst.<sup>55</sup>

$$DSCR = \frac{CFaDS}{DS}$$

DSCR ... Debt Service Cover Ratio

DS ... Debt Service (Schuldendienst) = Tilgung + Zinsen

CFaDS ... Cash Flow available for Debt Service

Nur wenn der DSCR größer 1 ist, werden ausreichend Zahlungsmittel erwirtschaftet.

<sup>53</sup> Schmied, Wancata, Hanzlik, Jehly, Lenauer, & Schuba, 2006

<sup>54</sup> Schmied, Wancata, Hanzlik, Jehly, Lenauer, & Schuba, 2006, S. 13ff

<sup>55</sup> Decker, 2007, S. 110

Der CFaDS ist, wie der Name bereits vermuten lässt, jener Cash Flow welcher im jeweiligen Jahr zur Bezahlung des Schuldendienstes zu Verfügung steht. Seine Berechnung kann wiederum mit Hilfe der Kapitalflussrechnung erfolgen (siehe Kapitel 2.1.4.3). Dabei wird zunächst die Summe aus den Cash Flows aus Betriebs-, aus Investitions- und aus Finanzierungstätigkeit gebildet. Es entspricht dies dem gesamten Cash Flow des betrachteten Jahres. Nachdem jedoch nicht alle Komponenten dieses Cash Flows für die Bezahlung des Schuldendienstes verwendet werden können, muss er noch um den Schuldendienst und die Gewinnausschüttungen korrigiert werden um den CFaDS zu erhalten.

|          |   |
|----------|---|
|          | Cash Flow aus der Betriebstätigkeit                 |
| +/-      | Cash Flow aus der Investitionstätigkeit             |
| +/-      | Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit            |
| +        | Schuldendienst                                      |
| +        | Dividendenzahlungen                                 |
| <b>=</b> | <b>Cash Flow available for Debt Service (CFaDS)</b> |

### **Loan Life Cover Ratio (LLCR)**

Der LLCR gibt im Gegensatz zum DSCR nicht nur Aufschluss über die Rückzahlungsfähigkeit eines Jahres, sondern betrachtet das Tilgungspotenzial bis zum Ende der gesamten Kreditlaufzeit. Zu diesem Zweck werden zunächst sämtliche CFaDS der Jahre für die verbleibende Kreditlaufzeit auf den Bezugszeitpunkt diskontiert. Es wird also ein Kapitalwert gebildet. Der Kapitalwert wird schließlich ins Verhältnis zur verbleibenden Kreditschuld gestellt:<sup>56</sup>

$$LLCR = \frac{\sum_{n=0}^N (CFaDS * (1 + i)^{-n})}{Schuldensaldo}$$

LLCR ... Loan Life Cover Ratio  
n ... Nutzungsjahr  
N ... Kreditlaufzeit  
i ... Fremdkapitalzinssatz  
CFaDS ... Cash Flow available for Debt Service

Ist der LLCR größer 1, wird über die gesamte Kreditlaufzeit genügend Cash Flow erwirtschaftet.

## **2.1.5 Zusammenfassung**

Bevor nun die theoretische Betrachtung von Wasserkraftanlagen folgt, soll zunächst eine kurze Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Kapitel 2.1 generiert werden.

<sup>56</sup> Decker, 2007, S. 104

Dazu soll Abb. 20 als Übersicht dienen. Im Kapitel 2.1.3.2 wurde der Investitionsentscheidungsprozess behandelt, welcher aus sechs verschiedenen Phasen besteht. Der Ablauf zur Wirtschaftlichkeitsberechnung, beschrieben in Kapitel 2.1.1, befindet sich dabei in der Planungsphase des Investitionsentscheidungsprozesses und besteht seinerseits wiederum aus Datenerhebung, Investitionsrechnung und Sensitivitätsanalyse. Es sind dies jene Bereiche, welche im Rahmen dieser Arbeit behandelt werden. Den Hauptteil nimmt dabei die Investitionsrechnung ein, welche im Kapitel 2.1.3 detailliert betrachtet wurde. Nachdem die Wasserkraftwerke der GEP als eigenständige Unternehmen betrieben werden, werden im Rahmen der Investitionsrechnung Größen aus der Unternehmensbewertung berechnet, wie im Kapitel 2.1.4 ausführlich dargelegt. Diese Größen entstammen den Discounted Cash Flow Verfahren, welche als Ergebnis den Marktwert des Unternehmens (Gesamtkapitals) sowie den Marktwert des Eigenkapitals vorweisen. Somit wären zwei der drei Ziele der Diplomarbeit bearbeitet. Das dritte Ziel - die Ermittlung der Kreditwürdigkeit - wird durch die Berechnung des DSCR und des LLCR (Kapitel 2.1.4.4) abgehandelt. Somit wäre grobe Vorgehensweise zur Wirtschaftlichkeitsberechnung beschrieben, womit im nächsten Kapitel auf die theoretische Betrachtung von Wasserkraftanlagen übergegangen werden kann.

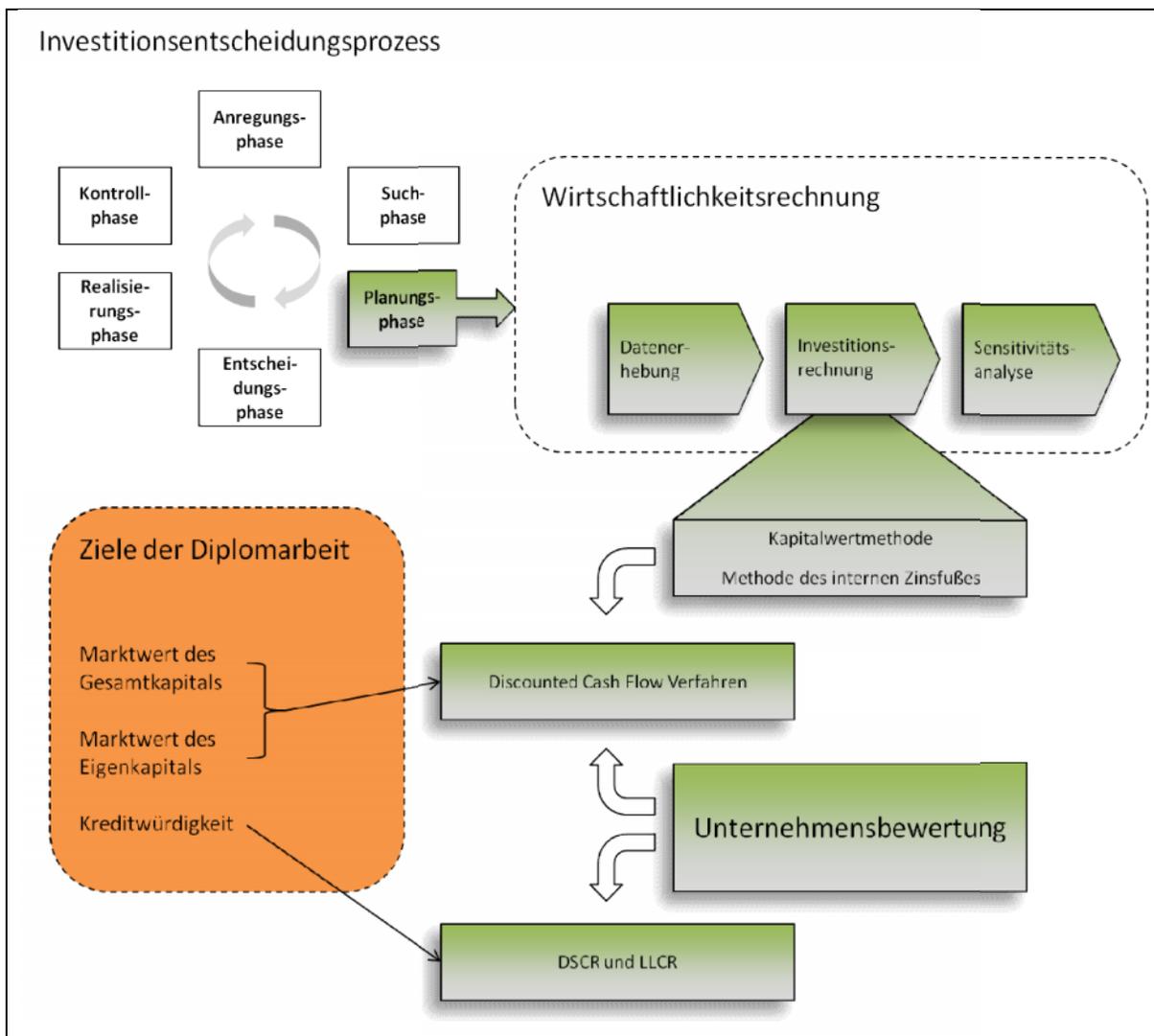


Abb. 20 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsrechnung

## 2.2 Wasserkraftanlagen

Das folgende Kapitel soll einen theoretischen Überblick über den Aufbau von Wasserkraftanlagen geben. Nachdem eine umfangreiche, allgemeine Betrachtung der Thematik Wasserkraft den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde, werden hier nur relevante Teilbereiche und Kraftwerkstypen behandelt.

Zunächst werden hierzu die einzelnen Klassifizierungskriterien für die Unterscheidung von Wasserkraftanlagen angeführt. Daraus wird anschließend definiert, wie diese Kriterien für die hier betrachteten Kraftwerke aussehen sollen, wie diese Kraftwerke aufgebaut sind und wie die Ausbauleistung für solche Kraftwerke berechnet wird. Im letzten Schritt werden schließlich die Grundlagen für die Auswahl von Wasserkraftstandorten behandelt.

### 2.2.1 Typen von Wasserkraftanlagen

Wasserkraftanlagen können nach einer Reihe von verschiedenen Gesichtspunkten klassifiziert werden. Dabei bestehen zwischen den einzelnen Klassifizierungsgruppen zum Teil enge Zusammenhänge. *Giesecke* und *Mosonyi* geben dabei in ihrem Werk *Wasserkraftanlagen* folgende Klassifizierungsgruppen an:<sup>57</sup>

- Klassifizierung nach technischen Gesichtspunkten
- Klassifizierung nach topographischen Gesichtspunkten
- Klassifizierung nach der Nutzfallhöhe
- Klassifizierung nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten
- Klassifizierung nach der Betriebsweise
- Klassifizierung nach der installierten Leistung
- Klassifizierung nach wasserwirtschaftlichen Gesichtspunkten

Bei der Klassifizierung nach *technischen* Gesichtspunkten wird vor allem die Art und Weise der Energiegewinnung betrachtet. Man unterscheidet hier Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss, Pumpspeicherkraftwerke, Gezeitenkraftwerke, Wellenkraftwerke, Depressionskraftwerke, Gletscherkraftwerke und Wasserkraftanlagen mit unterirdischem Speichersystem. Von Bedeutung sind hier vor allem Laufwasser-, Speicher und Pumpspeicherkraftwerke. Laufwasserkraftwerke nutzen den natürlichen Durchfluss des Gewässers (Fluss oder Bach) ohne umfangreiche Speicherung. Diese Kraftwerke sind daher permanent im Betrieb und dienen somit zur Grundlastherzeugung entsprechend der gerade zu Verfügung stehenden Durchflussmenge. Speicherkraftanlagen mit natürlichem Zufluss und Pumpspeicherkraftwerke hingegen nutzen einen Wasserspeicher aus welchem bei Bedarf Wasser zur Energiegewinnung entnommen werden kann. Sie sind daher ideal zum Spitzenlastbetrieb und als Regelungskraftwerke geeignet. Vor allem Pumpspeicheranlagen sind auf Grund ihrer ausgedehnten Leistungsspanne und ihrer kurzen Anlaufzeit prädestiniert für

---

<sup>57</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 99ff

Regelzwecke. So kann zur Verringerung des Erzeugungsüberschusses in verbrauchsschwachen Zeiten bei somit bei vergleichbar günstigen Energiepreisen oder beim Ausfall von Verbrauchern Strom für den Pumpbetrieb aus dem Netz entnommen werden. Es wird hierbei Wasser auf ein höheres Energiepotential gepumpt. Dieses Wasser kann dann in verbrauchsstarken Zeiten oder bei Ausfall von Erzeugern zur Energieerzeugung verwendet werden. Abb. 21 zeigt eine typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfes innerhalb einer Region und die zugehörigen Kraftwerke, welche die Leistung zu Verfügung stellen.<sup>57</sup>

Die Klassifizierung nach *topographischen Gesichtspunkten* unterscheidet zwischen Kraftwerken im Unterlauf, im Mittelgebirge und im Hochgebirge.<sup>57</sup>

Bei der Einteilung nach der *Nutzfallhöhe* spricht man bis zu einer Fallhöhe von 15 m von Nieder-, zwischen 15 m und 50 m von Mittel- und ab 50 m von Hochdruckanlagen. Niederdruckanlagen sind im Allgemeinen Laufkraftwerke, zumal eine Speicherung des Wassers auf Grund der meist damit verbundenen großflächigen Überflutung kaum realisierbar ist.<sup>57</sup>

Die Klassifizierung nach energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten zielt auf die Betriebszeiten des Kraftwerkes ab. So werden, wie bereits erwähnt, Grundlastkraftwerke permanent betrieben. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke hingegen sind im Tagesverlauf nur zeitweise im Einsatz. Es wird hier wiederum auf die Abb. 21 verwiesen.<sup>58</sup>

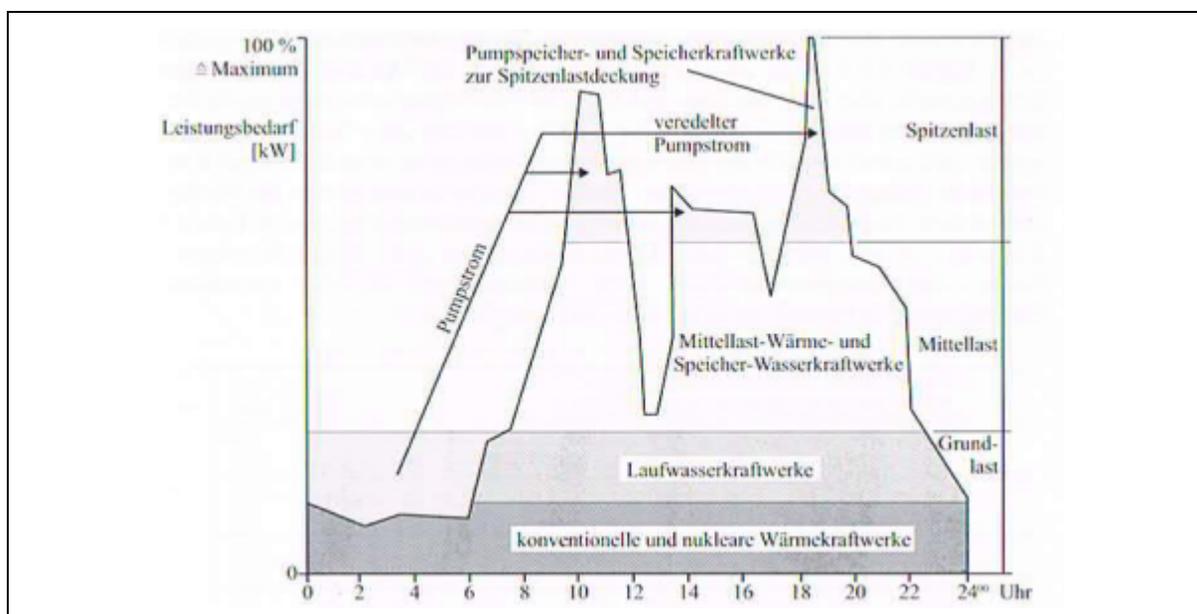


Abb. 21 typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfes mit zugehörigen Kraftwerken<sup>59</sup>

Eine weitere Unterscheidungsmöglichkeit ist die *Betriebsweise* der Anlage. So kann sie beispielsweise entkoppelt vom elektrischen Netz im Inselbetrieb für die Stromerzeugung verwendet werden. Dies ist oftmals der Fall, wenn der Anschluss ans Stromnetz nicht möglich oder wirtschaftlich ist. Ein Großteil der Anlagen arbeitet jedoch gekoppelt an das Übertragungsnetz im Verbundbetrieb.<sup>58</sup>

<sup>58</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 99ff

<sup>59</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 55

Ein für diese Arbeit wichtiges Klassifizierungskriterium ist die *installierte Leistung*, auch Ausbauleistung genannt. Bezugnehmend auf Kapitel 1.1.3 wird hier bis zu einer Ausbauleistung von 10 MW von Kleinwasserkraftwerken gesprochen. Zwischen 10 MW und 100 MW ist von mittelgroßen Anlagen und ab einer Leistung von 100 MW von Großwasserkraftanlagen die Rede.<sup>58</sup>

Die letzte Klassifizierungsmöglichkeit ist jene nach *wasserwirtschaftlichen* Gesichtspunkten. Hierbei werden Wasserkraftwerke, welche ausschließlich der Energieerzeugung dienen, Mehrzweckanlagen und solche welche hauptsächlich anderen Zielsetzungen dienen unterschieden.<sup>58</sup>

Aus den verschiedenen Klassifizierungsgruppen sollen nun jene Merkmale ausgewählt werden, welche die in dieser Arbeit betrachteten Kraftwerke aufweisen sollen (definiert gemeinsam mit dem Auftraggeber):

|                      |   |
|----------------------|---|
| technisch:           | Laufwasser-, Speicher und Pumpspeicherkraftwerke                                    |
| topographisch:       | nicht relevant  |
| Nutzfallhöhe:        | Mittel- und Hochdruckanlagen von 50 m bis 500 m                                     |
| energiewirtschaftl.: | Spitzenlastbetrieb und Regelbetrieb für PSKW<br>Grundlastbetrieb für Laufkraftwerke |
| Betriebsweise:       | Verbundbetrieb  |
| wasserwirtschaftl.:  | ausschließlich zur Energieerzeugung   |

## 2.2.2 Anlagenkomponenten

Nach der Klassifizierung der Wasserkraftanlagen soll nun betrachtet werden, aus welchen Komponenten solche Anlagen aufgebaut sind. Dies spielt im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung vor allem für die Investitionskosten, die Abschreibungen und dem Buchwert der Anlage am Ende der Nutzungsdauer eine Rolle. Hierzu wird wiederum auf Giesecke und Mosonyi verwiesen. Sie haben alle allgemeinen Anlagenkomponenten bzw. Komponenten-  
gruppen in einer Tabelle zusammengefasst und mit durchschnittlichen Nutzungsdauern versehen. Tab. 3 zeigt diese Zusammenfassung leicht vereinfacht.

| Komponente   | Lebensdauer                                      |
|--|--|
| <b>Flussbauliche Anlagen</b><br>Deiche<br>Uferwände  | 80 - 100 Jahre<br>60 - 90 Jahre                  |
| <b>Talsperren</b><br>Absperrbauwerke aus Beton<br>Stahlwasserbauwerke<br>Geländer, Lichtanlagen... | 80 - 100 Jahre<br>30 - 40 Jahre<br>30 - 40 Jahre |
| <b>Wehre</b><br>Tiefbaulicher Teil<br>bewegliche Teile   | 60 - 90 Jahre<br>40 - 60 Jahre                   |

|  |  |
|--|--|
| <b>Entnahmebauwerke</b>  | 60 - 80 Jahre  |
| <b>Betriebseinrichtungen</b><br>Rechen<br>Verschlussorgane<br>Schützenanlagen inkl. Antrieb  | 20 Jahre<br>25 Jahre<br>15 - 35 Jahre  |
| <b>Gebäude</b>   | 50 - 80 Jahre  |
| <b>Messeinrichtungen (Pegelanlagen)</b>  | 25 Jahre   |
| <b>Künstliche Gerinne</b><br>Erd- und Felsarbeiten<br>Stollenauskleidung<br>Gerinne      Beton mildes Klima<br>Beton raues Klima<br>Stahl<br>Leitungsrohre aus Stahl/Stahlbeton<br>Druckrohrleitungen  | 100 Jahre<br>50 Jahre<br>50 - 75 Jahre<br>20 - 30 Jahre<br>25 - 35 Jahre<br>40 - 50 Jahre<br>50 Jahre                      |
| <b>Wasserschlösser</b>   | 50 - 100 Jahre   |
| <b>Grundstücke</b>   | unbegrenzt   |
| <b>Wirtschaftswege</b>   | 5 - 30 Jahre   |
| <b>Maschinelle Ausrüstung</b><br>Turbinen, Pumpen<br>Absperrorgane<br>sonstige maschinelle Ausrüstungen  | 30 - 60 Jahre<br>30 - 60 Jahre<br>25 - 40 Jahre  |
| <b>Bauliche Anlagen</b><br>Krafthaus Tiefbau<br>Krafthaus Hochbau<br>der Witterung ausgesetzte Stahlkonstruktionen<br>Druckleitungen, Panzerungen, Verteilleitungen...   | 80 - 100 Jahre<br>50 - 80 Jahre<br>30 - 40 Jahre<br>40 - 60 Jahre  |
| <b>Elektrische Ausrüstung</b><br>Generatoren, Trafos (ohne Wickl.)<br>Generator- und Trafowicklungen<br>Erreger<br>Hochspannungsausrüstung<br>Eigenbedarfs- und Notstromanlagen<br>Batterieanlagen<br>Freiluftanlagen<br>Hochspannungsanlagen und -kabel | 30 - 50 Jahre<br>30 Jahre<br>30 Jahre<br>25 - 40 Jahre<br>25 - 40 Jahre<br>20 - 30 Jahre<br>25 - 50 Jahre<br>40 - 50 Jahre |

Tab. 3 Durchschnittliche Lebensdauern von Anlagenteilen bei Wasserkraftanlagen<sup>60</sup>

Die Tabelle soll nun in weiterer Folge als Basis für die Berechnung der Investitionskosten sowie der jährlichen Abschreibungen dienen.

<sup>60</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 71

### 2.2.3 Berechnung der Ausbauleistung

Bevor der Begriff der Ausbauleistung konkretisiert wird, soll zunächst allgemein die, aus der Energie des Wassers erzielbare elektrische Leistung ermittelt werden. Hierzu wird zunächst die Energie des Wassers betrachtet, welche sich aus der Energie des ruhenden und der Energie des fließenden Wassers zusammensetzt.<sup>61</sup>

Die Energie des ruhenden Wassers, auch potenzielle Energie genannt ist linear abhängig vom Höhenunterschied des Wassers zu einem entsprechenden Bezugsniveau:<sup>61</sup>

$$E_p = \frac{1}{3,6 * 10^6} * g * m * h_p$$

$E_p$  ... potenzielle Energie in kWh

$g$  ... Erdbeschleunigung mit 9,81 m<sup>2</sup>/s

$m$  ... Masse des Wassers in kg

$h_p$  ... potenzielle Energiehöhe in m

Die Energie des fließenden Wassers, auch kinetische Energie genannt, ist jene Energie die dem Wasser auf Grund seiner Geschwindigkeit zugrundeliegt. Sie errechnet sich wie folgt:<sup>61</sup>

$$E_k = \frac{1}{3,6 * 10^6} * g * m * h_k$$

$E_k$  ... potenzielle Energie in kWh

$g$  ... Erdbeschleunigung mit 9,81 m<sup>2</sup>/s

$m$  ... Masse des Wassers in kg

$h_k$  ... kinetische Energiehöhe in m

Die Gesamtenergie des Wassers errechnet sich nun aus der Summe der beiden Teilenergien. Unter Berücksichtigung der Einflüsse von Reibung, Oberflächenspannung, Turbulenzen etc. ergibt sich eine nutzbare Gesamtenergie von:<sup>61</sup>

$$E = E_p + E_k = \frac{1}{3,6 * 10^6} * g * m * (h_k + h_p + h_v)$$

$E$  ... nutzbare Gesamtenergie in kWh

$h_v$  ... Verlusthöhe in m

Die Energieverluste, ausgedrückt durch  $h_v$  können auch mit dem Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{tot}$  berücksichtigt werden. Durch weitere Umformung und Einsetzen der Masse  $m = \rho * Q * t$  ergibt sich:

<sup>61</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 27ff

$$E = \frac{1}{3,6 * 10^6} * g * \rho * Q * t * h_f * \eta_{tot}$$

$\rho$  ... Dichte des Wassers mit 999,73 kg/m<sup>3</sup> bei T = 10 °C

$Q$  ... Durchfluss in m<sup>3</sup>/s

$t$  ... Zeit in s

$h_f$  ... Bruttofallhöhe in m

$\eta_{tot}$  ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage

Im letzten Schritt erfolgt die Berechnung der Leistung. Über  $E = P * t$  ergibt sich demnach für die Leistung:<sup>61</sup>

$$P = \frac{1}{10^3} * g * \rho * Q * h_f * \eta_{tot}$$

$P$  ... elektrische Leistung in kW

$g$  ... Erdbeschleunigung mit 9,81 m/s<sup>2</sup>

$\rho$  ... Dichte des Wassers mit 999,73 kg/m<sup>3</sup> bei T = 10 °C

$Q$  ... Durchfluss in m<sup>3</sup>/s

$h_f$  ... Bruttofallhöhe in m

$\eta_{tot}$  ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage

Die Bruttofallhöhe  $h_f$  entspricht der Differenz zwischen Unter- und Oberwasserspiegel. Unter Abzug der Höhenverluste durch Reibungen, Umlenkungen, Ein- und Austrittsverluste, Querschnittsänderungen, Verschluss- und Regelorgane etc. ergibt sich die Nettofallhöhe. Diese Verluste sind in der obigen Formel jedoch bereits im Wirkungsgrad vorhanden. Der Wirkungsgrad berücksichtigt zusätzlich Verluste in den Maschinengruppen, im Getriebe, im Umspannwerk und durch den Eigenbedarf an elektrischer Energie. Die Formel für den Gesamtwirkungsgrad lautet wie folgt:<sup>61</sup>

$$\eta_{tot} = \eta_L * \eta_T * \eta_{Getr} * \eta_{Mot} * \eta_{Tr} * \eta_E$$

$\eta_{tot}$  ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage

$\eta_L$  ... Wirkungsgrad der Triebwasserleitung

$\eta_T$  ... Wirkungsgrad der Turbine

$\eta_{Getr}$  ... Wirkungsgrad Getriebe

$\eta_{Gen}$  ... Wirkungsgrad des Generators im Generatorbetrieb bei Ausbauleistung

$\eta_{Tr}$  ... Wirkungsgrad des Transformators

$\eta_E$  ... Eigenverbrauch im Generatorbetrieb

Um nun aus der Formel für die Leistungsberechnung zum Begriff der Ausbauleistung zu gelangen muss zunächst das Wasseraufgebot des entsprechenden Gewässers untersucht werden.

### 2.2.3.1 Wassermengenwirtschaftliche Erhebungen

Aus der eben ermittelten Formel für die Berechnung der Leistung geht hervor, dass diese linear vom Durchfluss abhängt. Um die Ausbauleistung zu dimensionieren ist es daher notwendig den Durchfluss des Fließgewässers zu bestimmen. Nachdem dieser Durchfluss keinesfalls konstant ist, sondern im Verlauf eines Jahres deutliche Schwankungen aufweist, sollten für seine Auswertung möglichst umfangreiche Messungen zu Verfügung stehen. Des Weiteren sind nicht nur Schwankungen innerhalb eines Jahres sondern auch von Jahr zu Jahr zu erwarten, wodurch diese Messungen über mehrere Jahre oder idealerweise sogar über mehrere Jahrzehnte hinweg durchgeführt werden sollten. Stehen diese Messdaten nicht zu Verfügung, so muss auf statistische Verfahren zurückgegriffen werden, welche synthetische Abflusswerte beispielsweise durch die Verwendung von Pegelmessungen, Niederschlagsaufzeichnungen und Verdunstungswerten erzeugen.<sup>62</sup>

Die Aneinanderreihung der Messwerte eines Jahres wird als Ganglinie bezeichnet. Werden die Werte ihrer Größe nach geordnet nach Überschreitungs- oder Unterschreitungstage angeordnet, spricht man von einer Abflussdauerlinie. Eine Gegenüberstellung von Gang- und Dauerlinie zeigt Abb. 22.<sup>62</sup>

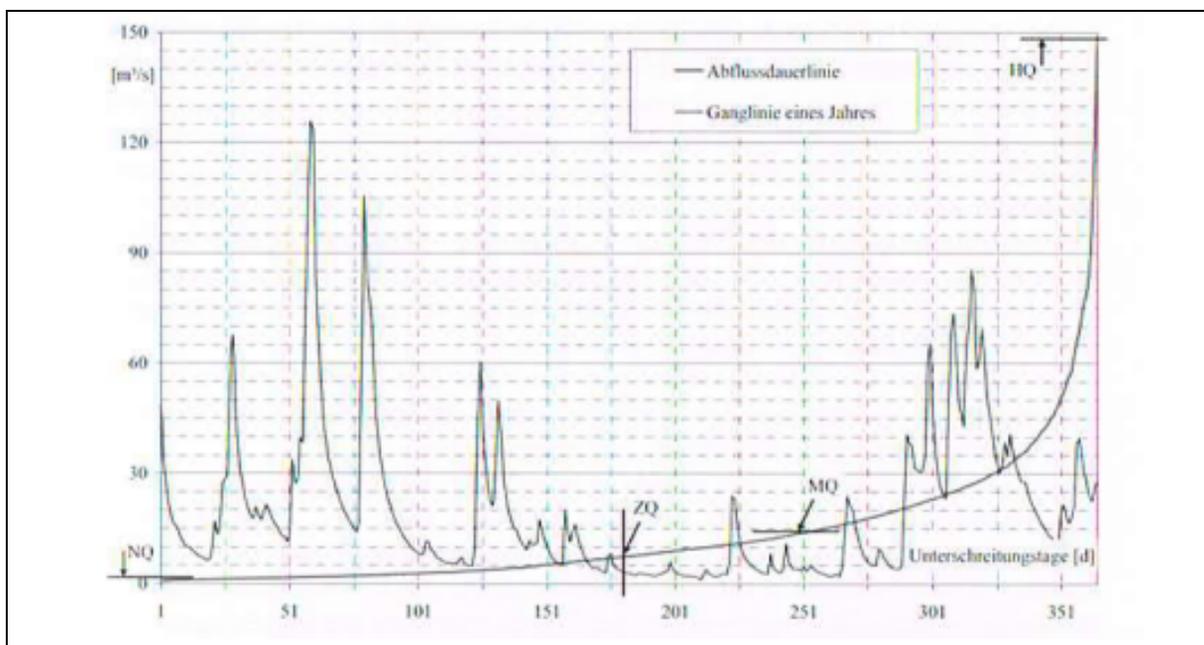


Abb. 22 Beispielhafte Abflussgang- und Abflussdauerlinie<sup>63</sup>

In der obigen Abbildung ist die Dauerlinie als Unterschreitungskennlinie dargestellt. Betrachtet man beispielsweise einen Durchfluss von  $30 m^3/s$  so erkennt man, dass dieser an ca. 325 Tagen im Jahr unterschritten wird. Würde sie als Überschreitungskennlinie dargestellt werden, wäre sie horizontal gespiegelt.

Ziel der wassermengenwirtschaftlichen Erhebungen ist es also, eine Abflussdauerlinie zu generieren, welche idealerweise dem Mittelwert aus mehreren Jahren oder Jahrzehnten ent-

<sup>62</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 51ff

<sup>63</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 53

spricht. Sie bildet nun die Basis für die Dimensionierung der Ausbauleistung. Hierzu wird ein Leistungsplan erstellt (siehe Abb. 23), in welchem zunächst die hydraulisch verfügbare Leistung und die Bruttofallhöhe in Abhängigkeit der Abflussdauerlinie aufgetragen werden. Die Grafik unten zeigt eine Überschreitungsdauerlinie des Durchflusses sowie die zugehörige Leistung und die Fallhöhe. Nachdem der Durchfluss eines Wasserkraftwerkes begrenzt ist, kann dieser bei hohem Zufluss durch das Fließgewässer nicht beliebig erhöht werden. Der Rest des Wassers wird in diesem Fall über Entlastungseinrichtungen ungenutzt abgeleitet. Die Fallhöhe sinkt in diesem Bereich jedoch ab, zumal der Unterwasserpegel immer weiter ansteigt. In gleichem Maße sinkt auch die verfügbare Leistung ab.<sup>62 64</sup>

Die Ausbauleistung entspricht nun der maximalen Leistung, welche bei Ausbaufallhöhe und Ausbaudurchfluss auftritt. Durch die Wahl des letzteren kann somit auch die Ausbauleistung dimensioniert werden. Die Wahl des Ausbaudurchflusses hängt dabei von verschiedenen Faktoren wie Abflusscharakteristik des Gewässers, Einsatzart des Kraftwerks (Grundlast, Spitzenlast) Kosten-Nutzen-Verhältnis usw. ab.<sup>62</sup>

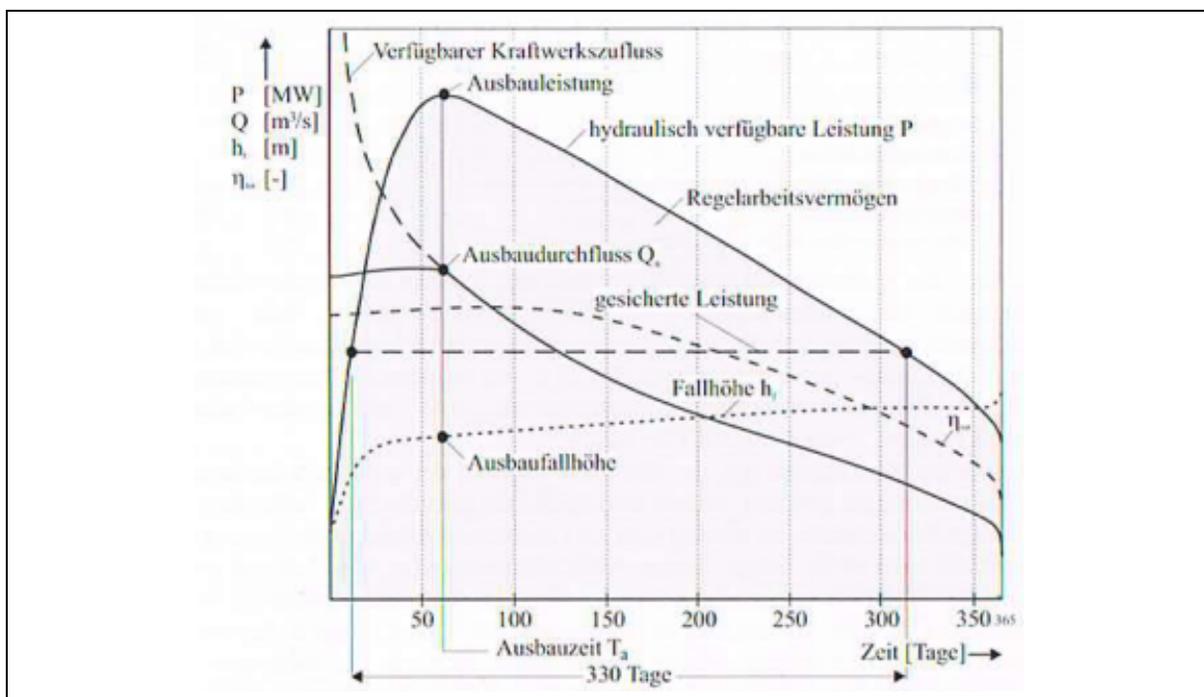


Abb. 23 Beispielhafter Leistungsplan zur Dimensionierung der Ausbauleistung<sup>65</sup>

Im oben gezeigten Leistungsplan wird zusätzlich noch der Wirkungsgrad der Anlage angegeben. Bildet man nun das Integral über die hydraulisch verfügbare Leistung über das gesamte Jahr, erhält man das sogenannte Regelarbeitsvermögen. Es entspricht dies jener Energiemenge, die das Kraftwerk im Jahr erzeugen kann und bildet somit die Grundlage für die Berechnung der jährlichen Umsatzerlöse. Hierbei ist allerdings noch die Verfügbarkeit der Anlage, also die Zeit in welcher die Anlage auf Grund von Reparaturen usw. nicht verfügbar ist zu berücksichtigen.<sup>62</sup>

<sup>64</sup> E.ON Wasserkraft GmbH; Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, 2009

<sup>65</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 57

Bezüglich der Durchflussdauerlinie ist noch zu erwähnen, dass oftmals nicht der gesamte Durchfluss für die Stromerzeugung zu Verfügung steht. Abb. 24 zeigt dazu schematisch alle möglichen Zu- und Abflüsse, welche es zu berücksichtigen gilt. Von den Abflüssen ist vor allem der Pflichtwasserabfluss erwähnenswert. Er entspricht jenem Abfluss, welcher als Minimum im Fließgewässer belassen werden muss um verschiedene Kriterien wie zum Beispiel die Erhaltung der Flora und Fauna zu gewährleisten.

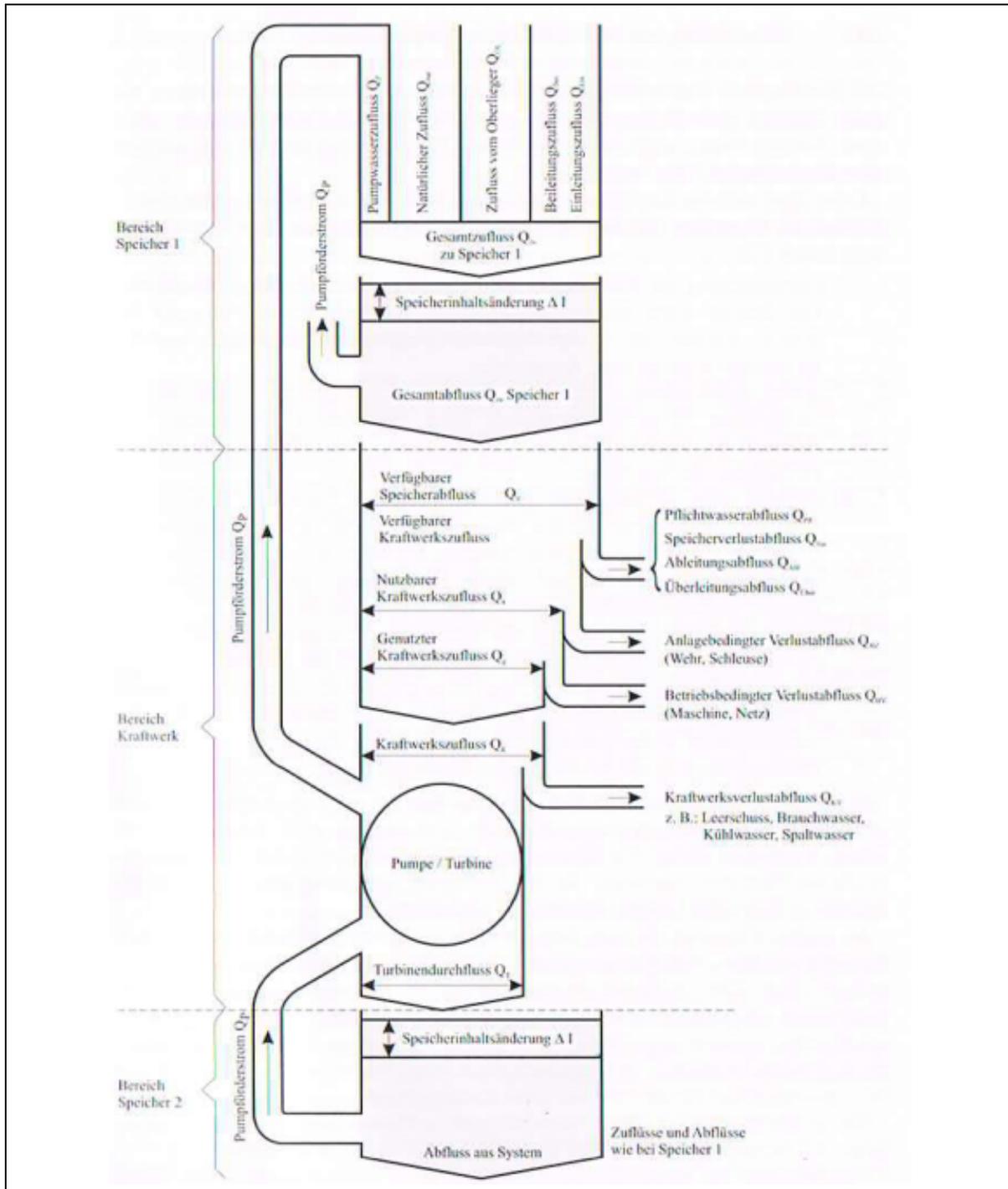


Abb. 24 Schema der Zuflüsse und Abflüsse bei Wasserkraftanlagen<sup>66</sup>

<sup>66</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 59

### 2.2.3.2 Berechnung des Ausbaudurchflusses für Pumpspeicherkraftwerke

Wie im letzten Kapitel erläutert erfolgt die Dimensionierung der Ausbauleistung eines herkömmlichen Wasserkraftwerkes aus der Wahl des Ausbaudurchflusses, welcher wiederum aus der Abflussdauerlinie des Kraftwerkes ermittelt wird. Bei Pumpspeicherkraftwerken sind hingegen keine oder kaum natürliche Zuflüsse vorhanden. Es wird vielmehr ein Großteil der genutzten Wassermenge im Unterwasserspeicher aufgefangen und bei günstigen Verhältnissen wieder auf ein höheres Niveau in den Oberwasserspeicher gepumpt. Hier ist demnach der Ausbaudurchfluss nicht oder kaum vom natürlichen Zufluss, sondern in erster Linie von der Speichergröße und der täglichen Betriebsdauer abhängig. So kann der Ausbaudurchfluss so dimensioniert werden, dass beispielsweise fünf Stunden am Tag unter Vollast im Spitzenlastbetrieb Strom erzeugt, und während der Grundlastzeit für beispielsweise sieben Stunden das Wasser wieder nach oben gepumpt wird. Dies wird auch aus dem Tagesbelastungsdiagramm in Abb. 21 ersichtlich. Je höher nun die Speichermenge in den Speicherseen, desto mehr Wasser kann innerhalb dieser fünf für die Stromerzeugung genutzt werden und umso höher entsprechend der Ausbaudurchfluss. Bei großen Speichermengen ist sogar eine Wochenend-Pumpspeicherung denkbar, in welcher am Wochenende der günstige Strom für den Pumpbetrieb verwendet wird. Bei noch höheren Mengen gibt es oftmals sogar einen Monats- oder Saisonausgleichsbetrieb. Für die hier betrachteten Kleinanlagen ist dies aber kaum der Fall, daher werden die folgenden Berechnungen auch auf Tagesspeicher beschränkt. Der Ausbaudurchfluss kann also für Tagesspeicher aus der täglichen Dauer für den Spitzenlastbetrieb und der verfügbaren Speichermenge ermittelt werden:<sup>67</sup>

$$Q_a = \frac{V_S}{T_E}$$

$Q_a$  ... Ausbaudurchfluss in  $\text{m}^3/\text{s}$

$V_S$  ... verfügbares Speichervolumen in  $\text{m}^3$

$T_E$  ... tägliche Dauer im Erzeugungsbetrieb in s

Sowohl für Pumpspeicherkraftwerke als auch für herkömmliche Laufkraftwerke ergibt sich durch Einsetzen des Ausbaudurchflusses in die Gleichung für die Leistungsberechnung schließlich die Ausbauleistung  $P_a$ .

$$P_a = \frac{1}{10^3} * g * \rho * Q * h_f * \eta_{tot}$$

$P_a$  ... elektr. Leistung an der Oberspannungsseite des Transformators in kW

$g$  ... Erdbeschleunigung mit  $9,81 \text{ m}^3/\text{s}$

$\rho$  ... Dichte des Wassers mit  $999,73 \text{ kg}/\text{m}^3$  bei  $T = 10 \text{ }^\circ\text{C}$

$Q_a$  ... Ausbaudurchfluss in  $\text{m}^3/\text{s}$

$h_f$  ... Bruttofallhöhe in m

$\eta_{tot}$  ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage

<sup>67</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 686

Die Ausbauleistung entspricht der maximalen Leistung, die an der Oberspannungsseite des Transformators an das Netz abgegeben wird.

An Hand der Ausbauleistung können schließlich die einzelnen Komponenten des Kraftwerkes dimensioniert werden. Für eine grobe Leistungsberechnung gibt es auch zahlreiche Online-Tools wie beispielsweise den Turbinenkalkulator der Firma *GLOBAL HYDRO ENERGY GmbH*, welcher aus dem vom Benutzer/von der Benutzerin eingegebenen Durchfluss und der Bruttofallhöhe die Ausbauleistung und den passenden Turbinentyp auswählt.<sup>68</sup>

### 2.2.3.3 Berechnung des Durchflusses im Pumpbetrieb

Wie bereits erwähnt wird bei Pumpspeicherkraftwerken das, das Wasser nach der Benützung wieder auf ein höheres Niveau gepumpt. Für die Berechnung der Kosten für diesen Pumpbetrieb ist es notwendig zu ermitteln, wie lange es dauert das Wasser wieder nach oben zu pumpen und wie viel Leistung dabei aus dem Netz entnommen wird. Die Leistung, welche während des Pumpvorganges aus dem Netz entnommen wird, kann von mehreren Faktoren wie beispielsweise die maximal zulässige Leistungsentnahme aus dem Netz oder der optimale Wirkungsgrad der Pumpe. Sie könnte auch gleich groß wie die Ausbauleistung des Kraftwerkes sein. Es ist daher sinnvoll im Wirtschaftlichkeitsrechenmodell die Pumpleistung manuell vom Benutzer/von der Benutzerin eingeben zu lassen.

Die Dauer im Pumpbetrieb hängt von der Wassermenge, welche nach oben gepumpt werden muss und vom Durchfluss im Pumpbetrieb ab:

$$T_p = \frac{V_p}{Q_p}$$

$Q_p$  ... Durchfluss im Pumpbetrieb in  $\text{m}^3/\text{s}$

$V_p$  ... gepumpte Wassermenge pro Jahr in  $\text{m}^3$

$T_p$  ... jährliche Dauer im Pumpbetrieb in s

Die jährliche Wassermenge hängt von den Zuflüssen und Abflüssen gemäß Abb. 24 ab. So gilt beispielsweise, dass bei einem ausgeprägten natürlichen Zufluss nur wenig Wasser zurück gepumpt werden muss. Für das Modell beschränken wir uns hier auf folgende Berechnung:

|          |                                   |
|----------|-----------------------------------|
|          | Jahresvolumen für die Erzeugung   |
| -        | Mittlerer Natürlicher Zufluss     |
| +        | Mindestwasserabfluss              |
| +        | mittlerer Verlustabfluss          |
| <b>=</b> | <b>gepumpte Jahreswassermenge</b> |

<sup>68</sup> GLOBAL HYDRO ENERGY GmbH

Die Berechnung des Durchflusses im Pumpbetrieb erfolgt nach Vorgabe der Pumpleistung aus der Formel für die Leistungsberechnung:

$$Q_p = \frac{10^3 * P_p * \eta_{tot}}{g * \rho * h_f}$$

$P_p$  ... aufgenommene elektr. Leistung an im Pumpbetrieb in kW

$g$  ... Erdbeschleunigung mit  $9,81 \text{ m}^2/\text{s}^2$

$\rho$  ... Dichte des Wassers mit  $999,73 \text{ kg}/\text{m}^3$  bei  $T = 10 \text{ }^\circ\text{C}$

$Q_p$  ... Durchfluss im Pumpbetrieb in  $\text{m}^3/\text{s}$

$h_f$  ... Bruttofallhöhe in m

$\eta_{tot}$  ... Gesamtwirkungsgrad der Anlage im Pumpbetrieb

## 2.2.4 Spezifische Investitionskosten

Da nun die Ausbauleistung ermittelt wurde, können in weiterer Folge die einzelnen Komponenten der Anlage dimensioniert und deren Kosten geschätzt werden. Für einen Überblick der Komponenten wird auf die Tab. 3 verwiesen. In weiterer Folge können schließlich die Gesamtinvestitionskosten ermittelt werden. Diese Gesamtinvestitionskosten ergeben geteilt durch die Ausbauleistung die sogenannten spezifischen Investitionskosten.<sup>69</sup>

$$I_0 = \frac{I}{P_a}$$

$I_0$  ... spezifische Investitionskosten in €/kW

$P_a$  ... Ausbauleistung in kW

$I$  ... Gesamtinvestitionskosten in €

Es handelt sich hierbei um eine, in der Praxis häufig verwendete Größe. Laut Giesecke und Mosonyi befinden sich diese für kleine Laufwasserkraftanlagen (<1 MW) bei ca. 6 Mio €/kW und bei Anlagen um die 50 MW bei ca. 3 Mio €/kW (Stand 2001).<sup>70</sup>

## 2.2.5 Zusammenfassung

Zusammenfassend gilt also, dass die Berechnung der möglichen Leistung aus der potenziellen und der kinetischen Energie des Wassers erfolgt. Zur Ausbauleistung gelangt man, indem man zunächst umfangreiche Untersuchungen bezüglich des Durchflusses des betrachteten Fließgewässers unternimmt und daraus den Leistungsplan erstellt. Daraus lässt sich schließlich der Ausbaudurchfluss und in weiterer Folge die Ausbauleistung ermitteln. Bei Pumpspeicherkraftwerken mit Tagesspeicher ist der Ausbaudurchfluss abhängig von der

<sup>69</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 69

<sup>70</sup> Giesecke & Mosonyi, 2009, S. 56

täglichen Dauer im Stromerzeugungsbetrieb und der verfügbaren Speichermenge. Auf Basis der Ausbauleistung können schließlich sämtliche Komponenten des Kraftwerks dimensioniert und daraus die Gesamtinvestitionskosten gebildet werden. Das Verhältnis dieser Investitionskosten zur Ausbauleistung wird als spezifische Investition bezeichnet.

## **2.3 Marktanalysen**

Im letzten Teil der theoretischen Grundlagen sollen die Gegebenheiten am österreichischen und am rumänischen Strommarkt behandelt werden. Die Entscheidung für diese beiden Märkte fiel auf Seiten der GEP. Nachdem die beiden Märkte sehr stark von den Vorgaben der europäischen Energiepolitik abhängen, werden zunächst der europäische Strommarkt und dessen Akteure beschrieben. Bevor jedoch auf die spezifischen Märkte eingegangen wird, soll zu Beginn ein kurzer Überblick über die Möglichkeiten der Informationsgewinnung auf Absatzmärkten geschaffen werden.

### **2.3.1 Methoden zur Informationsgewinnung auf Absatzmärkten**

Bevor die einzelnen Märkte betrachtet werden, muss eine Vorgehensweise festgelegt werden, wie die entsprechenden Informationen beschafft werden sollen. Die Informationsgewinnung für Absatzmärkte umfasst einen Teilbereich der Marketingforschung. Die Literatur unterscheidet dabei zwischen der Primär- und der Sekundärforschung. Diese beiden Herangehensweisen sollen nun in aller Kürze beschrieben und in weiterer Folge die richtige Methode für unseren Tatbestand ausgewählt werden.

#### **2.3.1.1 Primärforschung**

Innerhalb der Primärforschung erfolgt die Informationsgewinnung aus Erhebungen am Zielmarkt. Dabei steht eine Vielzahl an Werkzeugen zu Verfügung, wobei die wichtigsten davon die Beobachtung, die Befragung und das Experiment sind.<sup>71 72</sup>

##### **Beobachtung**

Eine Beobachtung entspricht der systematischen Erfassung von sinnlich wahrnehmbaren Sachverhalten zum Zeitpunkt ihres Geschehens. Im Falle der Beobachtung von Personen wäre dies beispielsweise die physischen Aktivitäten, die Verhaltensweisen im Bezug auf den Markt oder sonstige soziodemographische Merkmale. Die Vorteile der Beobachtung liegen auf der Hand. Der größte Vorteil der Beobachtung ist, dass verhältnismäßig einfach die Umweltsituationen und die daraus entstehenden Geschehnisse und Verhaltensweisen analysiert

---

<sup>71</sup> Meffert, 1998, S.147ff

<sup>72</sup> Homburg & Krohmer, 2009, S.253ff

werden können. Des Weiteren ist die Beobachtung nicht davon abhängig, wie hoch die Auskunftsbereitschaft der betrachteten Personen ist. Nachteile wären eine Verzerrung der Informationen durch den Beobachtungseffekt oder die schwierige Erfassung von Einstellungen, Meinungen, Präferenzen usw.

### **Befragung**

Hier wird die Information aus der Auskunft von ausgewählten Personen zu bestimmten Sachverhalten gewonnen. Der große Vorteil der Befragung ist, dass die Fragestellungen sehr gut auf die gewünschte Information abgestimmt werden kann. Dafür ist die Durchführung meist sehr aufwändig.

### **Experiment**

Das Experiment ist der Beobachtung sehr ähnlich. Auch hier werden Verhaltensweisen als Reaktion auf bestimmte Umweltbedingungen beobachtet. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass diese Umweltbedingungen kontrolliert und vorher festgelegt werden.

## **2.3.1.2 Sekundärforschung**

Die Sekundärforschung verwendet zur Informationsgewinnung bereits vorhandenes Datenmaterial und entspricht somit einer Quellenforschung. Die Daten der Sekundärforschung stellen Basisinformationen dar, welche in erster Linie die Einarbeitung in die Problemstellung erleichtern sollen. Ebendiese Einarbeitung soll innerhalb dieser Arbeit vorgenommen werden, wodurch auch der Inhalt der nächsten Kapitel in vorrangig aus der Sekundärforschung stammen. In erster Linie wird dabei auf Online-Quellen zurückgegriffen.<sup>73 74</sup>

## **2.3.2 Allgemeines zum europäischen Strommarkt**

Der europäische Strombinnenmarkt war in den letzten beiden Jahrzehnten geprägt von zahlreichen Veränderungen. So kam es in der Zeit von 1998 bis 2008 zu drei Energiebinnenmarkttrichtlinien in welchen eine schrittweise Liberalisierung der europäischen Gas- und Strommärkte verfolgt wird. Die folgenden Kapitel gehen zunächst auf die Liberalisierung und anschließend auf die dadurch entstandenen Spot- und Regelenergiemärkte für Strom ein.

### **2.3.2.1 Die Liberalisierung des Strommarktes**

Im Juni 1996 wurde im Energieministerrat der europäischen Union beschlossen, gemeinsame Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt in Europa zu schaffen. Es war dies die

---

<sup>73</sup> Meffert, 1998, S.146

<sup>74</sup> Homburg & Krohmer, 2009, S.253ff

*Richtlinie 96/92/EG* mit dem Ziel einen europaweiten Marktplatz für den freien Stromhandel zu schaffen, in welchem<sup>75</sup>

- Handelshemmnisse und -schränken abgebaut
- grenzüberschreitender Stromhandel forciert
- eine Angleichung in der Preispolitik geschaffen
- Normen und Standards angepasst und
- Umweltvorschriften und Sicherheitsauflagen standardisiert

werden sollen. Später folgten noch zwei Richtlinien, in welchen im Wesentlichen die Regelungen zur Erreichung der genannten Ziele schrittweise verschärft wurden. Es waren dies die *Richtlinie 2003/54/EG* sowie die *Richtlinie 2009/72/EG*. Das wesentliche Instrument dieser Richtlinien ist die Liberalisierung des europäischen Strommarktes. Dabei sollen in den einzelnen Mitgliedsstaaten die regulierten, von Monopolunternehmen beherrschten Märkte aufgebrochen werden und freien, wettbewerbsorientierten Handelsmärkten weichen. Für den Endkunden bedeutet dies beispielsweise eine freie Wahl des Stromlieferanten. Die wichtigsten Grundlagen um dies erreichen zu können sind<sup>76 77</sup>

- Unbundling
- die Organisation des Netzzuganges
- die Regelungen von Netztarifen
- die Schaffung von Regelzonen
- die Einführung von Regulierungsbehörden

Das *Unbundling* bedeutet, dass Elektrizitätsunternehmen, welche bisher sowohl Erzeugung, Verteilung und Übertragung in einem Unternehmen vereint hatten, diese drei Bereiche entflechten müssen. Dabei gibt es unterschiedliche Ausprägungsformen von der einfachen Trennung der Buchführung bis hin zum „Full Ownership Unbundling“ in welchem der Übertragungsnetzbetreiber keinerlei Kontrolle über Erzeugung und Vertrieb haben darf. Letzteres würde einer kompletten Aufspaltung in eigene Unternehmen ohne gemeinsame Entscheidungsträger entsprechen. Das Ziel dieser Maßnahme ist es, Diskriminierungen von unabhängigen Erzeugern durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie Quersubventionierungen und Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern.<sup>78</sup>

Die *Organisation des Netzzuganges* sowie von *Netztarifen* bleiben nach wie vor reguliert. Die Begründung liegt darin, dass es sich bei Übertragungs- und Verteilnetzen um sogenannte natürliche Monopole handelt. So wäre es beispielsweise nicht sinnvoll, wenn neben einem bestehenden Übertragungsnetz neue Betreiber zusätzliche Netze errichten würden, weil dies zu immensen Doppelinvestitionen führen würde. Die Übertragung und die Verteilung bleiben also reguliert. Dementsprechend muss es für die Netznutzung auch regulierte Tarife geben, welche den Übertragungsnetzbetreibern erlauben auf transparente und nichtdiskriminierende

---

<sup>75</sup> Europäisches Parlament, 2009, S. 1

<sup>76</sup> Stockinger, 2001, S. 29

<sup>77</sup> Austrian Power Grid AG, 2012, Titel: Strommarkt

<sup>78</sup> Stockinger, 2001, S. 20ff

Weise ihre Kosten für die Errichtung, den Ausbau und den Betrieb des Netzsystems zu decken. Der Kunde zahlt also für seinen Strom, wie in Abb. 25 dargestellt, einerseits den Preis vom Lieferanten, welchen er am freien Markt verhandelt und andererseits den Preis für die Nutzung des Netzes, welcher reguliert ist.<sup>79</sup>

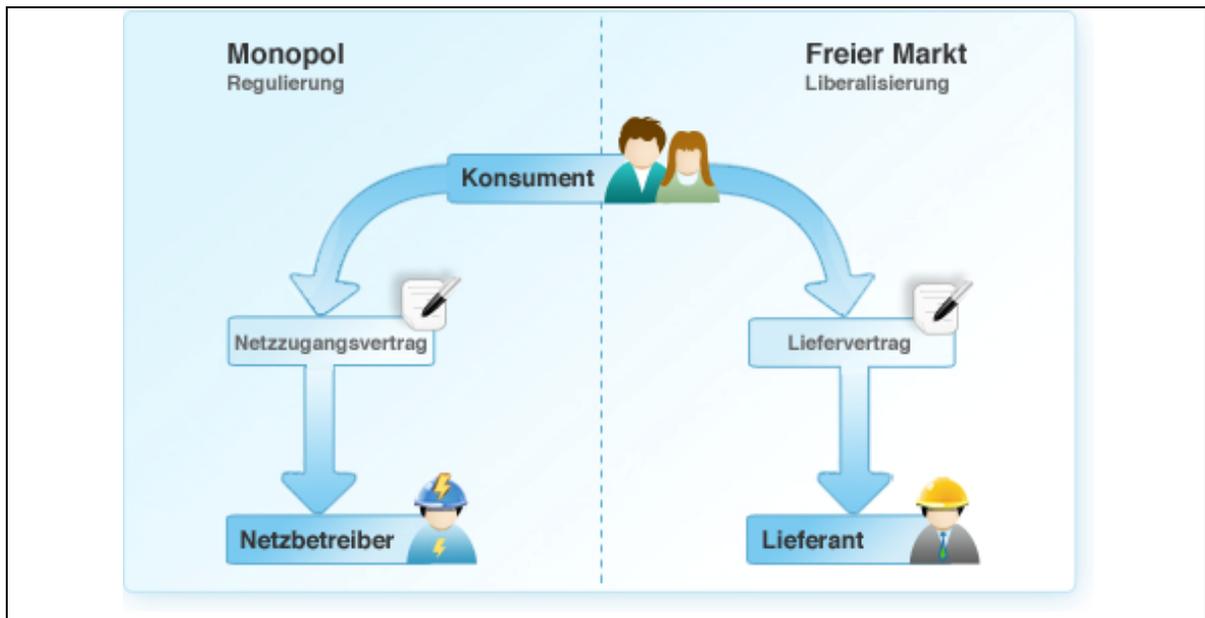


Abb. 25 Regulierter und freier Bereich des Elektrizitätsmarktes<sup>79</sup>

Für die Überwachung der Einhaltung der Spielregeln des freien Elektrizitätsmarktes wurden *Regulierungsbehörden* geschaffen. Diese Regulatoren haben die Aufgabe den Wettbewerb voranzutreiben und zu stärken und müssen politisch und finanziell unabhängig sein.<sup>80</sup>

### 2.3.2.2 Die Strombörse

Wie oben beschrieben, steht es dem Endkunden frei seinen Stromlieferanten auszuwählen. Die meisten Großhandelsgeschäfte laufen dabei über bilaterale Verträge im sogenannten Over-the-Counter-Markt (OTC-Markt). Die Akteure haben aber auch die Wahl, den Strom an offiziellen Handelsplätzen, den sogenannten Strombörsen, anzubieten oder zu beziehen. Der Preis an diesen Strombörsen wird wie bei allen klassischen Waren durch Angebot und Nachfrage gebildet. In der Regel weisen die Preise am OTC-Markt eine sehr hohe Korrelation mit den Börsenpreisen auf. Für unsere Wirtschaftlichkeitsrechnung ist es daher möglich aus den aktuellen Börsenpreisen und deren Verläufen in der Vergangenheit zu ermitteln, wie sich die Preise für die erzeugte Energie in Zukunft entwickeln wird. Es wird darauf hingewiesen, dass es sich hierbei lediglich um Preise für die bezogene Energie ohne Steuern, Abgaben oder Netznutzungstarife handelt. Für die Beschreibung der österreichischen sowie der rumänischen Strombörse wird auf die nächsten Kapitel verwiesen.<sup>81</sup>

<sup>79</sup> E-Control, 2009, Titel: Liberalisierung und Monopol

<sup>80</sup> E-Control, 2009, Titel: Die E-Control und der österreichische Energiemarkt

<sup>81</sup> E-Control, 2009, Titel: Entwicklung der Großhandelspreise

### 2.3.2.3 Die Regelenergie

Ein grundlegendes Merkmal der elektrischen Energie ist ihre mangelnde Speicherbarkeit. Für die Elektrizitätswirtschaft bedeutet dies, dass die Erzeugung ständig an den Verbrauch angepasst werden muss. Anderenfalls kommt es zu Frequenzabweichungen und im extremsten Fall zu Netzausfällen. Es bedarf also einer umfassenden Regelung. Diese Regelung wird zumeist von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen, wobei jeder für ein bestimmtes Gebiet, der sogenannten Regelzone verantwortlich ist. Die Übertragungsnetzbetreiber werden daher auch als Regelzonenführer bezeichnet.<sup>82</sup>

Die Regelung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch wird dabei unterteilt in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Grafik in Abb. 26 soll den Unterschied erläutern. Kommt es zu einer unplanmäßigen Abweichung, beispielsweise auf Grund eines Kraftwerksausfalls, reagieren sofort alle Regelzonenführer im europäischen Netz mit der Primärregelleistung und stabilisieren somit die Frequenz. Nach 30 s muss die Primärregelleistung vollständig abgerufen werden können. Dauert der Ausfall länger als 30 s wird die Primär- von der Sekundärregelleistung abgelöst. Sie wird nur innerhalb der entsprechenden Regelzone abgerufen. Dieser Vorgang dauert mehrere Minuten (meist 15 min) und wird schließlich falls nötig von der Tertiärregelung abgelöst.<sup>83</sup>

Der Grund weshalb hier die einzelnen Regelmechanismen besprochen werden ist jener, dass bedingt durch die kurze Hochlaufzeit nur wenige Kraftwerkstypen für die Primär- und die Sekundärregelung geeignet sind. Pumpspeicherkraftwerke hingegen sind wie geschaffen für diese Aufgabe. Nachdem es für die Bereitstellung der Regelleistung entsprechende Vergütungen gibt, ist es auch sinnvoll dies in der Wirtschaftlichkeitsrechnung vorzusehen.

---

<sup>82</sup> Swider, 2006, S. 1

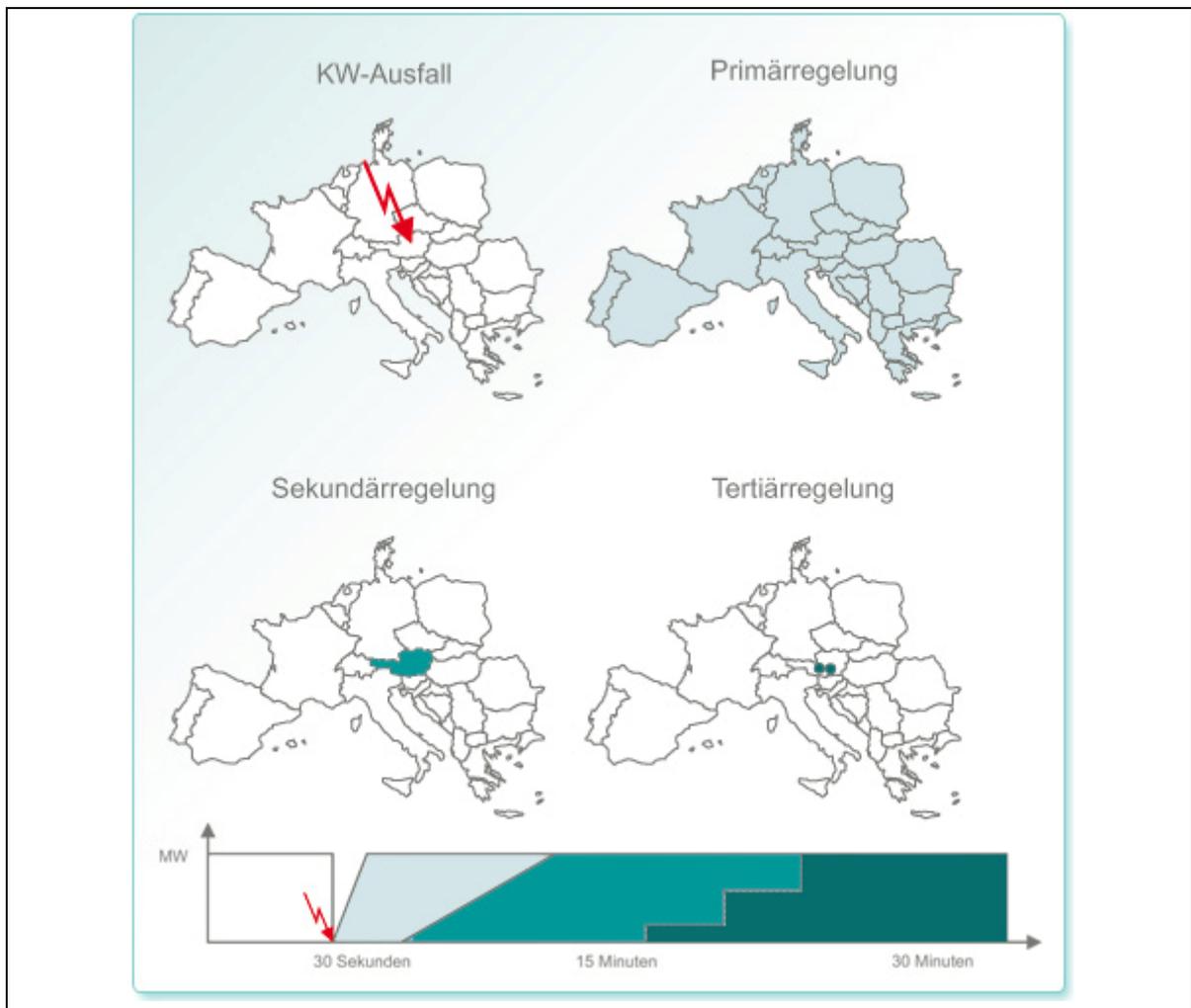


Abb. 26 Unterscheidung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung <sup>83</sup>

Wie diese Vergütungen in Österreich und in Rumänien aussehen wird später besprochen.

### 2.3.3 Österreichischer Elektrizitätsmarkt

Als Betreiber/in von Kraftwerken nehmen wir innerhalb einer Vielzahl von Akteuren im österreichischen Strommarkt die Rolle des Erzeugers ein. Daher soll auch bei der Betrachtung des Marktes der Fokus auf der Sicht eines Erzeugers liegen. Zunächst werden die Grundprinzipien und die Struktur des Strommarktes behandelt. Im Anschluss wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnung beschrieben, welche Möglichkeiten der Erzeuger innerhalb des Marktes zur Erzielung von Erlösen vorfindet. Grundsätzlich sind dies Stromhandel, Regenergiemarkt und Förderungen.

<sup>83</sup> E-Control, 2009, Titel: Ausgleichsenergie

### 2.3.3.1 Grundprinzipien des österreichischen Strommarktes

In Österreich ist, wie in den europäischen Richtlinien angeordnet, die Stromerzeugung sowie der Handel und der Vertrieb von der Übertragung und der Verteilung getrennt. Die Verteilnetzbetreiber sind verantwortlich für den sicheren Betrieb der Verteilnetze, die Übertragungsnetzbetreiber für den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze. Auf letztere fällt auch, wie bereits erwähnt, die Aufgabe des Regelzonenführers, welcher für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Regelzone verantwortlich ist. Innerhalb einer Regelzone gibt es wiederum mehrere Bilanzgruppen. Das Bilanzgruppensystem wurde im Rahmen der Elektrizitätsmarktliberalisierung geschaffen um bei der Vielzahl an neuen Akteuren am Strommarkt den Überblick zu bewahren. Mit Hilfe von Bilanzgruppen kann der kommerzielle vom physikalischen Stromfluss entkoppelt werden. Jeder Erzeuger, Endkunde, Lieferant und Händler gehört einer solchen Bilanzgruppe an. Der Energieverbrauch und die Energieerzeugung einer solchen Bilanzgruppe müssen wiederum ausgeglichen sein. Dafür ist der Bilanzgruppenverantwortliche zuständig. Einen guten Überblick über die einzelnen Akteure schafft Abb. 27.<sup>84</sup>

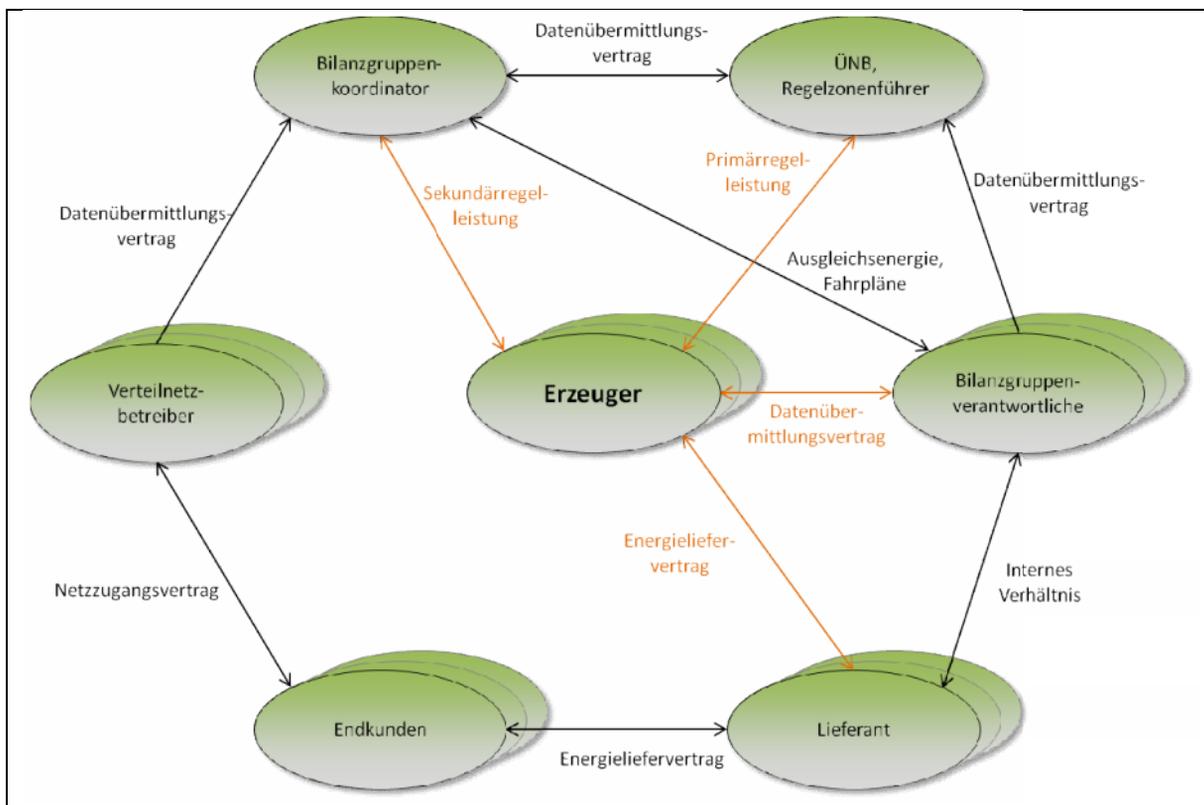


Abb. 27 Akteure am österreichischen Strommarkt<sup>85</sup>

Man erkennt, dass der Aufbau des Marktes relativ komplex und unübersichtlich ist. Dennoch sollen nun die, für die Erzeuger wichtigsten Akteure herausgegriffen und deren Aufgaben kurz beschrieben werden.

<sup>84</sup> E-Control, 2011, Titel: Das österreichische Strommarktmodell, S. 3f

<sup>85</sup> E-Control, 2011, Titel: Das österreichische Strommarktmodell, S. 6

## Regelzonenführer

Die Aufgaben des Regelzonenführers wurden bereits kurz besprochen. Eine davon ist es für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Regelzone zu sorgen. Kommt es zu einer unvorhergesehenen Abweichung, so ist er dafür verantwortlich, dass Kraftwerke zu Verfügung stehen welche die Primärregelleistung liefern.<sup>86</sup>

Mittlerweile gibt es für ganz Österreich nur mehr eine Regelzone, welche von der Austrian Power Grid AG (APG) als Regelzonenführer betrieben wird. Bis vor kurzem waren Tirol und Vorarlberg als jeweils eigene Regelzonen getrennt. 2011 wurde dann das Übertragungsnetz in Tirol und 2012 jenes in Vorarlberg in die APG-Regelzone eingegliedert.<sup>87</sup>

## Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator ist für alle Bilanzgruppen innerhalb einer Regelzone verantwortlich. Er bekommt von den Bilanzgruppenverantwortlichen Prognosen und Fahrpläne sowie von den Netzbetreibern die tatsächlich gemessenen Werte. Die Differenz aus diesen Werten ergibt die Ausgleichsenergie, welche der Bilanzgruppenkoordinator aufbringen muss. Dazu sucht er sich wiederum entsprechende Erzeuger aus.<sup>86</sup>

In Österreich ist die APCS der Bilanzgruppenkoordinator.

## Bilanzgruppenverantwortlicher

Er ist verantwortlich für eine Bilanzgruppe. Wie bereits erwähnt gehört jeder Erzeuger, Lieferant, Endkunde und Stromhändler einer solchen Bilanzgruppe an. Der Bilanzgruppenverantwortliche sammelt von Ihnen die Daten und Prognosen um den Fahrplan für den nächsten Tag zu generieren, welcher in weiterer Folge dem Bilanzgruppenkoordinator weitergeleitet wird.<sup>86</sup>

In Österreich gibt es verschiedenste Bilanzgruppen. Ein Beispiel dafür wäre die Öko-Bilanzgruppe mit der OeMAG als Bilanzgruppenverantwortlichen. Die Zugehörigkeit zu dieser Bilanzgruppe ist eine notwendige Voraussetzung für die Einspeisung und die Vergütung von Ökostrom. Details siehe Kapitel 2.3.3.4.<sup>88</sup>

## Lieferanten

Die Lieferanten beliefern die Endkunden mit Strom und gehören ebenso wie die Erzeuger einer Bilanzgruppe an. Die Erzeuger verhandeln mit den Lieferanten Energielieferverträge aus und bekommen ihrerseits von den Lieferanten die gelieferte Energie vergütet. Dies kann sowohl über bilateralen Handel oder über offizielle Strombörsen geschehen.<sup>86</sup>

---

<sup>86</sup> E-Control, 2011, Titel: Das österreichische Strommarktmodell, S. 4f

<sup>87</sup> Austrian Power Grid AG, 2011, Titel: APG ab 2012 Regelzonenführer für ganz Österreich

<sup>88</sup> OeMAG - Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2007, Titel: Wechsel in die Ökobilanzgruppe

Für den Erzeuger gibt es also mehrere Möglichkeiten. Er kann Erlöse aus der Bereitstellung von Regelenergie und/oder aus der Lieferung von Energie an einen Lieferanten generieren. Die folgenden beiden Kapitel sollen diese Möglichkeiten kurz behandeln.

### 2.3.3.2 Die österreichische Energiebörse

Wie bereits besprochen hat der Erzeuger die Möglichkeit seine erzeugte Energie zu Großhandelspreisen über bilaterale Verträge am Over-the-Counter Markt oder über die Strombörse zu vertreiben. Nachdem die Preise sehr gut korrelieren soll nun an Hand der Auswertung der erzielten Strompreise an der österreichischen Energiebörse ermittelt werden, mit welchen Einnahmen momentan für den Erzeuger zu rechnen ist.

Die österreichische Energiebörse, die EXAA (Energy Exchange Austria) bietet die Möglichkeit, mehrere Stromprodukte im Rahmen eines Day-Ahead-Marktes (auch Spotmarkt) zu kaufen bzw. zu verkaufen. Dabei geben alle Marktteilnehmer ihre Angebote und Anfragen für den nächsten Tag an. In der anschließenden Auktion wird aus diesen Orders ein Preis, der sogenannte Market Clearing Price (MCP) generiert. Ebenso wird auf Basis dieser Auktion den einzelnen Marktteilnehmern mitgeteilt, welche Mengen sie liefern bzw. welche Mengen sie beziehen dürfen. Die physische Erfüllung der Geschäfte erfolgt dann am darauffolgenden Tag (Day-Ahead) <sup>89 90</sup>

Die Marktteilnehmer haben die Auswahl zwischen mehreren Stromprodukten. Die Aufteilung der Stromprodukte erfolgt auf Stundenbasis. So ist jede Stunde des nächsten Tages als eigenes Stromprodukt handelbar. Das bedeutet, dass ein Erzeuger beispielsweise ein Angebot für eine Stromlieferung am darauffolgenden Tag für die Stunde 7 in der Zeit von 06:00 bis 07:00 abgeben kann. Zusätzlich gibt es eine Vielzahl von Blockprodukten. Eine Übersicht hierzu liefert Abb. 28. <sup>91</sup>

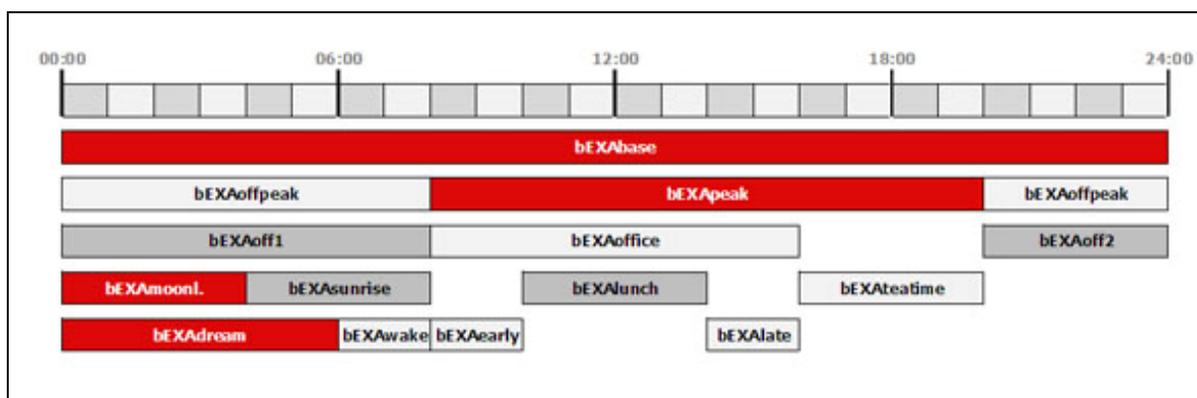


Abb. 28 Handelbare Stromprodukte an der EXAA <sup>91</sup>

<sup>89</sup> E-Control, 2009, Titel: Entwicklung der Großhandelspreise

<sup>90</sup> EXAA, 2007, Titel: Handelskonzept

<sup>91</sup> EXAA, 2007, Titel: Handelbare Produkte am Spotmarkt Strom

So kann man beispielsweise als Betreiber/in eines Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerkes ein Angebot für den bEXApeak-Zeitraum des nächsten Tages abgeben (Zeitraum von 08:00 bis 20:00), zumal in diesem Zeitraum meist eine hohe Nachfrage und somit ein hoher MCP herrscht. Während den bEXAoffpeak-Stunden könnte dann für die günstig Strom erworben werden um mit den Pumpen die Speicher wieder aufzufüllen. Um zu verdeutlichen, wie sich der MCP im Verlauf eines Tages verhält, liefert das Diagramm in Abb. 29 den Mittelwert der einzelnen Tage in den Jahren von 2002 bis 2011.

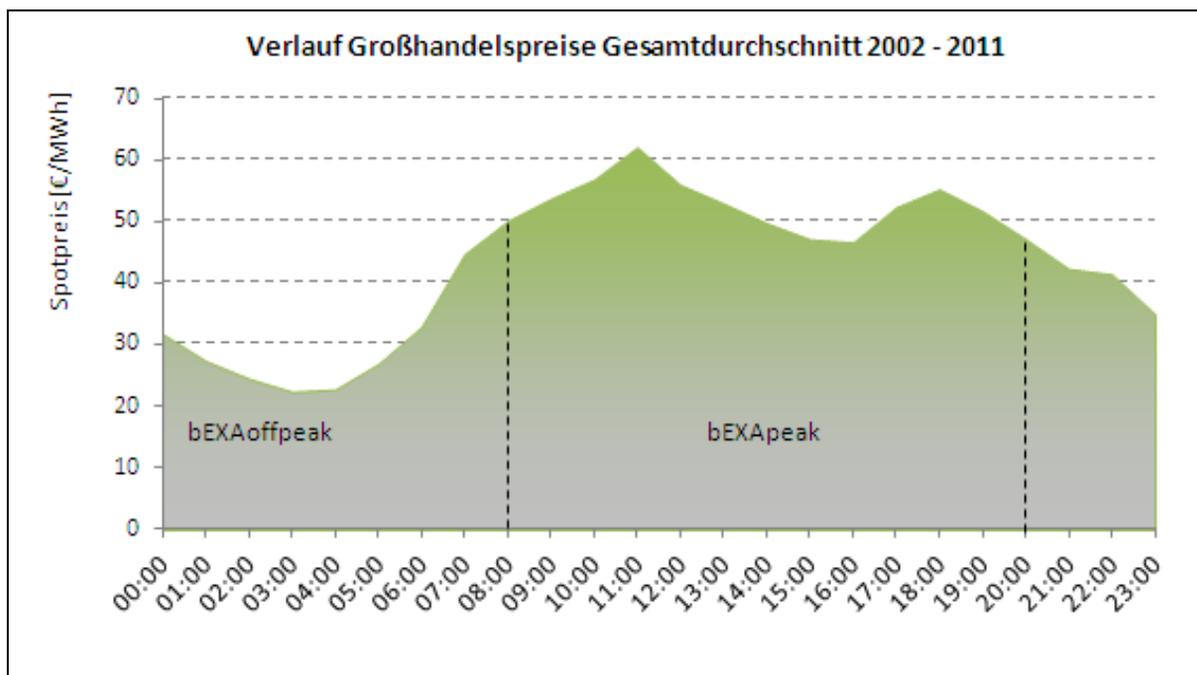


Abb. 29 Mittlerer Tagesverlauf des Market Clearing Preises von 2002 bis 2011<sup>92</sup>

Man erkennt deutlich, dass der MCP sehr stark von der jeweiligen Tageszeit und somit von der aktuellen Stromnachfrage abhängt. Für die Erzeuger spielt es daher eine entscheidende Rolle, zu welcher Tageszeit er den Strom an den Lieferanten weiterverkauft. Dies lässt sich mittels Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sehr gut steuern. Für Laufwasserkraftwerke bietet sich diese Möglichkeit klarerweise nicht, zumal hier immer so viel Strom erzeugt wird als der momentane Durchfluss des Gewässers dies zulässt.

In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird mit jährlichen Durchschnittswerten gearbeitet. Abb. 30 zeigt die durchschnittlich erzielten Spotpreise der letzten zehn Jahre für das Peak-Produkt (08:00 bis 20:00) und das Base-Produkt (00:00 bis 24:00). Ein Trend ist aus diesem Verlauf kaum erkennbar, was eine Prognose für den zukünftigen Verlauf der Preise schwierig macht. Aus den Vergangenheitsverläufen sowie aus volks- und energiewirtschaftlichen Erhebungen wäre es denkbar mittels komplexer Prognoseverfahren ein möglicher Zukunftsverlauf zu generieren. Dies ist jedoch nicht Umfang dieser Arbeit.

Das Handelsergebnis für den 17.02.2012 hat folgende Market Clearing Preise erzielt:<sup>92</sup>

bEXAbase (00:00-24:00):                      48,60 €/MWh

<sup>92</sup> EXAA, 2007, Titel: Historische Daten am Spotmarkt der Lieferzone Österreich - Deutschland

bEXApeak (08:00-20:00): 55,80 €/MWh

bEXAoffpeak (20:00-08:00): 41,40 €/MWh

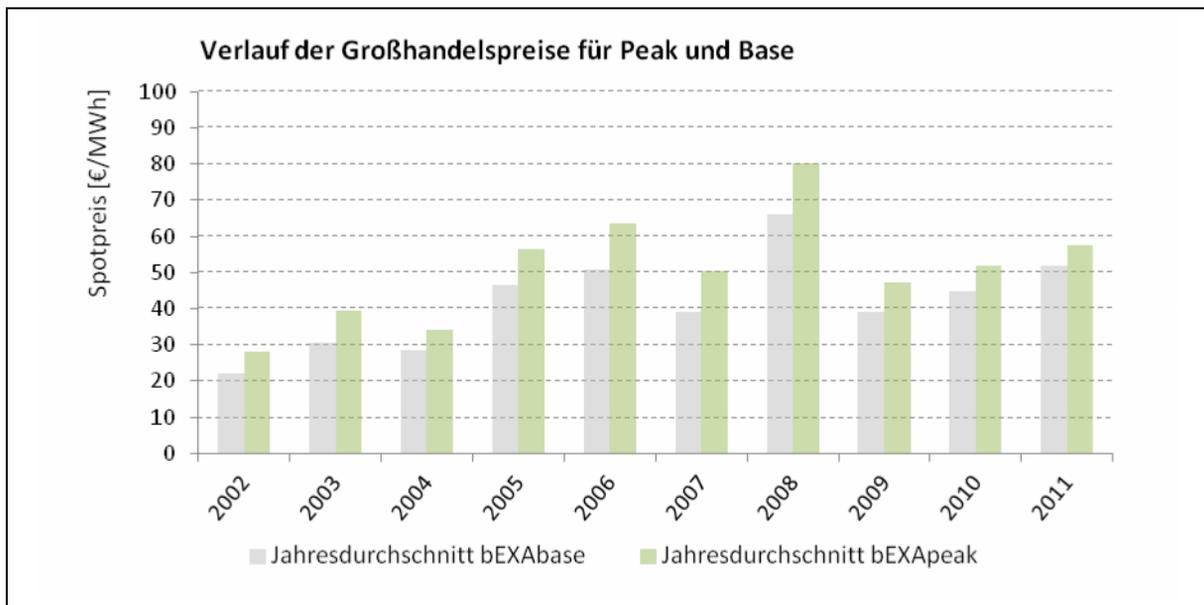


Abb. 30 Durchschnittswerte des MCP für Base und Peak von 2002 bis 2011 <sup>92</sup>

Neben dem Verkauf der elektrischen Energie über Verträge oder über den Spotmarkt an Lieferanten, hat der Erzeuger die Möglichkeit Erlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung zu erzielen. Diese Option soll im nächsten Kapitel beschrieben werden.

### 2.3.3.3 Der österreichische Regelleistungsmarkt

Wie bereits erwähnt eignen sich Speicher- und vor allem Pumpspeicherkraftwerke ausgezeichnet für Primär- und Sekundärregelungen. In Anbetracht dessen soll nun ein kurzer Überblick über den österreichischen Regelleistungsmarkt geschaffen werden.

#### Primärregelung

Innerhalb der Regelzone der APG wird für das Jahr 2012 eine ständig vorzuhaltende Primärregelleistung von  $\pm 71$  MW vorgeschrieben. Das bedeutet, dass im Falle eines unvorhergesehenen Erzeugungsdefizits Kraftwerke bereitstehen müssen, welche innerhalb von spätestens 30 s insgesamt 71 MW zusätzlich erzeugen können. Umgekehrt müssen bei Erzeugungsüberschuss (z.B. durch Ausfall eines großen Verbrauchers) Kraftwerke innerhalb von 30 s um das gleiche Leistungsband zurückgefahren oder alternative Verbraucher zugeschaltet werden können. Verantwortlich dafür ist der Regelzonenführer, also die APG. Hierzu führt sie wöchentliche Auktionen durch, in welchen Angebote für die Bereitstellung von Primärregelleistung abgegeben werden können. Das Mindestgebot beträgt dabei  $\pm 2$  MW. Die Angebote beinhalten die bereitgestellte Leistung und den Preis, den man für die Bereitstel-

lung verlangen würde. Die Angebote werden schließlich nach Preisen aufsteigend gereiht. Sobald genügend Regelleistung vorhanden ist (also  $\pm 71$  MW), fallen alle teureren Angebote aus dem Rennen. Jeder Bieter, der einen Zuschlag erhält, muss das von ihm gebotene Leistungsband für die nächsten sieben Tage durchgehend bereitstellen und bekommt dafür den von ihm gebotenen Preis dafür („pay as bid“). Dabei spielt es keine Rolle ob die bereitgestellte Leistung jemals benötigt wird oder nicht. Sollte sie benötigt werden, wird dies nicht extra vergütet - es gibt also keinen Arbeits- sondern nur einen Leistungspreis. An den Auktionen teilnehmen können nur registrierte Erzeuger, welche die Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Diese sind auf der Homepage der APG verfügbar. Die Ausschreibungen finden online auf einer eigens dafür vorgesehenen Ausschreibungsplattform der APG statt.<sup>93</sup>

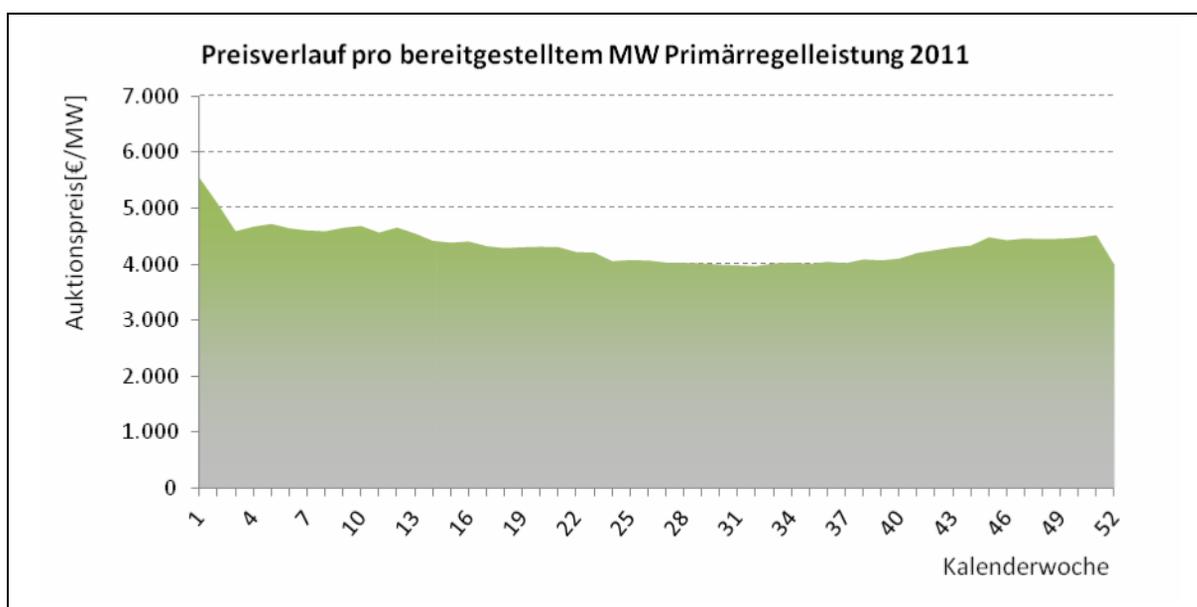


Abb. 31 Preise für Primärregelleistung im Jahr 2011<sup>93</sup>

Der Preisverlauf für die Primärregelung im Jahr 2011 wird in Abb. 31 dargestellt. Die Preise für ein MW bereitgestellter Primärregelleistung betrug im Jahr 2011 pro Woche zwischen 4.000 € und 6.000 € (Durchschnittspreise). Für den Erzeuger gilt nun zu erwägen, welche Kombination aus Energieverkauf am Strommarkt und Bereitstellung von Regelleistung die wirtschaftlichste ist.

### Sekundärregelung

Der Markt für die Sekundärregelung wurde in Österreich bis zum Jahr 2012 von der APCS, dem Bilanzgruppenkoordinator der Regelzone APG organisiert. Bis zu diesem Zeitpunkt hatte die Verbund AG das Monopol auf die Bereitstellung der Sekundärregelleistung welche entsprechend vergütet wurde. Allerdings gab es neben der Bereitstellung auch eine Vergütung für die tatsächlich gelieferte bzw. bezogene Sekundärregelenergie. So wurde die gelie-

<sup>93</sup> Austrian Power Grid AG, 2012, Titel: Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG

ferte Energie in Form von Spitzenlastprodukten später an die Verbund AG zurückgeliefert und die Hälfte der bezogenen Energie musste von der Verbund AG in Form von Grundlastprodukten an die Regelzone zurückgeliefert werden.

Seit dem Jahr 2012 organisiert auch den Markt für die Sekundärregelenergie die APG. Wie bei der Primärregelenergie gibt es auch hier Ausschreibungen auf einer Online-Plattform der APG. Dabei gibt es zwei Produktgruppen, die Wochen- und die 4-Wochen-Produkte. Beide sind wiederum unterteilt in Peak Woche (08:00 bis 20:00), Off-Peak Woche (20:00 bis 08:00) und Wochenende (Sa und So von 00:00 bis 24:00). Es wird positive und negative Sekundärregelleistung getrennt ausgeschrieben. Die Gesamtmenge innerhalb der APG beläuft sich derzeit auf  $\pm 200$  MW und das Mindestgebot beträgt 5 MW. Die Angebote werden wieder dem Preis nach aufsteigend gereiht bis genügend Leistung zu Verfügung steht. Die Bieter, welche den Zuschlag erhalten bekommen wiederum den gebotenen Preis („pay as bid“). Die Bieter müssen wiederum präqualifiziert und registriert sein. Ein markanter Unterschied zum Primärregulenergiemarkt ist, dass bei der Sekundärregelung auch ein Arbeitspreis vorhanden ist, d.h. die tatsächlich gelieferte bzw. bezogene Energie vergütet wird.<sup>94</sup>

Auf Grund der Neuerungen im Jahr 2012 gibt es kaum historische Daten. Abb. 32 zeigt das Ausschreibungsergebnis des Wochenprodukts der Kalenderwoche 6 im Jahr 2012 für Off-Peak Woche. Es wurden 65 MW ausgeschrieben und 150 MW geboten. Abgebildet sind jene Bieter mit erhaltenem Zuschlag.

| Zeitstempel      | Firma | Angebote Menge<br>[MW] | Preis<br>[EUR/MWh] | Akzeptierte Menge<br>[MW] | Zuschlagswert<br>[EUR] |
|------------------|-------|------------------------|--------------------|---------------------------|------------------------|
| 31.01.2012 09:01 |       | 10                     | 9,97               | 10                        | 5.982,00               |
| 31.01.2012 14:22 |       | 10                     | 9,80               | 10                        | 5.880,00               |
| 31.01.2012 09:01 |       | 10                     | 9,73               | 10                        | 5.838,00               |
| 31.01.2012 09:01 |       | 10                     | 10,70              | 5                         | 3.210,00               |
| 31.01.2012 14:22 |       | 5                      | 10,69              | 5                         | 3.207,00               |
| 31.01.2012 14:22 |       | 5                      | 10,39              | 5                         | 3.117,00               |
| 31.01.2012 11:21 |       | 5                      | 10,00              | 5                         | 3.000,00               |
| 31.01.2012 11:21 |       | 5                      | 9,80               | 5                         | 2.940,00               |
| 31.01.2012 11:21 |       | 5                      | 9,60               | 5                         | 2.880,00               |
| 31.01.2012 09:01 |       | 5                      | 9,48               | 5                         | 2.844,00               |

Abb. 32 Ausschreibungsergebnis für positive Sekundärregelleistung in KW06/2012<sup>95</sup>

Erkennbar ist, dass der durchschnittliche Leistungspreis im Vergleich zur Primärregelleistung deutlich geringer ist. Dies wird jedoch durch den Arbeitspreis und die geringeren technischen Voraussetzungen für die dafür verwendeten Kraftwerke (längere Hochlaufzeiten) kompensiert.

<sup>94</sup> Austrian Power Grid AG, 2012, Titel: Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG

<sup>95</sup> Austrian Power Grid AG, 2012, Titel: Ausschreibungsergebnisse

### 2.3.3.4 Ökostromförderung in Österreich

Für die Einspeisung von Ökostrom bzw. für die Errichtung von Ökostromanlagen bietet der österreichische Energiemarkt verschiedene finanzielle Förderungsmöglichkeiten. Wie bereits erwähnt ist dafür die *Abwicklungsstelle für Ökostrom AG*, die *OeMAG* zuständig. Der Aufbau des Systems wird in Abb. 33 dargestellt.<sup>96</sup>

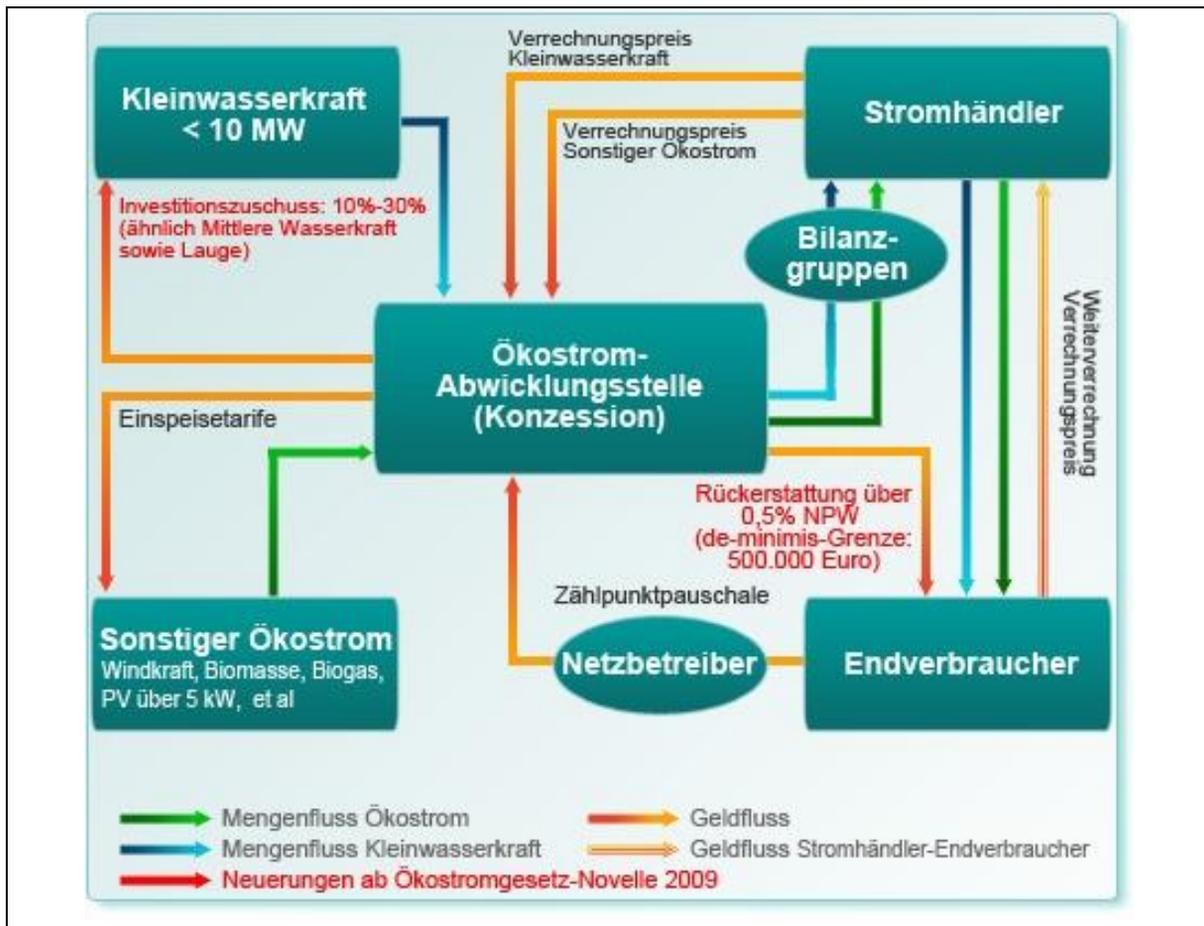


Abb. 33 Ökostromfördersystem in Österreich<sup>96</sup>

Erkennbar ist, dass der erzeugte Ökostrom in Kleinwasserkraft und in sonstigen Ökostrom eingeteilt wird. Während es für letzteren fix vorgegebene Einspeisetarife gibt (Vergütung des eingespeisten Stromes), werden im Bereich der KWK Investitionszuschüsse für den Neubau und für die Revitalisierung geboten. Für den Zweck dieser Arbeit soll das Hauptaugenmerk auf dem Neubau von KWK-Anlagen liegen.

Die Investitionsförderungen für den Neubau von Kleinwasserkraftanlagen sind in erster Linie Abhängig von der Ausbauleistung des Kraftwerkes. Die derzeitigen Zuschüsse in Abhängigkeit der Ausbauleistung sind der Tab. 4 zu entnehmen.

Um die Investitionszuschüsse in der angeführten Höhe tatsächlich zu erhalten gelten jedoch diverse Voraussetzungen und Einschränkungen. Es wären dies unter anderem:<sup>97</sup>

<sup>96</sup> E-Control, 2009, Titel: Das Ökostrom-Fördersystem

<sup>97</sup> OeMAG - Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2007, Titel: Investitionsförderung für Kleinwasserkraftanlagen

- Die EU-Beihilfegrenzen dürfen nicht überschritten werden.
- Die Anlage muss innerhalb von 2 Jahren nach Baubeginn und spätestens bis 31. Dezember 2014 in Betrieb gehen
- Die Fördermittel sind begrenzt. Anträge werden nach dem Einlangungszeitpunkt des vollständigen Förderansuchens gereiht.
- Für Anlagen über 500 kW muss zusätzlich eine dynamische Investitionsrechnung nachgewiesen werden.

| bis 50 kW  | 50 bis 500 kW   | 0,5 bis 2 MW   | 2 bis 10 MW  |
|------------|---|--|--|
| 1.500 €/kW | 1.500 €/kW und max. 30 % der förderfähigen Investitionskosten | 1.500 bis 1.000 €/kW und max. 20 bis 30 % der förderfähigen Investitionskosten | 1.000 bis 400 €/kW und max. 10 bis 20 % der förderfähigen Investitionskosten |

Tab. 4 Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraft in Österreich

## 2.3.4 Rumänischer Elektrizitätsmarkt

Analog zum österreichischen Energiemarkt sollen hier zunächst die Grundlagen des rumänischen Marktes und im Anschluss für Erzeuger die möglichen Einnahmequellen aus Handel am Spotmarkt sowie aus Förderungen beschrieben werden.

### 2.3.4.1 Grundlagen zum rumänischen Strommarkt

Im Vergleich zum zuvor beschriebenen österreichischen Strommarkt weist der rumänische aus Sicht des Erzeugers durchaus ähnliche Züge auf. Zwar ist in Rumänien noch kein ausgeprägtes Bilanzgruppensystem erkennbar, dennoch ist es unabhängigen Erzeugern im Zuge der Liberalisierung möglich, Strom über bilaterale Verträge oder auf einer dafür vorgesehenen Strombörse zu handeln. Des Weiteren gibt es mit dem Handel von sogenannten Green Certificates (GC) ein umfassendes Fördersystem für das Einspeisen erneuerbarer Energien. Einen einfachen Überblick auf den Markt aus Erzeugersicht bietet Abb. 34. Eine übergeordnete Rolle spielt dabei die nationale Behörde für Regelung im Energiebereich, rumänisch als *ANRE (Autoritatea Nationala pentru Reglementare in domeniul Energetic)* bezeichnet. Als selbstständige und öffentliche Institution übernimmt sie eine Vielzahl an Aufgaben im Elektrizitätsmarkt:<sup>98</sup>

- Sicherstellung der Effektivität und der Wettbewerbsfähigkeit des Marktes sowie des Verbraucherschutzes

<sup>98</sup> Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer, 2011, S. 2f

- Festlegung der Pflichtquote für die Lieferung aus grünem Strom für die Stromversorger, -händler und -erzeuger
- Überwachung der Umsetzung des Programms für die Förderung der Stromproduktion aus regenerierbaren Energiequellen
- Schnittstelle zwischen den Behörden, den Unternehmen und der Zivilgesellschaft

Für die Erzeuger ist dabei vor allem der zweite Punkt, die Festlegung der Pflichtquote aus erneuerbaren Energieträgern von Relevanz. Jeder Versorger, Erzeuger und Händler ist verpflichtet innerhalb seiner Energiebilanz eine Mindestquote an erneuerbaren Energiequellen in Form von Grünen Zertifikaten vorzuweisen. So muss zum Beispiel jeder Erzeuger so viel Grüne Zertifikate erwerben, dass er die vorgegebene Mindestquote erfüllt. Hierzu hat er zwei Möglichkeiten. Entweder er kauft die GZ an einer eigens dafür vorgesehenen Börse ein oder er erzeugt selbst Strom aus erneuerbaren Energien. Für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien bekommt der Erzeuger GZ vom rumänischen Übertragungsnetzbetreiber, der *Transelectrica*. Die *Transelectrica* sowie alle Netzbetreiber messen dazu den eingespeisten Strom aus den erneuerbaren Energiequellen. Diese werden zuvor jedoch von der ANRE einer technischen Prüfung unterzogen um dafür die Berechtigung zu erhalten. Sobald sie diese Berechtigung besitzen, muss ihnen der Anschluss vom Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber garantiert werden.<sup>99</sup>

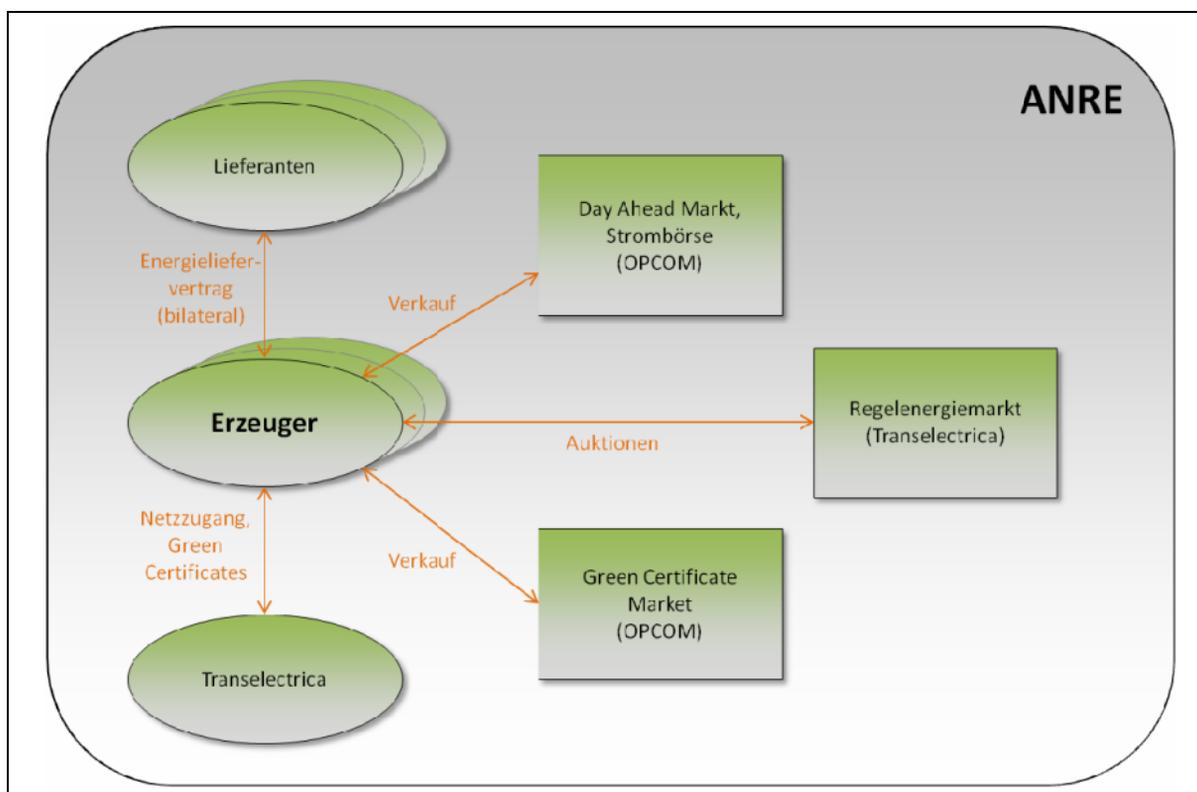


Abb. 34 Aufbau des rumänischen Strommarktes<sup>100</sup>

<sup>99</sup> Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer, 2011, S. 3ff

<sup>100</sup> Energy Investments & Finance, S. 2

Für jede MWh an produziertem Strom aus erneuerbaren Energieträgern erhält der Erzeuger also eine bestimmte Anzahl an Grünen Zertifikaten. Sofern er seine Quote erfüllt, kann er seine nicht benötigten Zertifikate an der Börse verkaufen.

### 2.3.4.2 Die rumänische Strombörse

Wie auch in Österreich wird ein Großteil der erzeugten Energie entweder über bilaterale Verträge oder über den Day-Ahead-Market (DAM) an der Strombörse gehandelt. Nachdem es kaum Einblick auf die bilateralen Verträge gibt, soll auch hier der Fokus auf den Börsenpreis liegen. Die rumänische Strombörse wird vom Operator des Rumänischen Marktes für elektrische Energie, der OPCOM betrieben. Die OPCOM ist eine Tochtergesellschaft der TRANSELECTRICA und organisiert und verwaltet den Großhandelsmarkt für Strom und den Markt der Grünen Zertifikate. Wie auch an der österreichischen Börse können auch in Rumänien die Angebote für jede Stunde des nächsten Tages abgegeben werden. Neben den stündlichen gibt es zahlreiche weitere tageszeitabhängige Produkte. Um eine Vergleichsmöglichkeit zu schaffen werden auch hier das Peak-, das Off-Peak- und das Base-Produkt genannt. Allerdings gibt es im Vergleich zur österreichischen Börse leichte Unterschiede bezüglich der Zeiten:<sup>101102</sup>

- ROPEX\_DAM\_Base: 00:00 bis 24:00 (gleich wie in Österreich)
- ROPEX\_DAM\_Peak: 07:00 bis 22:00 (vgl. bEXApeak 08:00 bis 20:00)
- ROPEX\_DAM\_Off\_Peak: 22:00 bis 07:00 (vgl. bEXAoffpeak 20:00 bis 08:00)

Als Vergleich zum österreichischen Markt zeigt Abb. 35 den durchschnittlichen Jahresverlauf des Market Clearing Preises am Spotmarkt für das Jahr 2010.

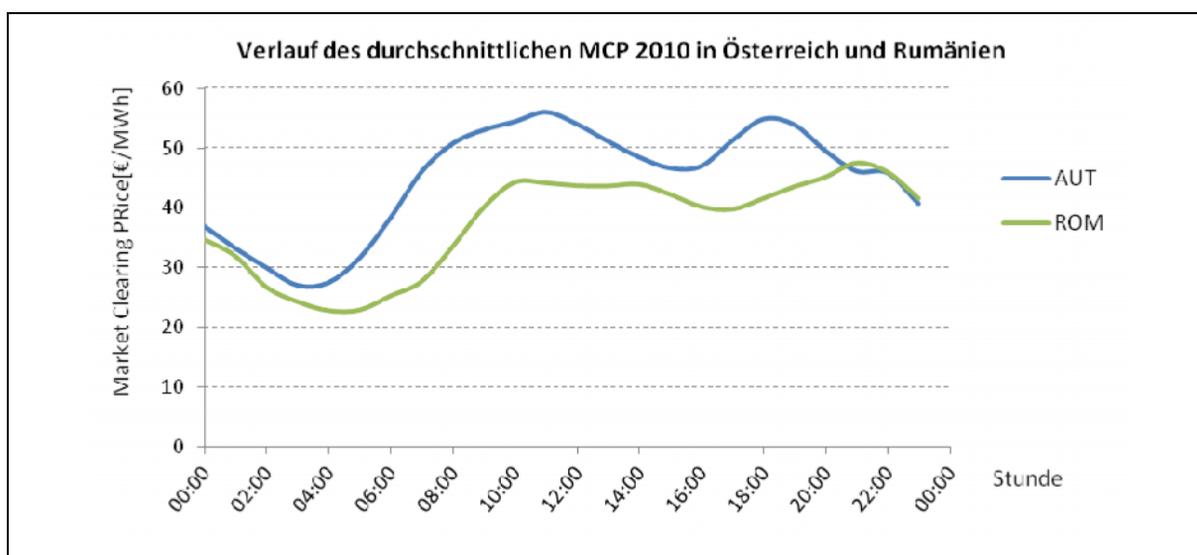


Abb. 35 Jahresverlauf des MCP im österr. und im rumänischen Spotmarkt für 2012<sup>103</sup>

<sup>101</sup> OPCOM, 2012, Titel: Trades - Results

<sup>102</sup> Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer, 2011, S. 3

<sup>103</sup> Energy Investments & Finance, S. 5

Man erkennt, dass die Preisverläufe im Jahr 2010 im Durchschnitt einen ähnlichen Verlauf aufweisen, wobei der Preis in Österreich etwas über jenem in Rumänien war. Was jedoch den Standort Rumänien für Betreiber/innen von Kleinwasserkraftanlagen so attraktiv macht ist das derzeitige Fördersystem, welches im nächsten Kapitel behandelt wird.

### 2.3.4.3 Ökostromförderung in Rumänien

Wie bereits angesprochen erfolgt die Förderung von erneuerbaren Energiequellen über den Markt für grüne Zertifikate. Dabei muss jeder Erzeuger, Lieferant und Händler eine Mindestquote für erneuerbare Energien erfüllen. Die zu erfüllenden Quoten können Tab. 5 entnommen werden.

| Jahr  | 2010  | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019   | 2020 |
|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------|------|
| Quote | 8.3 % | 10 % | 12 % | 14 % | 15 % | 16 % | 17 % | 18 % | 19 % | 19.5 % | 20 % |

Tab. 5 Gesetzliche Quoten für erneuerbare Energien in Rumänien <sup>104</sup>

Für Erzeuger bedeutet dies beispielsweise, dass im Jahr 2012 mindestens 12 % der von ihm erzeugten Energie aus förderbaren erneuerbaren Quellen stammen muss. Zum Nachweis dieser Quote muss eine gewisse Menge von Grünen Zertifikaten (GZ) vorgewiesen werden. Jeder Erzeuger erhält für die Produktion aus erneuerbare Energien eine bestimmte Anzahl an solchen GZ: <sup>105</sup>

- Windkraft: 2 GZ bis 2017, 1 GZ ab 2018
- Wasserkraftwerke bis zu 10 MW installierter Leistung, ab 2004 errichtet: 3 GZ
- Wasserkraftwerke bis zu 10 MW installierter Leistung, vor 2004 errichtet und modernisiert: 2 GZ
- Wasserkraftwerke bis zu 10 MW installierter Leistung, vor 2004 errichtet und nicht modernisiert: 0,5 GZ
- Biomasse, Biogas, Bio-Flüssigkeit: 2 GZ bei Bio-Abfällen, 3 GZ bei Energiepflanzen
- Geothermie: 2 GZ
- Photovoltaik: 6 GZ
- Gas aus Deponien: 1 GZ
- Gas aus Abwasseranlagen: 1 GZ

Die Betreiber/innen von Kleinwasserkraftanlagen erhalten also drei GZ pro eingespeister MWh. Die GZ können schließlich auf einer dafür vorgesehenen Börse gehandelt werden. Der Preis für die GZ wird jedoch nicht wie beim Day-Ahead-Markt täglich, sondern nur einmal im Monat verhandelt. Die Preisspanne ist dabei gesetzlich festgelegt und liegt seit 2008 zwischen 27 und 55 €/MWh. Ab dem März 2011 wurde die Obergrenze auf 56,15 €/MWh ange-

<sup>104</sup> Europäische Kommission für Energie, 2011, Titel: Green certificates for promoting electricity from renewable sources, S. 6

<sup>105</sup> Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer, 2011

haben. Eine Analyse des Verlaufes des letzten Jahres zeigt, dass der Preis dauerhaft an der festgelegten Obergrenze liegt (vgl. Tab. 6).<sup>105</sup>

|             | jan   | feb   | mar   | apr   | may   | jun   | jul   | aug   | sep   | oct   | nov   | dec   |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>2010</b> | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    | 55    |
| <b>2011</b> | 55    | 55    | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 |
| <b>2012</b> | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 | 56.15 |

Tab. 6 Preisverlauf für die Grünen Zertifikate in €/MWh<sup>106</sup>

Der dauerhaft hohe Preis ist ein Indiz dafür, dass zu wenig Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wird, weshalb die Grünen Zertifikate sehr begehrt sind. Für die Erzeuger aus Kleinwasserkraftanlagen bringt dieser Umstand enorme Zusatzeinnahmen. Nachdem pro MWh drei GZ verkauft werden können, würde allein dadurch mehr als das Dreifache des herkömmlichen Strompreises zusätzlich erwirtschaftet.

Für eine ab 2004 neu errichtete Anlage liegt die garantierte Unterstützungsdauer übrigens bei 15 Jahren.<sup>107</sup>

<sup>106</sup> OPCOM, 2012, Titel: Trades - Results

<sup>107</sup> Europäische Kommission für Energie, 2011, S. 6, Titel: Green certificates for promoting electricity from renewable sources, S. 5

### 3 Praktische Problemlösung

Die theoretischen Grundlagen aus dem letzten Kapitel werden nun dazu verwendet, das Wirtschaftlichkeitsrechenmodell zu implementieren. Als Werkzeug für die Implementierung wurde seitens des Auftraggebers die Software *Excel 2007* von *Microsoft* gewünscht.

In den folgenden Kapiteln wird zunächst eine Zusammenfassung der Ziele sowie der theoretischen Betrachtungen generiert und die gewünschten Ergebnisgrößen für die Berechnung detailliert aufgeschlüsselt. Im nächsten Schritt wird ein Überblick über den Aufbau des Modells geschaffen indem die einzelnen Tabellenblätter kurz aufgegriffen und beschrieben werden. Anschließend wird mit Hilfe eines Beispielprojektes eine Bedienungsanleitung für den/die Benutzer/in geboten. Sie dient der Handhabung bei der Eingabe von Daten sowie der Erklärung der einzelnen Ergebnisse in Form von Ausgabefeldern und Diagrammen. Im letzten Schritt wird die Sensitivitätsanalyse behandelt.

#### 3.1 Zusammenfassung von Ausgangssituation und theoretischer Betrachtung

Bei der Betrachtung der Ausgangssituation wurde zunächst die Absicht der GEP in den Bereich der Kleinwasserkraft vor allem im rumänischen Raum aufgegriffen. Um diese Absicht zu untermalen, wurden, bezogen auf die europäische Energiestrategie, Prognosen und Potentiale in Europa erwogen. Das Ergebnis zeigt sowohl Potentiale als auch Trends in Richtung Ausbau der Kleinwasserkraft, vor allem im osteuropäischen und somit auch im rumänischen Raum. Die grundsätzlichen Voraussetzungen sind also gegeben. Um zu überprüfen ob der Bau von KWK-Anlagen auch wirtschaftlich ist, soll innerhalb dieser Arbeit ein Wirtschaftlichkeitsrechenmodell geschaffen werden. Die Ziele sind dabei die Ermittlung

- des Marktwertes des Gesamtkapitals für die Kraftwerksbetreiber/innen
- des Marktwertes des Eigenkapitals (Shareholder Value) für Eigenkapitalgeber/innen sowie
- die Kreditwürdigkeit der Kraftwerksgesellschaft für Fremdkapitalgeber/innen.

Innerhalb des zweiten Kapitels, der theoretischen Betrachtung, wurden zunächst die Methoden zur Erreichung dieser Ziele ermittelt. Für die ersten beiden erwiesen sich die sogenannten Discounted Cash Flow Methoden als die richtigen. Für die Kreditwürdigkeit sollen der DSCR und der LLCR berechnet werden. Zusätzlich soll auch eine Sensitivitätsanalyse implementiert werden um Risiken bezüglich der Prognosen abzufedern bzw. beurteilen zu können. Im zweiten Teil der theoretischen Betrachtung ging es um den generellen Aufbau von Wasserkraftanlagen und die Berechnung der Ausbauleistung, welche ebenfalls Teil des Rechenmodells sein soll. Im dritten und letzten Teil wurden der österreichische und der rumänische Strommarkt unter die Lupe genommen. In beiden Märkten gibt es zur Ermittlung der Strompreise die Möglichkeit auf Strombörsen zurückzugreifen, die Förderstrukturen für Kleinwasserkraft sind jedoch unterschiedlich. Während in Österreich Investitionsförderungen geboten werden gibt es in Rumänien die Möglichkeit zum Handel mit Green Certificates.

Unter Betrachtung all dieser Aspekte soll nun das Modell umgesetzt werden. Hierzu werden im nächsten Kapitel zunächst die genannten Ergebnisgrößen detailliert aufgeschlüsselt.

## 3.2 Aufschlüsselung der Ergebnisgrößen

Bevor nun die einzelnen Ergebnisgrößen aufgeschlüsselt werden soll darauf hingewiesen werden, dass in die Berechnung nur Größen mit einbezogen werden, welche für diese Anwendung auch relevant sind. Größen welche also laut Theorie zwar in die Berechnung mit einfließen müssten, jedoch bei der Betrachtung von Wasserkraftwerken nicht auftreten bzw. vernachlässigt werden können, wurden in der Berechnung nicht berücksichtigt. Als Beispiel sei hier das Vorratslager genannt. Laut Theorie müsste man bei der Berechnung des EBIT Veränderungen im Lager mit einbeziehen, nachdem jedoch bei der Produktion von Strom kein Lagerbestand zu erwarten ist, wird diese Position nicht berücksichtigt.

Die Aufschlüsselung der einzelnen Ergebnisgrößen ist also anwendungsspezifisch und erfolgt aus den theoretischen Grundlagen heraus. Zunächst wird der Marktwert des Gesamtkapitals aufgeschlüsselt.

### 3.2.1 Marktwert des Gesamtkapitals

Im Kapitel 2.1.4.3 wurden die Discounted Cash Flow Verfahren behandelt. Die Berechnung des Marktwertes des Gesamtkapitals erfolgt dabei aus der Diskontierung der jährlichen Free Cash Flows mit dem WACC. Für die Implementierung des Modells müssen also zunächst die Free Cash Flows der einzelnen Nutzungsjahre des Kraftwerkes berechnet werden. Die Berechnungsstruktur der Free Cash Flows wird ebenfalls in Kapitel 2.1.4.3 dargestellt. Diese Berechnungsstruktur (Berechnung aus der klassischen Kapitalflussrechnung) dient als Basis für die jährliche Berechnung innerhalb des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells, welche in Abb. 36 dargestellt wird.

Der Free Cash Flow (1) errechnet sich demnach aus dem operativen Cash Flow (Cash Flow aus der Betriebstätigkeit), dem Cash Flow aus der Investitionstätigkeit und den Zinserträgen bzw. -aufwänden. Er gibt also Aufschluss darüber, wie viel Zahlungsmittel das Kraftwerk ohne Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur im jeweiligen Jahr einbringt.

Der Cash Flow aus der Betriebstätigkeit (2) wird, ebenfalls analog zu Kapitel 2.1.4.3, aus dem Jahresüberschuss plus Abschreibungen korrigiert um die Veränderungen im Umlaufvermögen (Erhöhung bzw. Senkung der Lieferforderungen) ermittelt.

Aus der klassischen Gewinn- und Verlustrechnung ergibt sich der Jahresüberschuss (3). Dabei wird zunächst das operative Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) aus der Differenz zwischen Umsatzerlöse und Betriebskosten (entsprechen in unserem Fall den betrieblichen Aufwendungen) abzüglich der Abschreibungen gebildet. Für eine detaillierte Aufschlüsselung der Umsatzerlöse und der Betriebskosten wird auf Kapitel 3.4.9 verwiesen. Schließlich werden noch Steuern, Zinsaufwendungen und -erträge sowie außerordentliche Aufwendungen und Erträge abgezogen bzw. hinzuaddiert.

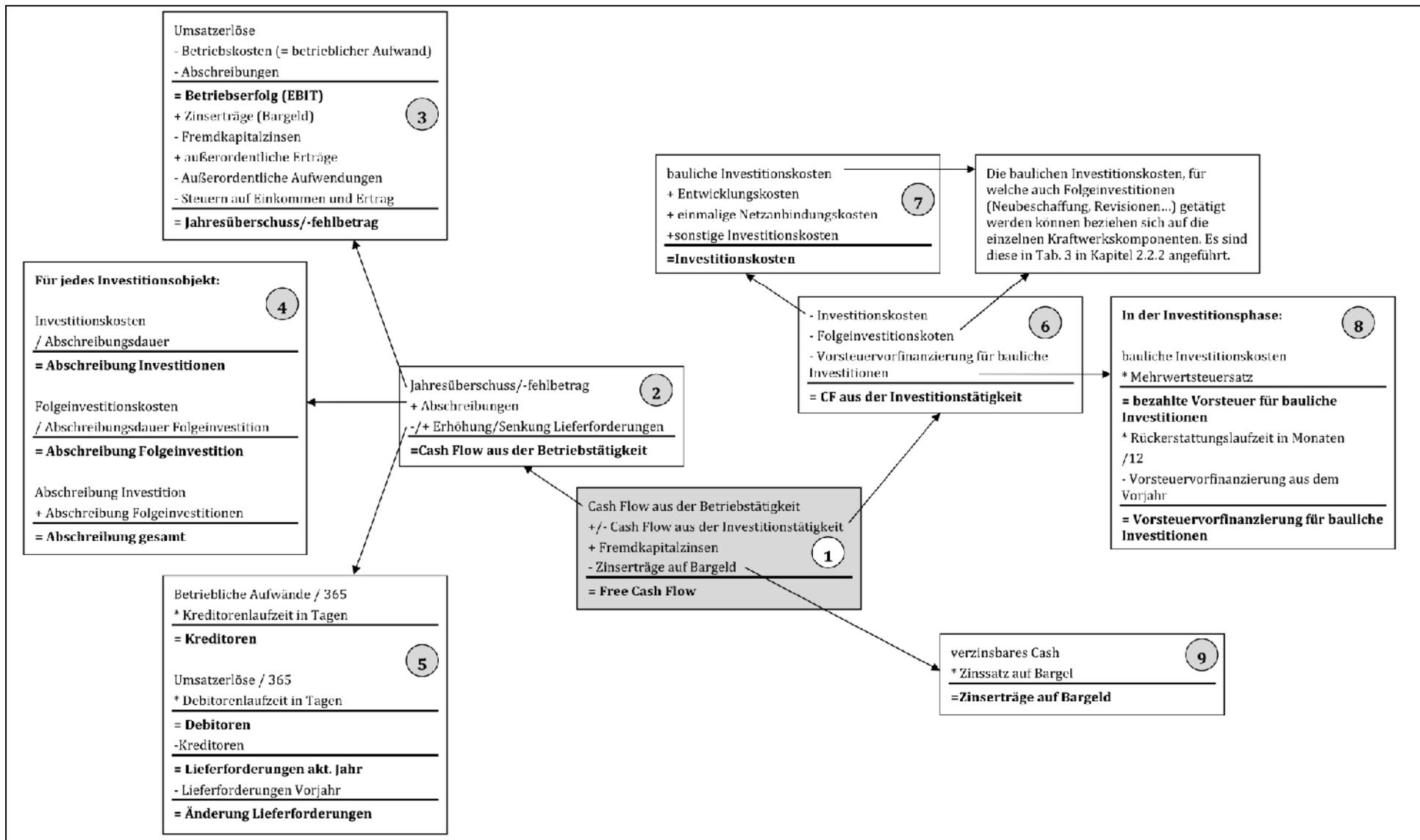


Abb. 36 Aufschlüsselung des Free Cash Flows einer Periode

Für die Berechnung der jährlichen Abschreibungen (4) werden, wie in Kapitel 2.2.2 erwähnt, einerseits die Investitionskosten und andererseits die entsprechenden Lebensdauern der einzelnen Kraftwerkskomponenten herangezogen. Die Abschreibung erfolgt linear. Werden Folgeinvestitionen geplant (Austausch, Revisionen, Neubeschaffung), werden auch diese mit einer eigenen Lebensdauer versehen und linear abgeschrieben.

Die Änderungen der Lieferforderungen bzw. -verbindlichkeiten (5) resultieren aus dem zeitlichen Verzug zwischen Stromlieferung und Bezahlung. Zwar hat dies keinerlei Auswirkungen auf den Jahresüberschuss, sehr wohl jedoch auf den Cash Flow. Für die Berechnung wird angegeben, wie viele Tage im Durchschnitt zwischen Lieferung und Einzahlung durch den Kunden (Debitorenlaufzeit) bzw. zwischen dem Erhalt von Leistung (z.B. Pumpstrom, Lohn usw.) und Auszahlung durch die Kraftwerksgesellschaft (Kreditorenlaufzeit) vergehen. Aus den Umsatzerlösen bzw. den Betriebskosten werden schließlich die Forderungen (Debitoren) und die Verbindlichkeiten (Kreditoren) des jeweiligen Jahres gebildet. Aus der Differenz zum Vorjahr ergibt sich schlussendlich die Änderung der Lieferforderungen.

Der Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (6) umfasst sämtliche Investitionen und Folgeinvestitionen. Zusätzlich wird auch die Vorsteuervorfinanzierung für die Investitionsobjekte berücksichtigt (8). Die Begründung dafür liegt in der zeitlichen Verzögerung der Vorsteuerrückerstattung. Die vom Benutzer/von der Benutzerin eingegebenen Investitionskosten beinhalten keine Mehrwertsteuer. Nichts desto trotz wird diese im bezahlten Betrag aufaddiert und wird erst später nach einer bestimmten Laufzeit rückerstattet. Dies hat Auswirkungen auf den Cash Flow, insbesondere weil bei Wasserkraftanlagen zu Beginn (in der Bau- bzw. Investitionsphase) sehr hohe Investitionen getätigt werden. Daher wird diese Verzögerung durch Eingabe der durchschnittlichen Rückerstattungslaufzeit in der Berechnung berücksichtigt.

Die Anfangsinvestitionskosten (7) bestehen aus Entwicklungskosten, einmaligen Netzanbindungskosten, sonstigen Investitionskosten und den baulichen Investitionskosten. Letztere tragen den Hauptanteil bei und werden gemäß Tab. 3 aufgeschlüsselt. Für diese Komponenten können auch Folgeinvestitionen getätigt werden.

Sämtliche nicht weiter aufgeschlüsselte Größen sind entweder Eingabeparameter für den/die Benutzer/in oder werden erst in den folgenden Kapiteln aufgeschlüsselt. Letztere wären

- Fremdkapitalzinsen → Kapitel 3.2.1.3
- Umsatzerlöse → Kapitel 3.2.1.1
- Betriebskosten → Kapitel 3.2.1.2
- Steuern auf Einkommen und Ertrag → Kapitel 3.2.1.4
- Verzinsbares Cash

Es werden nun die Umsatzerlöse und die Betriebskosten näher betrachtet.

### **3.2.1.1 Umsatzerlöse**

Die Aufschlüsselung der Umsatzerlöse wird in Abb. 37 dargestellt. Wie bereits erwähnt setzen sie sich zusammen aus Erlösen für die Stromerzeugung, Erlösen für die Bereitstellung von Regelleistung, Erlösen aus dem Verkauf von Green Certificates (in Rumänien), Erlösen aus sonstigen Förderungen (wie beispielsweise den Investitionszuschüssen in Österreich)

und Erlössteigerungen aus dem Verbundbetrieb mit Windparks. Letzteres wird durch den gemeinsamen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und Windkraftanlagen generiert. Nachdem PSKW für den Ausgleich der schwankenden Windenergie verwendet werden können, ist es einfacher Prognosen für die Energieproduktion am nächsten Tag abzugeben. Dadurch können unter Umständen die Prognosekosten und die Kosten für meteorologische Daten geringer gehalten werden. Der nächste Vorteil entsteht dadurch, dass es weniger Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlich gelieferter Energie geben könnte, wodurch auch die Strafzahlungen vermindert werden.

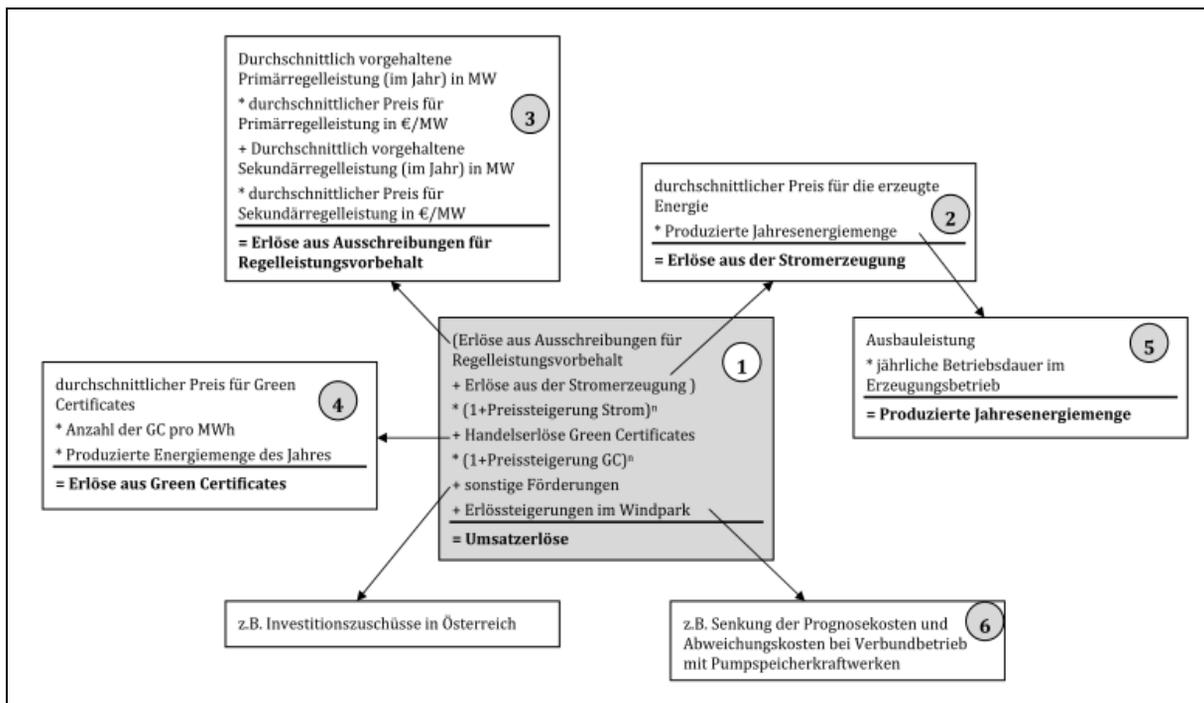


Abb. 37 Aufschlüsselung der Umsatzerlöse

Für die Erlöse aus Regelenergie und aus der Stromerzeugung ist eine Preissteigerung vorgesehen. Diese kann vom Benutzer/von der Benutzerin beliebig vorgegeben werden. Ebenso ist es bei den Green Certificates. Nachdem diese sich momentan auf dem Höchstlevel befinden wird hier mit einer negativen Steigung zu rechnen sein.

Die Erlöse aus der Stromerzeugung (2) resultieren aus dem Produkt von durchschnittlichem Strompreis (z.B. der Börse zu entnehmen) und produzierter Jahresenergiemenge. Letztere wiederum wird aus der Ausbauleistung und der jährlichen Betriebsdauer für die Erzeugung gewonnen. Für die Berechnung der Ausbauleistung wird auf Kapitel 2.2.3 verwiesen.

Pumpspeicherkraftwerke sind prädestiniert für die Bereitstellung von Regelenergie. Aus dieser Bereitstellung lassen sich, wie in den Kapiteln 2.3.2.3 und 2.3.3.3 beschriebene Erlöse erzielen (3).

In Rumänien wird, wie in anderen europäischen Ländern die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen mit Green Certificates vergütet (4). Diese GC können an einer eigens dafür vorgesehenen Börse verkauft werden. Details dazu sind dem Kapitel 2.3.4.3 zu entnehmen. Für die Kleinwasserkraft werden drei Green Certificates pro erzeugter MWh vergütet.

### 3.2.1.2 Betriebskosten

Die Kosten für den Betrieb eines Kleinwasserkraftwerkes setzen sich, analog zu Abb. 38 aus den Lohnkosten, den Mietkosten, den Versicherungskosten den Wartungskosten und sonstigen Betriebskosten zusammen. All diese Größen sind wiederum mit einer Preissteigerung versehen. Den Hauptanteil machen erfahrungsgemäß die Wartungskosten aus. Die GEP verfolgt dabei die Strategie, die gesamte Wartung von externen Firmen durchführen und koordinieren zu lassen. Dafür wird im Allgemeinen ein bestimmter Betrag pro erzeugter Energiemenge (z.B. 10 €/MWh) bezahlt.

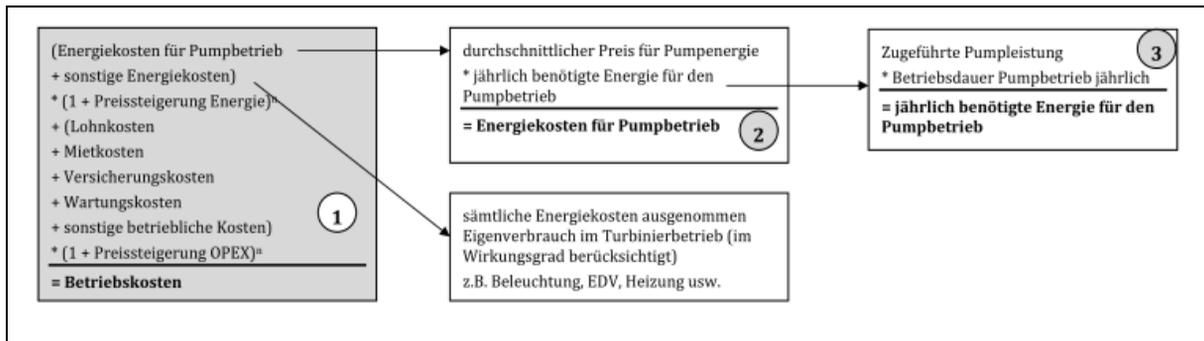


Abb. 38 Aufschlüsselung der Betriebskosten

Bei Pumpspeicherkraftwerken kommen, neben den eben genannten Positionen, die Kosten für den bezogenen Pumpstrom hinzu. Diese können aus dem Strompreis und der jährlich verbrauchten Pumpenergie ermittelt werden (2). Letztere wiederum ergibt sich aus der Multiplikation der Pumpleistung mit der jährlichen Dauer im Pumpbetrieb (3). Für eine weitere Aufschlüsselung wird auf Kapitel 2.2.3.3 verwiesen.

### 3.2.1.3 Fremdkapitalzinsen und Kredittilgung

Die Summe aus Fremdkapitalzinsen und Kredittilgung wird als Schuldendienst bezeichnet. Die Aufschlüsselung wird in Abb. 39 dargestellt.

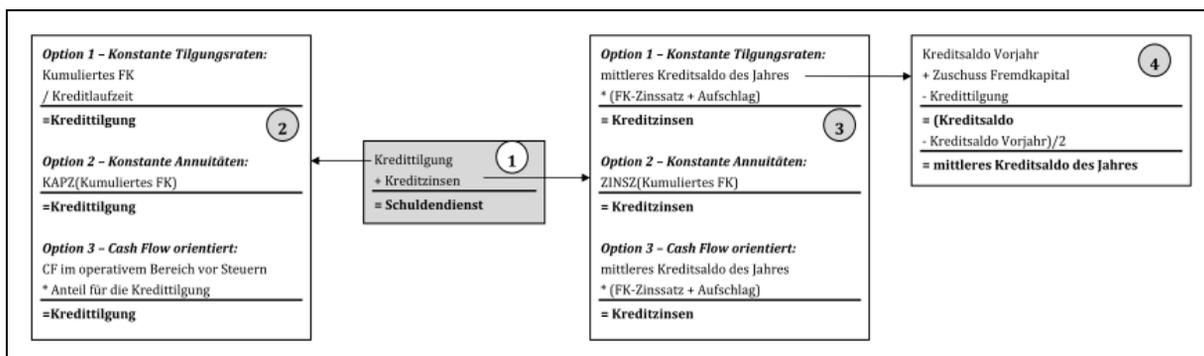


Abb. 39 Aufschlüsselung des Schuldendienst

Die Kredittilgung (2) ist dabei jener Betrag, welcher im jeweiligen Jahr an Fremdkapital zurückgezahlt wird. Auf Wunsch des Auftraggebers gibt es innerhalb des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells drei Optionen für die Tilgungsstrategie:

- Option 1: konstante Tilgungsraten  
Das aufgenommene Fremdkapital wird über die gesamte Kreditlaufzeit hinweg in konstanten Tilgungsraten zurückbezahlt. Die jährlichen Zinsen errechnen sich aus dem Zinssatz zuzüglich Risikoaufschlags und dem mittleren Kreditsaldo des jeweiligen Jahres (3).
- Option 2: konstante Annuitäten  
Die Summe aus Tilgung und Zinsen ist konstant. Nachdem die Zinsen wiederum vom Kreditsaldo des jeweiligen Jahres abhängen, variiert auch die Tilgung. Sie wird von Jahr zu Jahr größer, während die Zinsen jährlich abnehmen. Das Verarbeitungsprogramm Excel 2007 bietet für die Berechnung von Zinsen und Tilgung für konstante Annuitäten die beiden Funktionen *KAPZ()* und *ZINSZ()*.
- Option 3: Cash Flow orientiert  
Diese Option wird ausgewählt, wenn das Fremdkapital in Abhängigkeit des erwirtschafteten Cash Flows tilgen möchte. In diesem Fall muss er ebenfalls den für die Tilgung verwendeten Prozentsatz des Cash Flows angeben (unter dem Feld für die Strategie). Als Basis dient der Cash Flow aus der Betriebstätigkeit vor Steuern.

Das mittlere Jährliche Kreditsaldo errechnet sich aus dem Mittelwert des Kreditsaldos zu Beginn des Jahres und dem Kreditsaldo am Ende des Jahres (4). Die Differenz zwischen den beiden Werten entspricht der jährlichen Tilgung.

### 3.2.1.4 Steuern vom Einkommen und Ertrag

Nachdem die Kraftwerke der GEP im Allgemeinen als eigene Kapitalgesellschaft (GmbH) betrieben werden, beinhalten die Steuern auf Einkommen und Ertrag die sogenannte Körperschaftssteuer (KÖSt). Die KÖSt ist eine Steuer auf das steuerpflichtige Einkommen von juristischen Personen. Das steuerpflichtige Einkommen umfasst laut §7 Abs.2 KStG alle Umsatzerlöse vermindert um die Ausgaben und um Sonderausgaben. Letzere beinhalten gemäß §8 Abs.6 EStG auch den Verlustvortrag. Die Berechnung der Körperschaftssteuer erfolgt daher gemäß Abb. 40.<sup>108</sup>

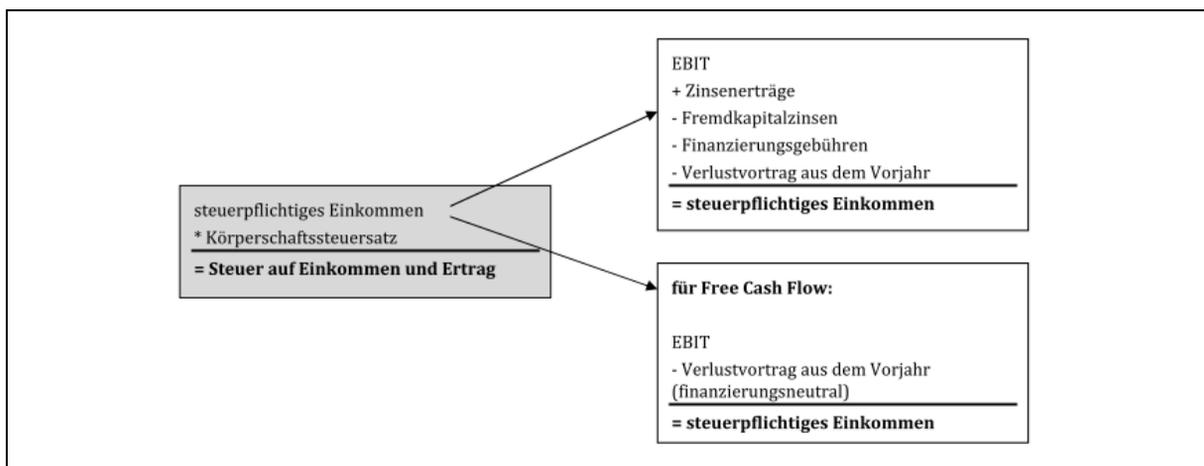


Abb. 40 Aufschlüsselung der Steuern auf Einkommen und Ertrag

<sup>108</sup> Wirtschaftskammer Österreich, 2011, Titel: Die Körperschaftssteuer

Bei der Berechnung der Free Cash Flows ist eine kleine Modifikation des steuerpflichtigen Einkommens vorzunehmen. Wie in Kapitel 2.1.4.3 beschrieben dürfen hier die Zinsen und die Finanzierungsgebühren bei der Berechnung der Steuer nicht berücksichtigt werden.

Der Körperschaftssteuersatz für Österreich beträgt 25 %, jener in Rumänien 16 %. Die Steuersätze für die einzelnen EU-Mitglieder sind auf der Homepage der Wirtschaftskammer Österreich erhältlich.<sup>109</sup>

### 3.2.1.5 WACC

Nachdem nun alle Komponenten für die Ermittlung des Free Cash Flows betrachtet wurden, werden im nächsten Schritt die einzelnen Größen für die Berechnung der Weighted Average Costs of Capital behandelt.

Die Berechnungsstruktur des WACC wurde bereits im Kapitel 2.1.4.3 in Abb. 19 beschrieben. Demnach gilt es für den/die Benutzer/in folgende Größen zu ermitteln:

- Marktrendite
- risikofreier Zinssatz
- Risikofaktor Beta
- Eigenkapitalanteil
- Fremdkapitalanteil
- Fremdkapitalzinssatz

Vor allem die Ermittlung der ersten drei Größen ist nicht trivial und erfordert eine umfassende Analyse des betrachteten Marktes und der auf ihm operierenden Teilnehmer. Als Hilfestellung wird hier die Homepage von *Aswath Damodaran* herangezogen. Er ist Professor an der Stern School of Business der New York University und leitet diverse finanzwirtschaftliche Kurse, vor allem im Bereich der Unternehmensbewertung. Auf seiner Homepage liefert er Ergebnisse aus der Unternehmensbewertung für eine Vielzahl von Unternehmen. Dabei wird auch der europäische Markt betrachtet. Laut der Auswertung vom Januar 2012 ergibt die Risikoprämie des österreichischen Marktes (= die Differenz aus Marktrendite und risikofreiem Zinssatz) 6 %. In Rumänien liegt sie bei 9 %, was auf ein höheres Risiko im rumänischen Markt hinweist. Die Daten werden unter der unten angegebenen Quelle unter dem Link „Risk Premiums for Other Markets“ zu Verfügung gestellt.<sup>110</sup>

Für den Zinssatz risikofreier Anlagen können Staatsanleihen herangezogen werden. In Österreich wäre beispielsweise eine Staatsanleihe mit einer Laufzeit von 15 Jahren denkbar, weil diese Laufzeit am ehesten der Nutzungsdauer eines Kraftwerkes entspricht. Die Homepage der Wiener Börse liefert alle nötigen Kennzahlen zu österreichischen Staatsanleihen. Die Bundesanleihe 99-14/1 mit einer Laufzeit von 1999 bis 2014 wurde beispielsweise mit 4,125 % veranschlagt.<sup>111</sup>

---

<sup>109</sup> Wirtschaftskammer Österreich, 2011, Titel: Steuersätze in den EU-Ländern

<sup>110</sup> Damodaran, 2012

<sup>111</sup> Wiener Börse, 2012

Für die Ermittlung des unverschuldeten Betas liefert wiederum Aswath Damodaran nützliche Richtwerte. Für Europa ergibt seine Auswertung von 106 Unternehmen aus der Energie-Branche (Power) ein unverschuldetes Beta von 0,42. Daraus lässt sich schließlich gemäß Kapitel 2.1.4.3 das verschuldete Beta ermitteln, welches zur weiteren Berechnung des WACC verwendet wird<sup>112</sup>

Der Eigen- und der Fremdkapitalanteil für die Finanzierung der Anfangsinvestitionen kann vom Benutzer/von der Benutzerin frei vorgegeben werden. Das Verhältnis ändert sich dann über die Nutzungsdauer gemäß den Tilgungsraten für das Fremdkapital.

Der Fremdkapitalzinssatz ist meist das Ergebnis der Kreditverhandlungen mit den Kreditgebern. Meist wird dabei von den Kreditgebern die Euro Interbank Offered Rate für drei Monate (sogenannter 3-Monats-Euribor) als Basis herangezogen. Diese entspricht jenem durchschnittlichen Zinssatz, zu welchem die 57 europäischen Panel-Banken einander Anleihen in Euro gewähren. Am 29.02.2012 lag dieser bei 0,983 %. Zusätzlich zu dieser Basis wird in den meisten Fällen ein Risikoaufschlag hinzugefügt dessen Höhe je nach Markt, Unternehmen, Branche, Finanzierungsobjekt usw. variiert.<sup>113</sup>

Für die Berechnung des WACC gemäß Abb. 19 wären also alle nötigen Eingangsdaten behandelt. Tab. 7 fasst diese noch einmal zusammen.

| Eingangsgröße                   | Quelle                                     | Wert                               |
|---------------------------------|--|------------------------------------|
| risikofreier Zinssatz           | Bundesanleihe 99/14 Wiener Börse           | 4,125 %                            |
| Marktrisikoprämie               | Aswath Damodaran                           | 6 % (Österreich)<br>9 % (Rumänien) |
| Risikofaktor Beta unverschuldet | Aswath Damodaran für Energiebranche EU     | 0,42                               |
| Fremdkapitalanteil              | vom Benutzer/von der Benutzerin vorgegeben |                                    |
| Eigenkapitalanteil              | vom Benutzer/von der Benutzerin vorgegeben |                                    |
| Fremdkapitalzinssatz            | 3-Monats Euribor + Risikoaufschlag         | 0,983 % + Risikoaufschlag          |

Tab. 7 Größen für die Berechnung des WACC (Stand 29.02.2012)

Mit der Ermittlung des Free Cash Flows und des WACC wären nun sowohl Basis als auch Diskontierungszinssatz für die Ermittlung des Marktwertes des Gesamtkapitals vorhanden. Im nächsten Kapitel folgt nun die Aufschlüsselung des Marktwertes des Eigenkapitals.

<sup>112</sup> Damodaran, 2012

<sup>113</sup> Euribor-rates.eu, 2012

### 3.2.2 Marktwert des Eigenkapitals

Gemäß Kapitel 2.1.4.3 wird der Marktwert des Eigenkapitals aus der Diskontierung des Flow to Equity (FTE) mit der Renditeforderung der Eigenkapitalgeber/innen gewonnen. Diese beiden Größen sollen hier aufgeschlüsselt werden. Wie bereits erwähnt ist der FTE einer Periode jener Zahlungsstrom, welcher ausschließlich den Eigenkapitalgebern und -geberinnen zu Verfügung steht. Die Berechnungsstruktur wird in Kapitel 2.1.4.3 dargestellt. Nachdem jedoch bei der Berechnung des Free Cash Flows die einzelnen Größen aus der klassischen Kapitalflussrechnung (CF aus Betriebs-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit) ermittelt worden sind, kann auch hier durch die Verwendung ebendieser Größen die Berechnung vereinfacht werden. Vergleicht man das Berechnungsschema der FTE mit dem jenem der klassischen Kapitalflussrechnung ergibt sich für die jährlichen FTE eine Berechnungsstruktur gemäß (1) in Abb. 41. Der FTE wird aus der Summe der Cash Flows aus Betriebs-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gebildet. Abgezogen werden dabei jene Zahlungsströme, welche bereits an die Eigenkapitalgeber/innen abgeführt wurden (Gewinnausschüttungen) sowie jene welche von ihnen als Zuschuss eingebracht und somit nicht vom Unternehmen erwirtschaftet wurden. Eine Sonderstellung innerhalb der Berechnung nimmt die Schuldentilgungsreserve (3) ein. Sie entsteht dann, wenn ein/e Fremdkapitalgeber/in vor Kreditvergabe fordert, dass im Laufe der Betriebsdauer eine Reserve auf ein separates Konto aufgebaut werden muss, auf welche im Falle eines Zahlungsausfalles zurückgegriffen werden kann. Diese Reserve wird aus dem Schuldendienst und der Anzahl der Reservemonate ermittelt. So kann beispielsweise ein Kreditgeber eine Schuldentilgungsreserve in der Höhe von 12 Monatsschuldendiensten fordern.

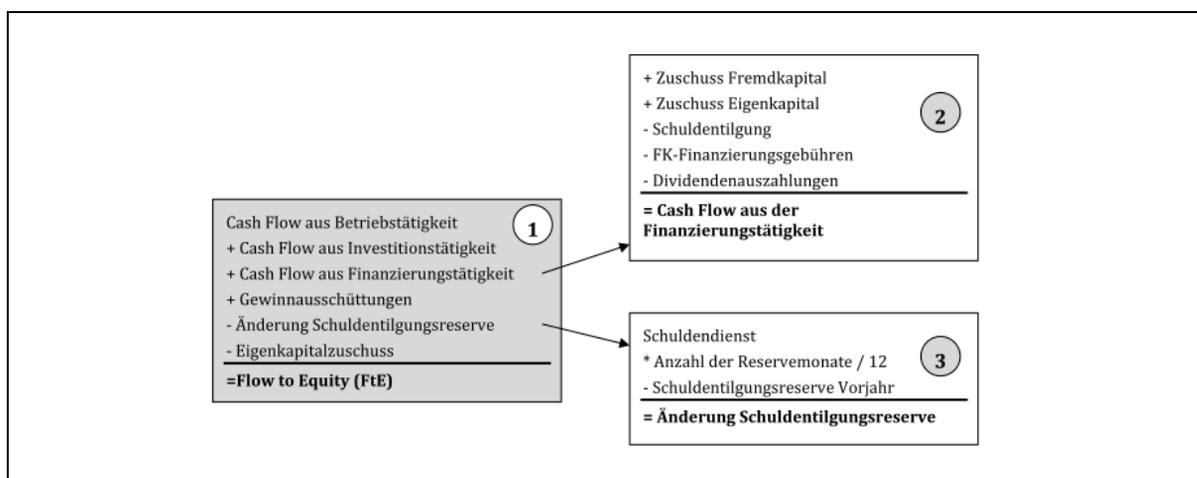


Abb. 41 Aufschlüsselung des Flow to Equity einer Periode

Der Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit beinhaltet sämtliche Einzahlungen aus Kapitalzuschüssen sowie Auszahlungen aus der Tilgung des Fremdkapitals und aus Gewinnausschüttungen. Zusätzlich werden noch Finanzierungsgebühren berücksichtigt, welche meist einmalig bei der Aufnahme von Fremdkapital anfallen.

Alle weiteren Größen wurden bereits bei der Berechnung der Free Cash Flows näher behandelt.

Für die Berechnung des Diskontierungszinssatzes wird die CAPM-Methode herangezogen, welche im Kapitel 2.1.4.3 bereits ausführlich beschrieben wurde. Die einzelnen Größen wurden bereits im Rahmen der WACC-Berechnung im vorigen Kapitel ermittelt.

### 3.2.3 Debt Service Cover Ratio

Um zu erkennen in welchem Umfang der erwirtschaftete Cash Flow eines Jahres ausreicht um die Schuldentilgung und die Zinsaufwände begleichen zu können, wird der DSCR herangezogen. Die Berechnung erfolgt gemäß Kapitel 2.1.4.4 aus dem Verhältnis vom Cash Flow available for Debt Service (CFaDS) und dem jährlichen Schuldendienst. Die Aufschlüsselung des Schuldendienstes wurde bereits in Kapitel 3.2.1.3 vorgenommen.

Wie der Name bereits vermuten lässt ist der CFaDS jener Cash Flow, welcher für die Bezahlung des Schuldendienstes zu Verfügung steht. Sofern er größer ist als der Schuldendienst selbst, gilt dass das Unternehmen in der Lage ist dem Tilgungsplan zu folgen. Die Berechnung erfolgt wiederum aus der Kapitalflussrechnung gemäß Abb. 42.

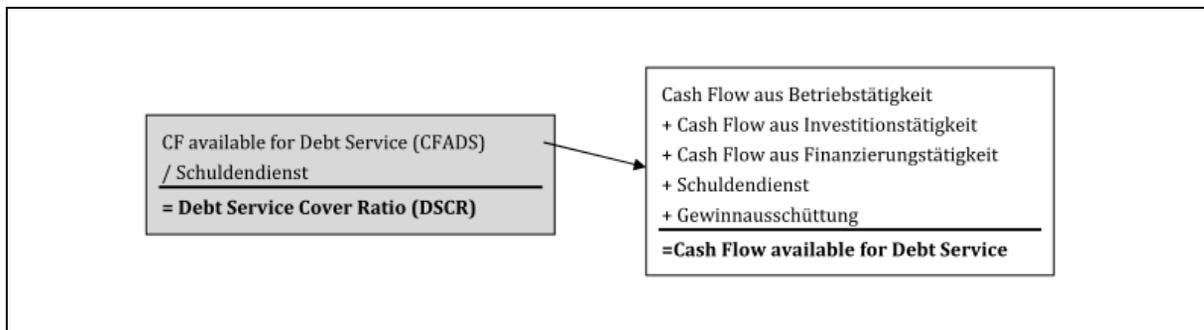


Abb. 42 Aufschlüsselung des Debt Service Cover Ratio für eine Periode

Der erwirtschaftete Cash Flow des jeweiligen Jahres ergibt sich wiederum aus der Summe der Cash Flows aus Betriebs-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit. Dazu muss der bezahlte Schuldendienst addiert werden, weil dieser im Rahmen der Kapitalflussrechnung bereits abgezogen wurde. Auch die Gewinnausschüttungen müssen berücksichtigt werden, weil auch sie für die Tilgung des Fremdkapitals herangezogen werden können.

### 3.2.4 Loan Life Cover Ratio

Wie in Kapitel 2.1.4.4 beschrieben ist die LLCR dem DSCR sehr ähnlich. Sie gibt an, in welchem Umfang das Unternehmen in der Lage sein wird die verbleibenden Schulden zurückzuzahlen. Die Berechnung erfolgt ebenfalls aus dem CFaDS. Hier besteht jedoch der Unterschied, dass der Kapitalwert aus allen zukünftigen CFaDS gebildet wird und daraus das Verhältnis zum verbleibenden Fremdkapital gebildet wird. Die Aufschlüsselung wird in Abb. 43 gezeigt.

Das Kreditsaldo des jeweiligen Jahres errechnet sich aus dem Kreditsaldo des Vorjahres, der Kredittilgung und dem Fremdkapitalzuschuss des jeweiligen Jahres.

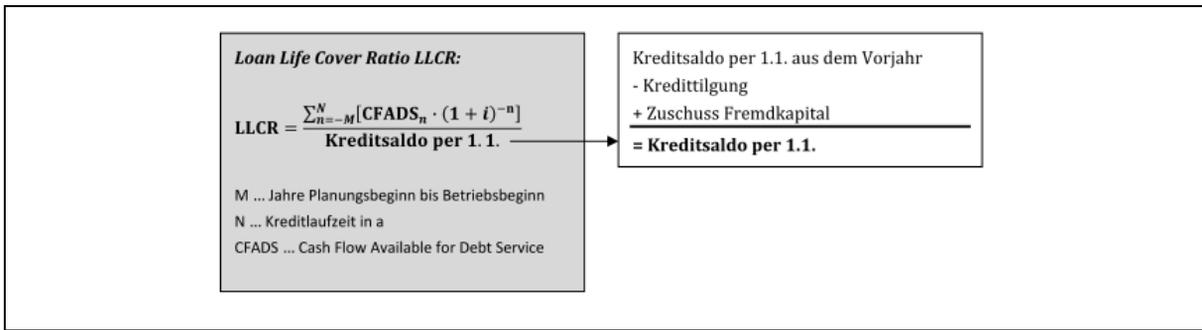


Abb. 43 Aufschlüsselung der Loan Life Cover Ratio

Somit wurden nach den Marktwerten des Gesamtkapitals und des Eigenkapitals auch die relevanten Größen für die Fremdkapitalgeber/innen behandelt. Bevor nun jedoch auf die Bedienungsanleitung übergegangen wird soll eine weitere Größe behandelt werden - der Return on Investment (ROI).

### 3.2.5 Return on Investment (ROI)

Die Berechnung des ROI wurde auf Wunsch des Auftraggebers nachträglich in das Wirtschaftlichkeitsrechenmodell eingefügt, um neben den bisher behandelten, Cash Flow orientierten Größen auch eine Kennzahl zu generieren welche sich nach dem Gewinn orientiert. Der ROI ist eine weit verbreitete Größe in der Unternehmensbewertung und beschreibt wie viel Gewinn im Verhältnis zum Gesamtvermögen eines Unternehmens erwirtschaftet wurde. Die Berechnung erfolgt nach dem sogenannten DuPont-Schema, dargestellt in Abb. 44.<sup>114</sup>

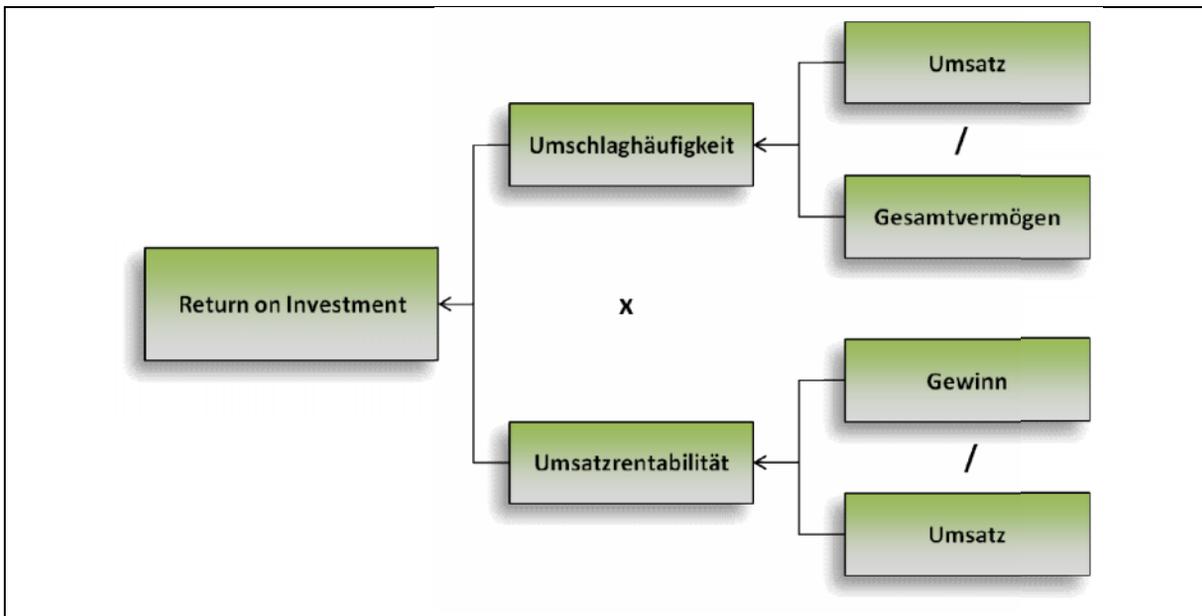


Abb. 44 DuPont-Schema für die Berechnung des ROI<sup>115</sup>

<sup>114</sup> CONTROLLING-Portal.de, 2009, Titel: ROI (Return on Investment)

<sup>115</sup> CONTROLLING-Portal.de, 2009, Titel: Kennzahlen-Systeme

Betrachtet man den DuPont-Baum, so erkennt man dass die Berechnung einfacher wäre, wenn man den Umsatz einfach weg kürzt und nicht den Umweg über Umschlagshäufigkeit und Umsatzrentabilität geht. Das dargestellte Schema ist jedoch nützlich um zu erkennen, wie die Einflussfaktoren des ROI verteilt sind.

### **3.2.6 Ergebnis der Aufschlüsselung**

Somit wären alle Ergebnisgrößen aufgeschlüsselt, wobei viele von den oben gezeigten Größen im Modell noch feiner zerlegt werden. Als Resultat dieser Zerlegung liegt eine große Menge an Eingangsgrößen vor, welche entweder im Modell als Konstanten fix vorgegeben oder vom Benutzer/von der Benutzerin einzutragen sind. Es handelt sich hierbei um 70 verschiedene Eingangsgrößen. Viele von ihnen wurden in den vergangenen Kapiteln bereits behandelt, jedoch wäre eine Beschreibung von allen Eingangsgrößen hier zu aufwändig. Daher wird für eine Betrachtung der einzelnen Eingangsgrößen auf Anhang 1 verwiesen. Es handelt sich hierbei um eine Liste sämtlicher, im Modell benötigter Größen.

### 3.3 Aufbau des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells

Nachdem innerhalb der theoretischen Betrachtung die Ergebnisgrößen definiert und innerhalb der der Aufschlüsselung die genaue Berechnungsstruktur derselben erarbeitet wurde, kann nun ebendiese Struktur in ein entsprechendes Berechnungstool übertragen werden. Wie erwähnt soll das Modell im *Excel 2007* von *Microsoft* implementiert werden. Es bietet sich daher an, die Berechnung übersichtlich auf mehrere Tabellenblätter zu verteilen. Das Modell umfasst insgesamt dreizehn Tabellenblätter, welche als Überblick in Abb. 45 dargestellt sind.

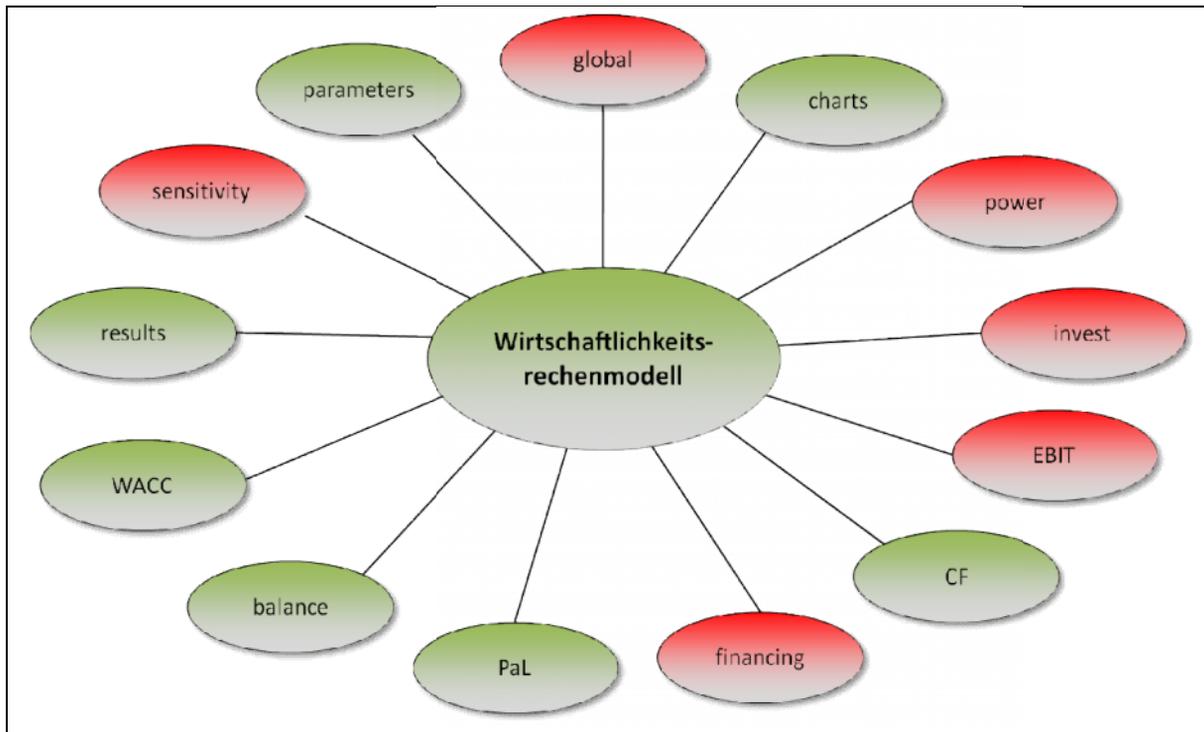


Abb. 45 Aufteilung des Modells auf Tabellenblätter

Jene Tabellenblätter welche Eingaben durch den/die Benutzer/in erfordern, sind rot hinterlegt. Die einzelnen Blätter werden nun herausgegriffen und grob beschrieben. Für eine detailliertere Beschreibung wird auf die Bedienungsanleitung verwiesen.

#### 3.3.1 Tabellenblatt „global“

Dieses Tabellenblatt ist die Hauptschnittstelle vom Benutzer/von der Benutzerin zum Modell. Hier wird ein Großteil der Eingangsdaten eingegeben und sämtliche Ergebnisse zusammengefasst dargestellt. Hauptaufgabe dieses Tabellenblattes ist es, dem/der Benutzer/in auf den ersten Blick zu vermitteln welche Ergebnisse die von ihm übergebenen Daten liefern. Die Eingabefelder sind gegliedert in allgemeine und technische Kraftwerksdaten, Erlöse und Betriebskosten, Finanzierungsstruktur, Zinssätze und Steuersätze sowie kurzfristige Lieferforderungen und Lieferverbindlichkeiten. Nachdem dieses Tabellenblatt den Kern des Modells bildet und um eine kurze Vorstellung über den Aufbau zu schaffen zeigt Abb. 46 einen Screenshot des Tabellenblattes.

economic calculation for pumped storage hydropower plants



Allgemeine Kraftwerksdaten

|  |                |    |
|--|----------------|----|
| Bezeichnung                                  | Mischelprojekt |    |
| Standort (Stadt)                             | Pumpen         |    |
| Bearbeitet von                               | Markus Kuster  |    |
| Datum  | 10.11.2011     |    |
| Leitzeiten für die Berechnung                |                |    |
| Investitionsphase (Jahre)                    | 2013           | 2  |
| Anlagenutzung                                | 2014           | 20 |
| Leitzeit PK-Mitgl.                           | 2014           | 20 |
| Bezugszeitpunkt: Teuerung und Auf-/Abzinsung | 2011           |    |

technische Kraftwerksdaten

|  |               |            |
|--|---------------|------------|
| Ausbauleistung                             | Wert          | Einheit    |
| Kraftwerkstyp                              | PSKW   abacci | -          |
| <b>Ausbauleistung</b>                      | <b>11.661</b> | <b>kW</b>  |
| direkte Erträge                            |               | kW         |
| berechneter Wert:                          | 11.661        | kW         |
| zugewonnene Leistung im Pumpbetrieb        | 11.661        | kW         |
| technische Verfügbarkeit                   | 100,0%        |            |
| Betriebsarten des Kraftwerkes              |               |            |
| Tagesdauer Generatorbetrieb                | 15,00         | h          |
| Tage im Generatorbetrieb pro Jahr          | 335           | d          |
| Tagesdauer Pumpbetrieb                     | 8,52          | h          |
| <b>jährliche Stunden Generatorbetrieb</b>  | <b>5.025</b>  | <b>h</b>   |
| direkte Erträge                            |               | h          |
| berechneter Wert:                          | 5.025         | h          |
| <b>jährliche Betriebsdauer Pumpbetrieb</b> | <b>2.854</b>  | <b>h</b>   |
| direkte Erträge                            |               | h          |
| berechneter Wert:                          | 2.854         | h          |
| Nettoerlösgewinn                           | 0,0%          |            |
| <b>jährliche Energieproduktion</b>         | <b>88.867</b> | <b>MWh</b> |
| <b>jährlicher Energieverbrauch</b>         | <b>25.340</b> | <b>MWh</b> |

Preise und Betriebskosten

|   |                          |        |         |
|---|--------------------------|--------|---------|
| Strompreise                             | Scenario                 | Wert   | Einheit |
| Strompreis Generatorbetrieb             | <input type="checkbox"/> | 32,00  | €/MWh   |
| Strompreis Pumpbetrieb                  | <input type="checkbox"/> | 25,00  | €/MWh   |
| Preis Green Certificates                | <input type="checkbox"/> | 55,00  | €/MWh   |
| Alteval Green Certificates pro MWh      | <input type="checkbox"/> | 3      | €/MWh   |
| jährliche Förderungen (ohne Steigerung) | <input type="checkbox"/> | 0,70   | TEUR    |
| jährliche stille Stromerzeugung         | <input type="checkbox"/> | 0,10   | TEUR    |
| jährliche Elcost Sekundärregelung       | <input type="checkbox"/> | 0,00   | TEUR    |
| Betriebskosten                          |                          |        |         |
| jährliche Leihkosten                    | <input type="checkbox"/> | 12,00  | TEUR    |
| jährliche Mietkosten                    | <input type="checkbox"/> | 0,00   | TEUR    |
| jährliche Versicherungskosten           | <input type="checkbox"/> | 73,00  | TEUR    |
| jährliche Wartungskosten                | <input type="checkbox"/> | 489,58 | TEUR    |
| sonstige jährliche Betriebskosten       | <input type="checkbox"/> | 52,00  | TEUR    |

Finanzierungsstruktur

|  |               |                |
|--|---------------|----------------|
| Eigenkapital                                   | Wert          | Einheit        |
| Eigenkapitalquote                              | 70%           |                |
| <b>Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung</b> | <b>28.513</b> | <b>TEUR</b>    |
| <b>Investitionskosten pro MW</b>               | <b>2.441</b>  | <b>TEUR/MW</b> |
| Eigenkapitalzuschuss gesamt                    | 5.855         | TEUR           |
| Gewinnrücklagenquote                           | 100%          |                |
| Fremdkapital                                   |               |                |
| Fremdkapitalquote                              | 30%           |                |
| Fremdkapitalzuschuss gesamt                    | 23.421        | TEUR           |
| Fremdkapitalfinanzierungsgebühren              | 0             | TEUR           |
| Tilgungsstrategie                              | 2             |                |
| Plananzahl von Debt-Flow für Tilgung           | 20%           |                |
| Anzahl der Monate für Schuldentilgungsreserve  | 12            | mon            |

Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten

|  |         |         |
|--|---------|---------|
| Zinssätze                                  | Wert    | Einheit |
| Zinssatz für Fremdkapital                  | 4,00%   |         |
| Risikozuschlag für Fremdkapital            | 2,00%   |         |
| Zinssatz für Pensionsplan                  | 7,00%   |         |
| Steuersätze                                |         |         |
| Umsatzsteuersatz                           | 20%     |         |
| Jährlicher Proz. für Vorsteuerüberstattung | 1,5     | mon     |
| Körperschaftsteuersatz                     | 18%     |         |
| Teuerungsraten                             |         |         |
| Preiserhöhung CAPEX                        | 2,00%   | 2,2     |
| Preiserhöhung OPEX                         | 2,00%   | 2,2     |
| Preiserhöhung Primärregelung               |         | 2,2     |
| Preiserhöhung Sekundärregelung             |         | 2,2     |
| Preiserhöhung Energiepreis                 | 2,00%   | 2,2     |
| Preiserhöhung Green Certificates           | -10,00% | 2,2     |

kurzfristige Lieferforderungen/verbindlichkeiten

|                    |      |         |
|--------------------|------|---------|
| Leitzeiten         | Wert | Einheit |
| Debitorenlaufzeit  | 0    | d       |
| Kreditorenlaufzeit | 30   | d       |

FEHLER

|                                 |               |               |
|---------------------------------|---------------|---------------|
| Beschreibung                    | Tabellenblatt | Zelle / Zeile |
| internal rating calculation OK! |               |               |
| retained earnings OK!           |               |               |
| cash OK!                        |               |               |

Ergebnisse

|                                 |         |      |
|---------------------------------|---------|------|
| Projektbezogene Ergebnisse      |         |      |
| projektbezogener IRR            | 19,68%  |      |
| Marktwert des Unternehmens      | 16.735  | TEUR |
| Eigenkapitalbezogene Ergebnisse |         |      |
| eigenkapitalbezogener IRR       | 71,13%  |      |
| Marktwert Eigenkapital          | 13.434  | TEUR |
| Fremdkapitalbezogene Ergebnisse |         |      |
| min. DSCR                       | 1,36    | -    |
| min. LLCR                       | 1,77    | -    |
| min. PLCR                       | 1,77    | -    |
| Gewinnorientierte Ergebnisse    |         |      |
| durchschnittlicher ROI          | #DIV/0! |      |

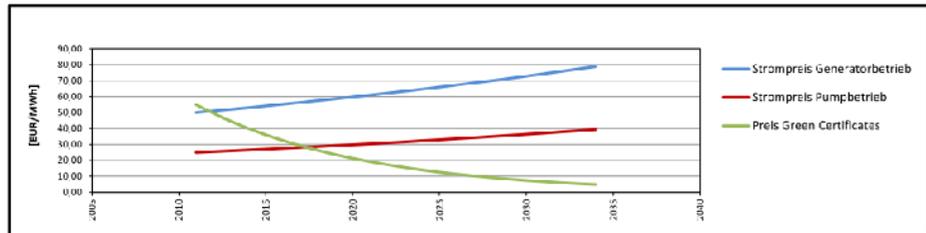


Abb. 46 Tabellenblatt „global“

Die einzelnen Eingabefelder sind auf den ersten Blick zwar kaum erkennbar, man bekommt dennoch eine Übersicht über den Aufbau und die Struktur des Tabellenblattes. Details dazu folgen ohnehin später in der Bedienungsanleitung.

### 3.3.2 Tabellenblatt „charts“

Unter diesem Tabellenblatt werden einige relevante und jährlich berechnete Größen in Diagrammen dargestellt. Es wären dies beispielsweise die jährlichen Cash Flows oder der jährliche EBIT. Der/die Benutzer/in hat hier die Möglichkeit in einfacher Art und Weise die Entwicklung verschiedener Größen über die Nutzungsdauer des Kraftwerkes zu betrachten.

### 3.3.3 Tabellenblatt „power“

Hier werden die Berechnung der Ausbauleistung und der jährlichen Betriebsdauer im Pumpbetrieb durchgeführt indem die hydrologischen und topographischen Daten sowie die Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerkskomponenten eingegeben werden. Der/die Benutzer/in hat auch die Möglichkeit die Berechnung zu umgehen indem er die Ausbauleistung direkt angibt. In diesem Fall wird dieses Tabellenblatt irrelevant.

Ergebnisse des Tabellenblattes:

- Ausbaudurchfluss
- Ausbauleistung

### 3.3.4 Tabellenblatt „invest“

Der/die Benutzer/in legt in diesem Tabellenblatt fest, wie hoch die Investitionskosten für das Kraftwerk sein werden. Dabei unterscheidet man zwischen baulichen Investitionskosten, Entwicklungskosten, Netzanbindungskosten und Folgeinvestitionskosten. Bei den baulichen Investitionskosten wurden die einzelnen Komponenten aus Tab. 3 vorgesehen. Der/die Benutzer/in kann aber auch auf die Aufteilung in Einzelkomponenten verzichten und die Investitionskosten für das Kraftwerk direkt angeben.

Für jede Investition muss der/die Benutzer/in hier einen Abschreibungszeitraum angeben. Daraus werden schließlich die jährlichen Abschreibungen berechnet.

Ergebnisse des Tabellenblattes:

- Gesamtinvestitionskosten
- spezifische Investitionskosten
- jährliche Investitionen und Desinvestitionen
- jährliche Abschreibungen

### 3.3.5 Tabellenblatt „EBIT“

Wie der Name bereits vermuten lässt werden in diesem Tabellenblatt die „*Earnings Before Interest and Taxes*“ aus den jährlichen Umsatzerlösen und den jährlichen Betriebskosten berechnet.

Der/die Benutzer/in kann hier Entwicklungsszenarien für Strompreise, Förderungen und Betriebskosten angeben, sofern er dies im Tabellenblatt „*global*“ so definiert hat. Näheres dazu später in der Bedienungsanleitung.

### 3.3.6 Tabellenblatt „CF“

Hier werden die einzelnen Cash Flows berechnet, welche innerhalb des Modells benötigt werden.

Ergebnisse des Tabellenblattes (für jedes Jahr):

- Cash Flow aus der Betriebstätigkeit
- Cash Flow aus der Investitionstätigkeit
- Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit
- verfügbares Cash am Ende des Jahres
- verzinsbares Cash am Ende des Jahres
- free Cash Flow
- flow to equity
- Cash Flow available for Debt Service

### 3.3.7 Tabellenblatt „financing“

Hier werden alle relevanten Größen für die Finanzierung behandelt. Nachdem der/die Benutzer/in im Tabellenblatt „*global*“ Angaben zur Finanzierungsstruktur und zur Tilgung des Fremdkapitals gemacht hat, werden hier die jährlichen Kapitalzuschüsse und Schuldendienste berechnet.

Ergebnisse des Tabellenblattes (für jedes Jahr):

- jährlich benötigter Fremd- und Eigenkapitalzuschuss in der Investitionsphase
- jährliche Fremdkapitalzinsen und Tilgungsraten

### 3.3.8 Tabellenblatt „PaL“

Hier wird auf Basis des berechneten EBIT die jährliche Gewinn- und Verlustrechnung durchgeführt. Als Ergebnis liegt schließlich der Bilanzgewinn bzw. -verlust vor, auf Basis dessen die Gewinnausschüttungen berechnet werden.

Ergebnisse des Tabellenblattes (für jedes Jahr):

- Bilanzgewinn bzw. Bilanzverlust
- Gewinnausschüttungen

### **3.3.9 Tabellenblatt „balance“**

Dieses Tabellenblatt stellt die Jahresbilanzen über der Kraftwerksgesellschaft dar. Darüber hinaus wird überprüft, ob die Summe der Aktiva gleich der Summe der Passiva ist.

### **3.3.10 Tabellenblatt „WACC“**

Wie der Name vermuten lässt wird hier der WACC berechnet. Nachdem die Finanzierungsstruktur über die Nutzungsdauer keine konstante ist sondern das Fremdkapital schrittweise zurückgezahlt wird, verändert sich auch der WACC mit jedem Jahr. Daher muss er auch für jedes Jahr separat berechnet werden.

### **3.3.11 Tabellenblatt „results“**

Hier werden die gewünschten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelt.

### **3.3.12 Tabellenblatt „sensitivity“**

Der/die Benutzer/in hat die Möglichkeit unter diesem Tabellenblatt eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Ziel ist es dabei zu erkennen, welche Auswirkungen das Verändern von risikobehafteten Eingangsparametern (wie z.B. die zukünftige Strompreisentwicklung) auf die Ergebnisse hat.

### **3.3.13 Tabellenblatt „parameters“**

Um dem/der Benutzer/in die Bedienung zu erleichtern, sind hier sämtliche Ein- und Ausgabeparameter aufgelistet und beschrieben. Details folgen in der Bedienungsanleitung.

## **3.4 Bedienungsanleitung**

Nachdem nun der grobe Aufbau des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells behandelt wurde, soll eine Bedienungsanleitung die Handhabung erleichtern und einen detailliertere Beschreibung des Aufbaus liefern. Dazu werden zunächst allgemeine Angaben über die Formatierung des Modells gemacht. Anschließend wird beschrieben, welche Eingabehilfen der/die Benutzer/in erwarten darf und im letzten Schritt wird dann ein Beispielprojekt vorgestellt, anhand dessen schrittweise die Bedienung des Modells beschrieben wird.

### **3.4.1 Angaben zur Formatierung**

Um zu verstehen welche Bedeutung die Formatierung einzelner Zellen hat, soll mit Hilfe von Abb. 47 ein kurzer Überblick geschaffen werden. Die Grafik zeigt einen Ausschnitt aus dem Tabellenblatt „global“, in welchem allgemeine technische Kraftwerksdaten behandelt werden.

| Ausbauleistung                       | Wert          | Einheit   |
|--------------------------------------|---------------|-----------|
| Kraftwerkstyp                        | LKW           | -         |
| <b>Ausbauleistung</b>                | <b>11.681</b> | <b>kW</b> |
| direkte Eingabe:                     |               | kW        |
| berechneter Wert:                    | 11.681        | kW        |
| aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb | 11.681        | kW        |
| technische Verfügbarkeit             | 100,0%        |           |

Abb. 47 Formatierungsmöglichkeiten für Zellen

Felder mit ausgegrauter Schrift:

Diese Felder beinhalten Größen, welche in der aktuellen Berechnung nicht berücksichtigt werden müssen. So wird hier beispielsweise das Feld „aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb“ ausgegraut, weil als Kraftwerkstyp kein Pumpspeicherkraftwerk sondern ein Laufkraftwerk definiert wurde und daher bekanntlich kein Pumpbetrieb vorgesehen ist.

Grün hinterlegte Felder:

Sie beinhalten wichtige Ergebnis- und Zwischengrößen und sollen daher dem/der Benutzer/in auf den ersten Blick ins Auge fallen. Hier wird beispielsweise die Ausbauleistung als wichtige Größe angegeben.

Rot hinterlegte Felder:

Es sind dies Felder, welche eine fehlerhafte Benutzerangabe beinhalten. In diesem Fall sollte die Eingabe überprüft und korrigiert werden.

Neben der Zellenformatierung soll auch kurz auf die Formatierung der Diagramme eingegangen werden. Grundsätzlich haben alle Diagramme im Modell gemein, dass auf der x-Achse die Zeit in Form von Nutzungsjahren aufgetragen ist. Dieser Bereich verändert sich dynamisch in Abhängigkeit der Benutzerangaben. Wenn beispielsweise der/die Benutzer/in eine Bauzeit von 2 Jahren und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angibt, wird auch die Skala der x-Achse der Diagramme auf 22 Jahre beginnend mit dem ersten Jahr der Bauzeit abgestimmt.

### 3.4.2 Eingabehilfen für den/die Benutzer/in

Das Modell beinhaltet eine Vielzahl von Eingabeparametern, deren Ermittlung für den/die Benutzer/in oftmals nicht trivial ist bzw. deren Bezeichnung nicht immer verständlich formuliert werden kann. Um die Bedienung zu erleichtern wurden zu den meisten Eingabezellen im Modell Kommentare hinzugefügt, welche folgende Information zur Größe beinhalten:

- Nummer:

Die Nummer verweist auf die Parameterliste unter dem Tabellenblatt „parameters“. In dieser Liste werden sämtliche Größen beschrieben und unter Umständen auch Quellen angegeben, aus welchen diese Größen ermittelt werden können. Für Details zur Parameterliste wird auf Kapitel 3.2.6 und Anhang 1 verwiesen.

- typischer Wert:  
Damit wird dem/der Benutzer/in ein gängiger Wert für die entsprechende Größe vorgeschlagen.
- min, max:  
Sofern die Eingangsgröße begrenzt ist, muss der Eingabewert der Benutzerin oder des Benutzers zwischen diesen beiden Werten liegen.

### 3.4.3 Beispielprojekt

Um für die folgende Bedienungsanleitung möglichst realitätsnah zu gestalten soll ein konkretes Beispielprojekt als Leitfaden dienen.

Ausgangspunkt ist ein Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher. Als potentieller Standort wird ein gebirgiges Gelände in Rumänien gewählt, an dem ein kleiner Fluss zur Befüllung des Speichers dienen könnte. Die topographische und hydrographische Untersuchung des Standortes sowie die technische Entwicklung und die Einholung der nötigen Verträge und Genehmigungen übernimmt eine Gesellschaft vor Ort. Dafür werden Entwicklungskosten von 200.000 € pro MW Ausbauleistung verlangt.

#### 3.4.3.1 Topographische und hydrographische Daten

Die Auswertung der hydrologischen Messungen der letzten Jahrzehnte ergibt einen Mittelabfluss von 3 m<sup>3</sup>/s. Aus Untersuchungen geht hervor, dass ein Mindestabfluss von 2 m<sup>3</sup>/s notwendig ist, um das Ökosystem nicht zu beeinträchtigen.

In der Nähe des Flussverlaufes wird eine geeignete Geländevertiefung ausgemacht, welche sich nach entsprechendem Ausbau als Speichersee eignen könnte. Die Vertiefung liegt auf einer Seehöhe von 1.400 m und würde ein verfügbares Speichervolumen von ca. 200.000 m<sup>3</sup> beinhalten, wobei davon 20.000 m<sup>3</sup> immer im Speichersee verbleiben müssen (Reservezwecke). Flussabwärts könnte auf einer Seehöhe von 900 m ein weiterer Speichersee mit einem Inhalt von 200.000 m<sup>3</sup> errichtet werden (Unterspeicher). An diesem Standort soll auch das Krafthaus errichtet werden. Der Verlustabfluss und die Verluste aus Verdunstung können mit einer Menge von 0,1 m<sup>3</sup>/s beziffert werden.

#### 3.4.3.2 Bauphase und Nutzungsdauer

Nach ersten Anfragen und Absprachen wird zum jetzigen Zeitpunkt (2011) abgeschätzt, dass Ende 2012 alle Verträge und Genehmigungen abgeschlossen sein sollen und 2013 mit der Bauphase begonnen werden kann. Mit Anfang 2014 könnte das Kraftwerk in Betrieb gehen. Der/die Benutzer/in will die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren betrachten.

#### 3.4.3.3 Strommarkt

Der Preis pro verkaufte Einheit elektrischer Energie wird an der rumänischen Strombörse gehandelt. Aus dem Verlauf des Börsenpreises der letzten Jahre wird ermittelt, dass der der Peak-Preis (während der Tagesstunden von 07<sup>00</sup> bis 22<sup>00</sup>) bei 50 €/MWh liegt. Der durch-

schnittliche Off-Peak-Preis (von 22<sup>00</sup> bis 07<sup>00</sup>) liegt derzeit bei 25 €/MWh. Es soll also idealerweise während der Peak-Phase Strom erzeugt werden (15 h pro Tag) und, sofern möglich, in der Off-Peak Phase das am nächsten Tag benötigte Wasservolumen wieder nach oben gepumpt werden (Tagesspeicher). Netzentgelte für den Pumpstrom werden nicht berücksichtigt. Prognosen ergeben, dass der Preis in den nächsten 30 Jahren pro Jahr um 2 % ansteigen wird.

Neben dem Strompreis werden pro gelieferte MWh aus Wasserkraft in Rumänien drei Green Certificates (GC) erlangt, welche wiederum auf der Börse gehandelt werden können. Der Preis für ein GC liegt derzeit bei 56,15 €/MWh. Es wird davon ausgegangen, dass der Preis bis zum Jahr 2016 konstant auf dem Maximalwert bleibt und anschließend mit 10 % pro Jahr absinkt. Ab dem Jahr 2025 werden keine Green Certificates mehr erwartet.

#### 3.4.3.4 Technische Kraftwerksdaten

Eine erste Abschätzung ergibt eine Ausbauleistung von 11,5 MW bei einem Ausbaudurchfluss von 3,3 m<sup>3</sup>/s. Die Pumpleistung soll auf Basis des Wirkungsgradverlaufes der Pumpturbine gleich der Ausbauleistung sein.

#### 3.4.3.5 Investitionskosten

Die Abschätzung der Investitionskosten ergibt folgendes:

|  |                 |
|--|-----------------|
| Errichtung der beiden Speicheranlagen: | 5 Mio €         |
| Krafthaus:                             | 2 Mio €         |
| Druckrohrleitungen (1.300 m):          | 2 Mio €         |
| Pumpturbine:                           | 4 Mio €         |
| Generator:                             | 3 Mio €         |
| Netzanbindung:                         | 6 Mio €         |
| Sonstige Investitionskosten:           | 3 Mio €         |
| <b>bauliche Gesamtinvestitionen:</b>   | <b>25 Mio €</b> |

Zusätzlich fallen wie bereits erwähnt 200.000 €/MW für die Entwicklung an.

Sämtliche Investitionskosten fallen in der Bauphase an, lediglich die Pumpturbine und Generator werden zu 50% erst im ersten Nutzungsjahr bezahlt. Die Abschreibungsdauer soll 20 Jahre betragen, nur die Turbine soll auf eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren besitzen. Normalerweise werden für die Abschreibungsdauern gemäß der Tab. 3 angesetzt, zur Veranschaulichung und um das Beispiel einfach zu halten werden hier 20 Jahre angesetzt.

Nach einer Betriebszeit von 15 Jahren wird für die Revision der Pumpturbine eine Folgeinvestition von 500.000 € benötigt, welche wiederum über 15 Jahre abgeschrieben wird.

#### 3.4.3.6 jährliche Betriebskosten

Für den Betrieb des Kraftwerks wird eine Person mit einem Jahresgehalt von 10.000 € pro Jahr angestellt. Die jährlichen Versicherungskosten werden ca. 20.000 € betragen. Ein unabhängiges Unternehmen übernimmt für einen Betrag von 8 €/MWh die jährlichen War-

tungsarbeiten, welche einmal pro Jahr innerhalb einer Dauer von 30 Tagen (Stillstand) durchgeführt werden. Weitere jährliche Betriebskosten belaufen sich auf 50.000 €.

### 3.4.3.7 Finanzierung

80 % der Finanzierung soll durch Fremdkapital vorgenommen werden. Die Kreditverhandlungen ergeben einen Darlehenszinssatz von 4 % mit einem Risikoaufschlag von 2 %. Die Kreditlaufzeit ist 20 Jahre bei konstanten Annuitäten. Zusätzlich wird vom Kreditgeber eine Rücklage von Schuldentilgungsreserven von 12 Tilgungsraten und eine debt service cover ratio von mindestens 1,3 verlangt.

20 % der Investitionskosten will der Käufer in Form von Eigenkapital selbst einbringen. Die jährlichen Gewinne werden zu 100% ausgeschüttet.

Nachdem nun ein Beispielprojekt ausgewählt wurde, kann die Bedienungsanleitung begonnen werden.

### 3.4.4 Auswahl der Sprache

Nach Öffnen des Modells wechselt der/die Benutzer/in zunächst in das Tabellenblatt „global“, in welchem die wichtigsten Eingaben erfolgen. Zunächst hat er die Möglichkeit das Modell in englischer oder deutscher Sprache zu bedienen. Die gewünschte Sprache wird über ein Drop-Down-Menü der Zelle Q2 ausgewählt.

### 3.4.5 Allgemeine Kraftwerksdaten

Nach Auswahl der Sprache werden die allgemeinen Kraftwerksdaten eingetragen. Diese umfassen zunächst die Bezeichnung, den Standort, das Datum und den Namen des Bearbeiters. Abb. 48 zeigt die entsprechenden Eingabefelder.

| Allgemeine Kraftwerksdaten                  |                 |       |   |
|---|-----------------|-------|---|
| Bezeichnung                                 | Beispielprojekt |       |   |
| Standort (Staat)                            | Rumänien        |       |   |
| bearbeitet von                              | Markus Kuster   |       |   |
| Datum                                       | 10.11.2011      |       |   |
| Laufzeiten für die Berechnung               | Beginn          | Dauer |   |
| Investitionsphase (Bauzeit)                 | 2013 ①          | 2     | ② |
| Anlagennutzung                              | 2014 ③          | 20    | ④ |
| Laufzeit FK-Tilgung                         | 2014 ⑤          | 20    | ⑥ |
| Bezugszeitpunkt Teuerung und Auf-/Abzinsung | 2011 ⑦          |       |   |

Abb. 48 Laufzeiten für die Berechnung - Tabellenblatt global

Ebenfalls Teil der allgemeinen Kraftwerksdaten sind die Laufzeiten für die Berechnung. Diese werden nun einzeln beschrieben.

- ① ② Die Investitionsphase dauert so lange wie Investitionszahlungen auftreten. Üblicherweise wird sie abgeschlossen sein, sobald das Kraftwerk in Betrieb geht. Sie kann jedoch sich auch mit der Nutzungsdauer überschneiden. So können beispielsweise in den ersten Nutzungsjahren noch Zahlungen für die davor getätigten Investitionen fließen.

Einschränkungen: Die Investitionsphase muss vor der Nutzungsphase beginnen und darf maximal 5 Jahre dauern.

**Beispiel:** *Im obigen Beispiel beginnt die Investitionsphase im Jahr 2013 und dauert 2 Jahre, nachdem im ersten Nutzungsjahr noch Kosten für Generator und Turbine anfallen.*

- ③ ④ Mit dem Beginn der Anlagennutzung wird die Stromerzeugung gestartet. Die Nutzungsdauer der Anlage dient als Basis für die Betrachtungsdauer der Wirtschaftlichkeit.

Einschränkungen: Die Summe aus Nutzungsdauer und Investitionsphase ist auf maximal 50 Jahre limitiert.

**Beispiel:** *Die Anlagennutzung startet im Jahr 2014 und dauert 20 Jahre (also bis einschließlich 2033). Die Wirtschaftlichkeit wird demnach auch bis zum Jahr 2033 berechnet.*

- ⑤ ⑥ Die Tilgung des Fremdkapitals beginnt immer mit der Anlagennutzung, vor der Anlagennutzung gibt es also keine Fremdkapitaltilgung. Die Tilgungslaufzeit ergibt sich aus den Kreditverhandlungen und dient als Basis für die spätere Berechnung des Schuldendienstes.

Einschränkungen: Die Laufzeit für die Tilgung darf nicht größer sein als die Anlagennutzung.

**Beispiel:** *Der Tilgungsbeginn wird automatisch berechnet (2014) und die Kreditlaufzeit beträgt 20 Jahre.*

- ⑦ Der Bezugszeitpunkt ist jenes Jahr, von welchem aus die Wirtschaftlichkeit betrachtet wird. Üblicherweise ist es das aktuelle Kalenderjahr. Alle zukünftigen Zahlungsströme werden auf dieses Jahr abgezinst.

**Beispiel:** *Im obigen Beispiel ist der Bezugszeitpunkt das Jahr 2011.*

Somit wären die allgemeinen Kraftwerksdaten eingegeben. Im nächsten Kapitel werden im Rahmen der technischen Kraftwerksdaten Ausbauleistung, jährliche Energieproduktion und jährlicher Energieverbrauch berechnet.

### 3.4.6 Technische Kraftwerksdaten

Die technischen Kraftwerksdaten umfassen die in Abb. 49 (aus dem Tabellenblatt „global“) und in Abb. 50 (aus dem Tabellenblatt „power“) dargestellten Benutzeroberflächen. Ziel ist es, aus den topographischen, hydrographischen und technischen Daten über die Ausbauleistung die entsprechenden jährlichen Betriebsdauern im Generator- sowie im Pumpbetrieb und in weiterer Folge die jährlich erzeugte und jährlich verbrauchte Energiemenge zu ermitteln.

| technische Kraftwerksdaten                 |                         |            |
|--|-------------------------|------------|
| Ausbauleistung                             | Wert                    | Einheit    |
| Kraftwerkstyp                              | PSKW (Tagessp) <b>1</b> | -          |
| <b>Ausbauleistung</b>                      | <b>11.681</b> <b>2</b>  | <b>kW</b>  |
| direkte Eingabe:                           |                         | kW         |
| berechneter Wert:                          | 11.681                  | kW         |
| aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb       | 11.681 <b>12</b>        | kW         |
| technische Verfügbarkeit                   | 100,0%                  |            |
| Betriebszeiten des Kraftwerkes             |                         |            |
|  | Wert                    | Einheit    |
| Tagesdauer Generatorbetrieb                | 15,00 <b>3</b>          | h          |
| Tage im Generatorbetrieb pro Jahr          | 335                     | d          |
| Tagesdauer Pumpbetrieb                     | 8,52                    | h          |
| <b>jährliche Stunden Generatorbetrieb</b>  | <b>5.025</b> <b>11</b>  | <b>h</b>   |
| direkte Eingabe:                           |                         | h          |
| berechneter Wert:                          | 5.025                   | h          |
| <b>jährliche Betriebsdauer Pumpbetrieb</b> | <b>2.854</b> <b>13</b>  | <b>h</b>   |
| direkte Eingabe:                           |                         | h          |
| berechneter Wert:                          | 2.854                   | h          |
| Netzanbindungsverluste                     | 0,0%                    |            |
| <b>jährliche Energieproduktion</b>         | <b>58.697</b> <b>10</b> | <b>MWh</b> |
| <b>jährlicher Energieverbrauch</b>         | <b>33.340</b> <b>17</b> | <b>MWh</b> |

Abb. 49 technische Kraftwerksdaten im Tabellenblatt global

#### 3.4.6.1 Schritt 1 - Auswahl des Kraftwerkstyps

Bevor auf die technischen Daten des Kraftwerkes eingegangen wird muss im Feld **1** definiert werden, um welchen Kraftwerkstyp es sich handelt. Zur Auswahl stehen Pumpspeicherkraftwerke mit Tagesspeicher (PSKW (Tagessp)), Pumpspeicherkraftwerke mit Wochen- oder Jahresspeicher (PSKW), Laufkraftwerke (LKW) und Speicherkraftwerke (SPKW). Die einzelnen Kraftwerkstypen können aus einem Drop-Down-Menü gewählt werden. Die Berechnungen für die Ausbauleistung und für die Betriebsdauern hängen sehr stark vom Kraftwerkstyp ab.

**Beispiel:** *Im Beispiel wird ein Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher behandelt. Es wird daher die Auswahl PSKW (Tagessp) getroffen*

| Inputs   |        |                        | Outputs                                 |      |                           |
|--|--------|------------------------|---|------|---------------------------|
| <b>topographische Parameter</b>                                |        |                        | <b>Jahreswasserfracht</b>               |      |                           |
| Bruttofallhöhe   | Wert   | Einheit                | Jahreswasserfracht                      | Wert | Einheit                   |
| verfügbares Speichervolumen                                    | 4      | 500 m                  | tägliche Wassermenge für Erzeugung      | 5    | 180.000 m <sup>3</sup>    |
| Mindestspeichervolumen   |        | 20.000 m <sup>3</sup>  | - mittlerer natürlicher Tageszufluss    |      | 77.760 m <sup>3</sup>     |
|  |        |                        | = mittlere tägliche Pumpmenge           | 7    | 102.240 m <sup>3</sup>    |
| <b>hydrologische Parameter</b>                                 |        |                        | <b>Jahreswasserfracht zur Erzeugung</b> |      |                           |
| mittlerer natürlicher Zufluss                                  | Wert   | Einheit                | Jahreswasserfracht zur Erzeugung        | 14   | 60.300.000 m <sup>3</sup> |
| Mindestwasserabfluss   | 6      | 3,00 m <sup>3</sup> /s | gepumpte Jahreswassermenge              |      | 34.250.400 m <sup>3</sup> |
| mittlerer jährlicher Verlustabfluss                            |        | 2,00 m <sup>3</sup> /s | <b>Ausbauleistung</b>                   |      |                           |
|  |        | 0,10 m <sup>3</sup> /s | Ausbaudurchfluss                        | Wert | Einheit                   |
| <b>Wirkungsgrade <math>\eta</math> bei Ausbaudurchfluss im</b> |        |                        | Ausbaudurchfluss                        | 8    | 3,33 m <sup>3</sup> /s    |
| Triebwasserleitung   | Wert   | Einheit                | direkte Eingabe                         |      | -                         |
| * Turbine  | 0,85   | -                      | berechneter Wert:                       |      | 3,33 m <sup>3</sup> /s    |
| * Generator  | 0,90   | -                      | <b>Ausbauleistung</b>                   |      | <b>11.681 kW</b>          |
| * Getriebe   | 9      | 0,97 -                 | <b>Pumpleistung</b>                     |      |                           |
| * Transformator  |        | 0,98 -                 | Durchfluss Pumpbetrieb                  | Wert | Einheit                   |
| * Eigenverbrauch   |        | 0,99 -                 | Durchfluss Pumpbetrieb                  | 16   | 3,33 m <sup>3</sup> /s    |
| = Gesamtwirkungsgrad Generatorbet.                             |        | 1,00 -                 | aufgenommene Leistung Pumpbetr.         |      | 11.681 kW                 |
|  |        | 0,71 -                 | Leistungsberechnung gewünscht? ja       |      |                           |
| <b>Wirkungsgrade <math>\eta</math> im Pumpbetrieb</b>          |        |                        | Pumpdauerberechnung gewünscht? ja       |      |                           |
| Triebwasserleitung   | Wert   | Einheit                |   |      |                           |
| * Turbine  | 0,85   | -                      |   |      |                           |
| * Generator  | 0,90   | -                      |   |      |                           |
| * Getriebe   | 15     | 0,97 -                 |   |      |                           |
| * Transformator  |        | 0,98 -                 |   |      |                           |
| * Eigenverbrauch   |        | 0,99 -                 |   |      |                           |
| = Gesamtwirkungsgrad Pumpbetrieb                               |        | 1,00 -                 |   |      |                           |
| <b>Betriebszeiten des Kraftwerkes</b>                          |        |                        |   |      |                           |
| jährliche Betriebsdauer im Generatorbetrieb                    | Wert   | Einheit                |   |      |                           |
| jährliche Betriebsdauer Pumpbetrieb                            | 5.025  | h                      |   |      |                           |
|  | 2.854  | h                      |   |      |                           |
| Dichte Wasser  | 999,70 | kg/m <sup>3</sup>      |   |      |                           |
| Erdbeschleunigung  | 9,81   | m/s <sup>2</sup>       |   |      |                           |

Abb. 50 Berechnung der Ausbauleistung und der Betriebsdauern

Im zweiten Schritt soll nun unterschieden werden, wie die Ausbauleistung in Abhängigkeit des Kraftwerktyps berechnet wird.

### 3.4.6.2 Schritt 2 - Berechnung der Ausbauleistung und der erzeugten Jahresenergie

Für die Ausbauleistung gilt, dass unabhängig vom Kraftwerkstyp die Leistung vom Benutzer bzw. von der Benutzerin direkt eingegeben werden kann (Feld direkte Eingabe unter ②). Sobald in das „direkte Eingabe“ ein Wert eingetragen wird, wird die Berechnung der Ausbauleistung umgangen und alle Felder in Abb. 50 werden ausgegraut (inaktiv). In diesem Fall wäre Schritt 2 abgeschlossen und es könnte mit Schritt 3 fortgefahren werden.

Sobald das Feld „direkte Eingabe“ leer ist (nicht 0!) wird die Berechnung der Ausbauleistung aktiviert. In diesem Fall wird zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen unterschieden.

#### Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher

Für diesen Kraftwerkstyp erfolgt die Berechnung der Ausbauleistung über den Ausbaudurchfluss gemäß Kapitel 2.2.3.2. Zunächst wird vom Benutzer bzw. von der Benutzerin unter ③ definiert wie viele Stunden pro Tag und an wie vielen Tagen pro Jahr (Stillstand bei Revision und Wartung) das PSKW im Generatorbetrieb betrieben wird.

Einschränkungen: Die Tagesdauer im Generatorbetrieb kann logischerweise 24 h nicht überschreiten. Es ist zusätzlich darauf zu achten, dass außerhalb des Erzeugungsbetriebes noch genügend Zeit vorhanden sein muss um das Wasser wieder nach oben zu pumpen.

*Beispiel:* Im Beispiel wird als Ziel eine Produktionsdauer von 15 h pro Tag angegeben (während der Peak-Preis-Phase). Die Produktion kann an 335 Tagen pro Jahr stattfinden, an den restlichen 30 Tagen ist das Kraftwerk auf Grund von Wartungsarbeiten außer Betrieb..

Anschließend werden die topographischen Daten wie Bruttofallhöhe (Fallhöhe ohne Berücksichtigung von Verlusten), Speichervolumen im Oberwasserspeicher und Mindestspeichervolumen eingetragen (4). Das Mindestspeichervolumen ist jene Wassermenge, welche nach der Stromerzeugung im Oberwasserspeicher bleiben muss. Die Differenz aus Speichervolumen und Mindestspeichervolumen ergibt die Wassermenge, welche jeden Tag für die Stromerzeugung verwendet werden kann (5). Aus dieser Menge und der Tagesdauer im Generatorbetrieb (3) kann schließlich der Ausbaudurchfluss (8) berechnet werden.

*Beispiel:* Im Beispiel wird eine Bruttofallhöhe von 500 m angenommen. Das Speichervolumen ist 200.000 m<sup>3</sup>. Das Mindestspeichervolumen beträgt 20.000 m<sup>3</sup>, d.h. dass das jeden Tag 180.000 m<sup>3</sup> für die Erzeugung verwendet werden können. Es ergibt sich ein Ausbaudurchfluss von 3,33 m<sup>3</sup>/s.

Gibt es auch einen natürlichen Zufluss zum Oberwasserspeicher, können die entsprechenden hydrologischen Daten in 6 eingetragen. Mittlerer natürlicher Zufluss, Mindestabfluss und Verlustabfluss werden gemäß Kapitel 2.2.3.1 in den vorgelagerten wassermengenwirtschaftlichen Erhebungen ermittelt. Aus der Differenz zwischen dem zuvor berechneten Tagesspeichervolumen für die Erzeugung und dem verfügbaren natürlichen Zufluss (abzüglich Mindestwasser und Verlustwasser) wird berechnet welche Wassermenge pro Tag zurück in den Oberspeicher gepumpt werden muss (7).

*Beispiel:* In den hydrologischen Untersuchungen am Standort des Beispielprojektes wurden ein Mittelabfluss von 3 m<sup>3</sup>/s, ein Mindestabfluss von 2 m<sup>3</sup>/s und ein Verlustabfluss von 0,1 m<sup>3</sup>/s ermittelt.

Für die Berechnung der Ausbauleistung sind nun Bruttofallhöhe und Ausbaudurchfluss ermittelt worden. Als letzte Größe fehlen noch die Wirkungsgrade der Einzelkomponenten (vgl. Kapitel 2.2.3). Sowohl die Dichte des Wassers als auch die Erdbeschleunigung sind fix vorgegebene Konstanten. Die Wirkungsgrade für die Einzelkomponenten werden unter 9 definiert. Es wird zwischen Wirkungsgrade im Generatorbetrieb und im Pumpbetrieb unterschieden, weil diese beiden Betriebszustände mitunter unterschiedliche Durchflüsse und somit unterschiedliche Verluste mit sich bringen. Die Kommentare der Eingabefelder geben bei der Eingabe der Wirkungsgrade nützliche Tipps.

Einschränkungen: klarerweise können die Wirkungsgrade nur zwischen 0 und 1 liegen.

*Beispiel:* Die Wirkungsgrade können aus Abb. 50 übernommen werden.

Aus der Bruttofallhöhe, dem zuvor berechneten Ausbaudurchfluss und dem Gesamtwirkungsgrad im Generatorbetrieb wird schließlich die Ausbauleistung (②) und in weiterer Folge die **erzeugte Jahresenergiemenge** (⑩) berechnet.

*Beispiel: Mit dem betrachteten Kraftwerksbeispiel wird pro Jahr eine Energiemenge von 58.697 MWh erzeugt.*

### Laufkraftwerk, Speicherkraftwerk, sonstige Pumpspeicherkraftwerke

Bei der Auswahl eines anderen Kraftwerkstyps kann der Ausbaudurchfluss nicht aus dem Volumen des Tagesspeichers berechnet werden. Vor allem bei Laufwasserkraftwerken hängt der Ausbaudurchfluss davon ab, wie viel Wasser aus dem jeweiligen Fließgewässer im Jahresdurchschnitt für die Erzeugung zu Verfügung steht. Der Unterschied zum PSKW mit Tagesspeicher besteht daher darin, dass der Ausbaudurchfluss nicht berechnet sondern direkt eingetragen werden muss (⑧). Dadurch werden auch zahlreiche Eingangsfelder ausgegraut sobald ein anderer Kraftwerkstyp als das Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher ausgewählt wird. Um die Ausbauleistung zu berechnen müssen in diesem Fall lediglich folgende Schritte durchlaufen werden:

1. Eingabe der Bruttofallhöhe (④)
2. Eingabe der Wirkungsgrade für die Einzelkomponenten (⑨)
3. Eingabe des Ausbaudurchflusses (⑧)

Aus diesen drei Größen ergibt sich die Ausbauleistung (②). Durch die

4. Eingabe der jährlichen Stunden im Generatorbetrieb (⑪)

wird in weiterer Folge die **erzeugte Jahresenergiemenge** (⑩) berechnet.

### 3.4.6.3 Schritt 3 - Berechnung der verbrauchten Jahresenergiemenge

Die jährlich verbrauchte Energiemenge ist die Menge an MWh, welche durchschnittlich in einem Jahr für den Pumpbetrieb benötigt wird. Für den Fall, dass das betrachtete Laufwerk ein Lauf- oder Speicherkraftwerk ist, kann dieser Schritt wiederum übersprungen werden.

### Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher

Zunächst muss definiert werden welche elektrische Leistung für den Pumpbetrieb aus dem Netz entnommen wird (⑫). Es gilt dabei zu prüfen, wie hoch die maximal aus dem Netz entnommene Leistung sein darf und bei welcher Leistung der optimale Pumpwirkungsgrad liegt.

*Beispiel: Im Beispiel wird angenommen, dass die aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb gleich der Ausbauleistung ist (11.681 kW).*

Nachdem die Pumpleistung definiert wurde, muss die jährliche Betriebsdauer im Pumpbetrieb ermittelt werden. Der/die Benutzer/in hat hier wiederum die Möglichkeit diese berechnen zu lassen oder in der Zelle unter (13) direkt einzutragen.

Hinweis: Sobald die Ausbauleistung unter (2) direkt eingetragen wird, muss auch die Betriebsdauer im Pumpbetrieb direkt eingetragen werden.

Entscheidet sich der/die Benutzer/in dazu, die Betriebsdauer im Pumpbetrieb berechnen zu lassen wird dies im Tabellenblatt „power“ durchgeführt. Hierzu wird die benötigte tägliche Pumpwassermenge (7) aus der Differenz zwischen der täglichen Wassermenge für die Erzeugung und der täglichen natürlichen Zuflussmenge gebildet. Multipliziert mit der Anzahl der Betriebstage pro Jahr (3) ergibt sich schließlich jene Wassermenge, welche pro Jahr vom Unter- in den Oberwasserspeicher gepumpt werden muss (= gepumpte Jahreswassermenge (14)).

*Beispiel: Aus den Berechnungen ergibt sich eine jährliche Wassermenge von ca. 34 Mio. m<sup>3</sup>, welche in den Oberwasserspeicher gepumpt werden.*

In weiterer Folge müssen vom Benutzer/von der Benutzerin die Wirkungsgrade im Pumpbetrieb für alle Einzelkomponenten eingetragen werden (15). Aus dem Gesamtwirkungsgrad, der Bruttofallhöhe und der aufgenommenen Leistung im Pumpbetrieb wird der Durchfluss im Pumpbetrieb berechnet (16).

*Beispiel: Die Wirkungsgrade können wiederum aus Abb. 50 übernommen werden. Es ergibt sich im Pumpbetrieb ein Durchfluss von 3,33 m<sup>3</sup>/s.*

Schließlich kann aus dem Durchfluss im Pumpbetrieb und der zuvor ermittelten gepumpten Jahreswassermenge (14) die jährliche Betriebsdauer im Pumpbetrieb bestimmt werden. Multipliziert mit der aufgenommenen Leistung im Pumpbetrieb ergibt sich schlussendlich die **verbrauchte Jahresenergiemenge** (17).

*Beispiel: Mit dem betrachteten Kraftwerksbeispiel wird pro Jahr eine Energiemenge von 33.345 MWh für den Pumpbetrieb benötigt.*

### **Pumpspeicherkraftwerk mit Jahres-/Wochenspeicher**

In diesem Fall müssen die elektrische Leistung für den Pumpbetrieb (12) und die jährliche Betriebsdauer im Pumpbetrieb (13) direkt eingegeben werden. Das Produkt der beiden Größen ergibt schließlich die **verbrauchte Jahresenergiemenge** (17).

### 3.4.7 Investitionen und Folgeinvestitionen

Die Eingabe der Investitionen, der Folgeinvestitionen und der Abschreibungen erfolgt im Tabellenblatt „invest“. Die Benutzeroberflächen dafür werden in Abb. 51 und in Abb. 52 dargestellt.

#### 3.4.7.1 Schritt 1 - Eingabe der baulichen Investitionskosten

Im ersten Schritt werden die baulichen Investitionskosten eingetragen. Hier hat der/die Benutzer/in die Wahl ob er die gesamten baulichen Investitionskosten direkt eingibt oder sie in Einzelkomponenten aufteilt. Entscheidet er sich für ersteres, muss er in das Feld ① die gesamte bauliche Investitionssumme eingeben. Die Einzelkomponenten in den Zeilen darunter werden damit deaktiviert und ausgegraut.

Will der/die Benutzer/in die Investitionskosten auf die Einzelkomponenten aufschlüsseln, muss Feld ① leer sein. Die Investitionskosten jener Komponenten, welche betrachtet werden sollen, werden in der Spalte darunter eingetragen.

| Eingabeparameter Investitionen  |                |              |                         |      |   |  |       |   |   |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
|---|----------------|--------------|-------------------------|------|---|--|-------|---|---|--------------------------|--------|------|--|--|--|------|------|---|---|---|--------|------|--|--|--|--------|-------|---|---|---------------------------|-------|--------|--|--|--|--|--|--|--|
| bauliche Investitionskosten   | Investitionsk. | Abschr.dauer | prozentuelle Verteilung |      |   | Investitionskosten incl. Teuerung [TEUR] |       |   |   |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
|   | [TEUR]         | [a]          | 2013                    | 2014 | - | 2013                                     | 2014  | - | - |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| ① direkte Eingabe der baulichen Investitionskosten  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Uferwände, Absperrbauwerke  | 5000           | 20           | 100%                    |      |   | 5.202                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Wehre   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Einnahmbauwerke   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Rechen  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Verschlussorgane  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Messrichtungen  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Strillar  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Druckrohrleitungen  | 2000           | 20           | 100%                    |      |   | 2.081                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Wasserschlosser   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Grundstücke   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Wirtschaftswege   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Turbine   | 4000           | 40           | 50%                     | 50%  |   | 2.001                                    | 2.122 | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Pumpe   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Krafthaus   | 2000           | 20           | 100%                    |      |   | 2.081                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Generatoran   | 2000           | 20           | 50%                     | 50%  |   | 1.561                                    | 1.592 | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Transformatoren   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Hochspannungsanlagen  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Hochspannungskabel  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Leittechnik   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Netzanbindung   | 6000           | 20           | 100%                    |      |   | 2.242                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| sonstige bauliche Investitionen   | 3000           | 20           | 100%                    |      |   | 3.121                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Entwicklungs- und rechtliche Kosten   |                |              |                         |      |   |  |       |   |   |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Entwicklungskosten  | 2.536          | 20           | 100%                    |      |   | 2.431                                    | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| einmalige Netzanbindungskosten  |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| sonstige Investitionskosten   |                |              |                         |      |   | 0  | 0     | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:60%;">Gesamtinvestitionskosten</td> <td style="width:10%;">27.335</td> <td style="width:10%;">TEUR</td> <td colspan="2"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:5%;">2013</td> <td style="width:5%;">2014</td> <td style="width:5%;">-</td> <td style="width:5%;">-</td> </tr> <tr> <td>Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung</td> <td>26.513</td> <td>TEUR</td> <td colspan="2"></td> <td></td> <td>24.799</td> <td>3.714</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Investitionskosten pro MW</td> <td>2.441</td> <td>EUR/MW</td> <td colspan="2"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> |                |              |                         |      |   |  |       |   |   | Gesamtinvestitionskosten | 27.335 | TEUR |  |  |  | 2013 | 2014 | - | - | Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung | 26.513 | TEUR |  |  |  | 24.799 | 3.714 | 0 | 0 | Investitionskosten pro MW | 2.441 | EUR/MW |  |  |  |  |  |  |  |
| Gesamtinvestitionskosten  | 27.335         | TEUR         |                         |      |   | 2013                                     | 2014  | - | - |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung   | 26.513         | TEUR         |                         |      |   | 24.799                                   | 3.714 | 0 | 0 |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |
| Investitionskosten pro MW   | 2.441          | EUR/MW       |                         |      |   |  |       |   |   |                          |        |      |  |  |  |      |      |   |   |   |        |      |  |  |  |        |       |   |   |                           |       |        |  |  |  |  |  |  |  |

Abb. 51 Eingabe der Investitionen - Tabellenblatt invest

Im nächsten Schritt wird für jede Investition die Abschreibungsdauer in Spalte ② angegeben. Die Abschreibungsdauer kann vom Benutzer/von der Benutzerin frei gewählt werden. Als Hilfe und Richtmarken dienen dabei die Werte aus Tab. 3 welche auch in den Kommentaren der Eingabefelder als typische Werte angegeben werden. Häufig werden die einzelnen Kraftwerkskomponenten auch über die Nutzungsdauer abgeschrieben was zwar eine Erleichterung bringt, aber auf Kosten der Genauigkeit geht.

Als nächstes erfolgt die prozentuelle Verteilung der Investitionskosten über die Investitionsphase. Beginn und Dauer der Investitionsphase wurden in Kapitel 3.4.5 definiert und die ein-

zelenen Kalenderjahre der Investitionsphase werden unter ③ dargestellt. In den Feldern darunter wird nun angegeben, wie viel Prozent der Investitionskosten der jeweiligen Komponente in den einzelnen Jahren bezahlt werden. Die Summe der Eintragungen muss klarerweise 100 % ergeben, anderenfalls werden die Eingabefelder rot hinterlegt.

*Beispiel: Im Beispiel können für die Investitionskosten die Werte aus Abb. 51 übernommen werden. Sie stimmen mit den definierten Investitionskosten aus Kapitel 3.4.3.2 überein. Die Abschreibungsdauern betragen generell 20 Jahre, lediglich die Turbine wird, wie zuvor festgelegt, über vierzig Jahre abgeschrieben. Alle Komponenten werden vollständig innerhalb der Bauphase im Jahr 2013 bezahlt. Ausnahme bilden hier die Turbine und der Generator, welche zu 50% erst im ersten Nutzungsjahr abbezahlt werden.*

### 3.4.7.2 Schritt 2 - Eingabe der Entwicklungs- und rechtlichen Kosten

Hier wird der Hauptaugenmerk auf die Entwicklungskosten (④) gelegt. Die Entwicklungskosten können auch als Kaufpreis für das Projekt gesehen werden. Sie umfassen sämtliche Kosten für die Erfassung und Analyse der hydrologischen und topographischen Daten, das Einholen von Genehmigungen und Verträgen sowie die Auslegung und Planung des Kraftwerkbaus. In den meisten Fällen werden diese Aufgaben von unabhängigen Unternehmen oder Personen vor Ort übernommen.

*Beispiel: Der Preis für die Entwicklung ergibt 500.000 €/MW. Multipliziert mit der Ausbauleistung von 11,681 MW ergeben sich also Gesamtentwicklungskosten von 2,336 Mio €.*

Als Ergebnis werden unter ⑤ die Gesamtinvestitionskosten, die Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung sowie die spezifischen Investitionskosten dargestellt. Die Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung berücksichtigen die Teuerung der CAPEX (siehe Kapitel 3.4.11) ausgehend vom Bezugszeitpunkt. Für die Einzelkomponenten sind die Investitionskosten inkl. Teuerung verteilt auf die einzelnen Jahre unter ⑥ angeführt.

### 3.4.7.3 Schritt 3 - Eingabe der Folgeinvestitionskosten

Der/die Benutzer/in hat die Möglichkeit Folgeinvestitionskosten anzugeben. Diese treten meist auf, wenn im Laufe der Nutzungsdauer Komponenten erneuert oder einer kostspieligen Revision unterzogen werden müssen. Voraussetzung ist natürlich, dass solche Ereignisse vorhersehbar sind. Für die Angabe von Folgeinvestitionen muss der/die Benutzer/in im ersten Schritt unter der Spalte ⑦ den Investitionsbetrag eingeben. Im Anschluss gibt er dann die betroffene Komponente, das Jahr in dem sie getätigt wird und die Abschreibungsdauer für die Folgeinvestition an. Für die Folgeinvestitionen wird ebenfalls die Teuerung berücksichtigt.



Bei der direkten Eingabe steigen können vom Benutzer/von der Benutzerin Teuerungsraten angegeben werden. Näheres dazu im Kapitel 3.4.11. Ausnahme bilden hier die Förderungen. Sie werden keiner Teuerung unterzogen.

Als zweite Möglichkeit hat der/die Benutzer/in die Wahl, die Preise/Förderungen/Kosten durch Auswahl des Kontrollkästchens in Spalte ② für jedes Jahr per Hand einzugeben. Er gibt also ein eigenes Szenario an. In diesem Fall muss er im Tabellenblatt „EBIT“ gemäß Abb. 54 im rot eingerahmten Bereich (③) in der jeweiligen Zeile die jährlichen Werte eintragen. Die Teuerungsraten für Preise und Betriebskosten werden hier nicht berücksichtigt.

| Entwicklungsszenarien - WERTE EINTRAGEN WENN SZENARIO AKTIV! |  |                |       |       |       |       |       |       |       |
|--|--|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Preise, Förderungen und Erlöse                               |  | Szenario aktiv | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  |
| ③  | Strompreis Generatorbetrieb              | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | Strompreis Pumpbetrieb                   | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | Preis Green Certificates                 | WAHR           | 56,15 | 56,15 | 56,15 | 56,15 | 56,15 | 56,15 | 50,54 |
|  | jährliche Förderungen (keine Steigerung) | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | jährliche Erlöse Primärregelung          | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | jährliche Erlöse Sekundärregelung        | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
| Betriebskosten   |  | Szenario aktiv | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  |
|  | jährliche Lohnkosten                     | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | jährliche Mietkosten                     | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | jährliche Versicherungskosten            | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | jährliche Wartungskosten                 | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |
|  | sonstige jährliche Betriebskosten        | FALSCH         |       |       |       |       |       |       |       |

Abb. 54 Eingabe von Preisszenarien - Tabellenblatt EBIT

In den obigen beiden Abbildungen wird deutlich, dass für die Preisentwicklung der Green Certificates ein eigenes Szenario eingetragen wird. Das entsprechende Kästchen unter Spalte ② ist daher betätigt und die manuellen Werte sind in der entsprechenden Zeile unter im Bereich ③ eingetragen.

Es werden nun die Eingabeparameter einzeln beschrieben:

- ④ Die Strompreise für den Pumpbetrieb und den Generatorbetrieb werden, sofern nicht als Szenario eingegeben, jährlich um die „Preissteigerung Energie“ (siehe 3.4.11) angehoben. Als Quelle für die Strompreise dienen in erster Linie die Strombörsen des jeweiligen Landes. Um das zukünftige Verhalten der Preise zu ermitteln bedarf es im Normalfall umfangreicher Prognosen. Für Details zu Strompreisen wird auf Kapitel 2.3 verwiesen.

*Beispiel: Im obigen Beispiel werden 50 €/MWh bzw. 25 €/MWh für die Erzeugung bzw. den Pumpbetrieb angenommen. Als Quelle dient für den rumänischen Markt die rumänische Strombörse OPCOM.*

- ⑤ In diversen Strommärkten wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit so genannten Green Certificates (GC) vergütet. Pro MWh erzeugter Energie erhält man eine bestimmte Anzahl von GC, welche dann zumeist an einer eigens dafür vorgesehenen Energiebörse weiterverkauft werden können. Den momentanen Preis für GC erhält man auch an der jeweiligen Börse. Der hier eingetragene Wert unterliegt wiederum einer jährlichen Steigerung (siehe 3.4.11), sofern er nicht als Szenario eingegeben wird.

*Beispiel:* Im Beispiel wurde ermittelt, dass der Preis bis zum Jahr 2016 konstant auf dem Maximalwert von 56,15 €/MWh bleibt und anschließend mit 10 % pro Jahr absinkt. Ab dem Jahr 2025 werden keine Green Certificates mehr erwartet. Dieses Szenario muss per Hand eingegeben werden (siehe Abb. 53 und Abb. 54).

- ⑥ Neben Green Certificates sind weitere jährliche Förderungen denkbar. Wie die Preise zuvor können auch diese direkt (jährlich konstant) oder als Szenario eingegeben werden. Eine jährliche Teuerung ist für die Förderungen nicht vorgesehen.

*Beispiel:* Es wurden keine zusätzlichen Förderungen angegeben.

- ⑦ Sollte das Kraftwerk zur Primär- bzw. Sekundärregelung verwendet werden, können dafür auch jährliche Erlöse eingegeben werden. Für die Betrachtung der derzeitigen Situation am Regenergiemarkt wird auf Kapitel 2.3 verwiesen.

*Beispiel:* Es werden keine Erlöse aus Primär- und Sekundärregelung bezogen.

- ⑧ Auch die jährlichen Betriebskosten können direkt oder als Szenario eingegeben werden. Im ersteren Fall unterliegen sie der jährlichen Teuerung für OPEX (siehe 3.4.11).

Lohnkosten: umfassen die Kosten für Personal, welches im Rahmen des Kraftwerksbetriebs eingestellt wird. Auf Grund der geringen Personalintensität werden die Lohnkosten im Vergleich zu den anderen Betriebskosten eher gering ausfallen.

Mietkosten: umfassen alle jährlichen Aufwände für Miete und Pacht

Wartung: Die Wartung wird meist an professionelle Unternehmen fremdvergeben, welche dafür einen fixen Preis pro erzeugter MWh verlangen.

*Beispiel:* Lohnkosten → 10.000 €  
 Versicherungskosten → 20.000 €  
 Mietkosten → keine  
 Wartungskosten → 8 €/MWh \* 58.697 MWh = ca. 470.000 €  
 sonstige Betriebskosten → 50.000 €

### 3.4.10 Angaben zur Finanzierungsstruktur

Die Parameter zur Finanzierungsstruktur werden in Abb. 55 dargestellt. Der/die Benutzer/in gibt hier an, welchen Anteil der Investitionen er aus Eigenkapital finanzieren möchte, wie hoch die Dividendenauszahlungsrate ist und wie der Vertrag zur Fremdfinanzierung aussehen soll.

- ①, ② Der/die Benutzer/in gibt die gewünschte Eigenkapitalquote in % an. Die Fremdkapitalquote wird automatisch berechnet.

**Beispiel:** *Im Beispiel wird eine Eigenkapitalquote von 20% vorgegeben.*

| Finanzierungsstruktur                         |   |        |         |
|---|---|--------|---------|
| Eigenkapital                                  |   | Wert   | Einheit |
| Eigenkapitalquote                             | ① | 20%    |         |
| Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung       | ③ | 28.513 | TEUR    |
| Investitionskosten pro MW                     |   | 2.441  | TEUR/MW |
| Eigenkapitalzuschuss gesamt                   | ④ | 5.855  | TEUR    |
| Gewinnausschüttungsrate                       | ⑥ | 100%   |         |
| Fremdkapital                                  |   | Wert   | Einheit |
| Fremdkapitalquote                             | ② | 80%    |         |
| Fremdkapitalzuschuss gesamt                   | ⑤ | 23.421 | TEUR    |
| Fremdkapitalfinanzierungsgebühren             | ⑦ | 0      | TEUR    |
| Tilgungsstrategie                             | ⑧ | 2      |         |
| Prozentsatz des Cash Flow für Tilgung         |   |        |         |
| Anzahl der Monate für Schuldentilgungsreserve | ⑨ | 12     | mon     |

Abb. 55 Finanzierungsstruktur - Tabellenblatt global

- ③ Die Gesamtinvestitionskosten werden automatisch aus Kapitel 3.4.7 übernommen.
- ④, ⑤ Die Zuschüsse für Eigen- bzw. Fremdkapital werden aus den Investitionskosten und der Eigen- bzw. Fremdkapitalquote automatisch berechnet. Zusätzlich zu den Investitionskosten müssen die Fremdkapitalzinsen, welche während der Bauzeit auftreten, Vorsteuervorfinanzierungen sowie einmalige Kreditgebühren finanziert werden. Sie werden daher ebenfalls in die Zuschüsse mit einbezogen. Weitere Hinweise zu Fremdkapitalzinsen während der Bauzeit und zur Vorsteuervorfinanzierung in den Kapiteln 3.4.11 und 3.4.14.
- ⑥ Die Gewinnausschüttungsrate gibt an, wie viel Prozent des Bilanzgewinnes jedes Jahr ausgeschüttet wird. Zu beachten ist, dass nur so viel ausgeschüttet werden kann, wie Cash zu Verfügung steht.

**Beispiel:** *Es soll der gesamte Gewinn ausbezahlt werden. Der/die Benutzer/in gib also für die Gewinnausschüttungsrate 100 % an.*

- ⑦ In vielen Fällen verlangt der Kreditgeber einmalig Kreditgebühren oder Provisionen zu Beginn der Finanzierung. Es wird angenommen dass diese im ersten Jahr der Bau-phase anfallen.

**Beispiel:** *Es treten keine Gebühren und keine Provisionen auf.*

- ⑧ Die Tilgungsstrategie beschreibt die Art und Weise, wie das aufgenommene Fremdkapital zurückbezahlt wird. Der/die Benutzer/in hat dabei, wie in Kapitel 3.2.1.3 beschrieben, drei Möglichkeiten:

1 ... konstante Tilgungsraten: das aufgenommene Fremdkapital wird über die gesamte Kreditlaufzeit hinweg in konstanten Tilgungsraten zurückbezahlt. Die jährlichen Zinsen errechnen sich aus dem Zinssatz und dem aktuellen Kreditsaldo des jeweiligen Jahres.

2 ... konstante Annuitäten: die Summe aus Tilgung und Zinsen ist konstant. Nachdem die Zinsen wiederum vom Kreditsaldo des jeweiligen Jahres abhängen, variiert auch die Tilgung. Sie wird von Jahr zu Jahr größer, während die Zinsen jährlich abnehmen.

3 ... Cash Flow orientiert: wird ausgewählt, wenn das Fremdkapital in Abhängigkeit des erwirtschafteten Cash Flows tilgen möchte. In diesem Fall muss er ebenfalls den für die Tilgung verwendeten Prozentsatz des Cash Flows angeben (unter dem Feld für die Strategie). Als Basis dient der Cash Flow aus der Betriebstätigkeit vor Steuern. Es ist hier darauf zu achten, dass das Cash in der Bilanz niemals negativ wird (siehe Kapitel 3.4.18.3).

*Beispiel:* Es wird Strategie Nr. 2 bevorzugt. Das Fremdkapital wird demnach über 20 Jahre in konstanten Annuitäten rückerstattet.

- ⑨ Als Sicherheit verlangt der Kreditgeber oftmals eine Schuldentilgungsreserve auf welche im Falle einer Zahlungsunfähigkeit zurückgegriffen werden kann. Diese wird auf einem eigenen Konto hinterlegt und ist abhängig vom monatlichen Schuldendienst (Summe aus Tilgung und Zinsen). So müssen beispielsweise bei einer vorgeschriebenen Schuldentilgungsreserve von 12 Monaten die Schuldendienste für 12 Monate zu Verfügung stehen.

*Beispiel:* Die Bank verlangt eine Schuldentilgungsreserve von 12 Monaten

### 3.4.11 Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten

Im nächsten Schritt werden vom Benutzer/von der Benutzerin unter dem Tabellenblatt global die Zinssätze, die Steuersätze und die Teuerungsraten definiert (vgl. Abb. 56).

- ① Die Summe aus Fremdkapitalzinssatz und Risikoaufschlag ergibt den Gesamtzinssatz für das Fremdkapital. Die beiden Größen gehen aus den Kreditverhandlungen mit dem Kreditgeber hervor. Für Details wird auf Kapitel 3.2.1.3 verwiesen.

*Beispiel:* Im Beispiel gibt die Bank einen Zinssatz von 4 % und einen Risikoaufschlag 2 % vor.

- ② Der Zinssatz auf Bargeld wird herangezogen, um die jährlichen Zinserträge für das Cash zu berechnen. Das Cash beinhaltet auch die Rücklagen für Folgeinvestitionen (Kapitel 3.4.15) und die Schuldentilgungsreserve (Kapitel 3.4.10, ⑨)

*Beispiel:* Der Zinssatz für Bargeld wird mit 2 % angenommen.

| Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten    |   |         |      |
|--|---|---------|------|
| <b>Zinssätze</b>                             |   |         |      |
| Zinssatz für Fremdkapital                    | 1 | 4,00%   |      |
| Risikoaufschlag für Fremdkapital             |   | 2,00%   |      |
| Zinssatz für Bargeld                         | 2 | 2,00%   |      |
| <b>Steuersätze</b>                           |   |         |      |
| Umsatzsteuersatz                             | 3 | 24%     |      |
| durchschn. Frist für Vorsteuerrückerstattung |   | 1,5     | mon  |
| Körperschaftsteuersatz                       | 4 | 16%     |      |
| <b>Teuerungsraten</b>                        |   |         |      |
| Preissteigerung CAPEX                        |   | 2,00%   | p.a. |
| Preissteigerung OPEX                         |   | 2,00%   | p.a. |
| Preissteigerung Primärregelung               | 5 |         | p.a. |
| Preissteigerung Sekundärregelung             |   |         | p.a. |
| Preissteigerung Energiepreis                 |   | 2,00%   | p.a. |
| Preissteigerung Green Certificates           |   | -10,00% | p.a. |

Abb. 56 Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten - Tabellenblatt global

- 3 Sämtliche, zuvor angegebenen Investitionskosten beinhalten keine Umsatzsteuer bzw. Vorsteuer, weil für Unternehmen die Möglichkeit besteht die Vorsteuer zurück zu verlangen. Nachdem jedoch die bezahlte Vorsteuer nicht sofort sondern in der Regel erst nach einigen Monaten zurückerstattet wird, kann es zu Liquiditätsproblemen kommen. Um dieses Problem im Modell berücksichtigen zu können muss vom Benutzer/von der Benutzerin der Umsatzsteuersatz und die durchschnittliche Frist zwischen Vorsteuerzahlung und Vorsteuerrückerstattung angegeben werden.<sup>116</sup>

Detaillierte Infos bezüglich Vorsteuerrückerstattung liefert die europäische Kommission.<sup>117</sup>

**Beispiel:** In Rumänien gilt ein USt-Satz von 24%. Die Rückerstattung erfolgt im Normalfall EU-weit innerhalb eines Zeitraums von maximal 4 Monaten und 10 Tagen. Im Durchschnitt werden aus Erfahrung des Unternehmens 1,5 Monate angesetzt.

- 4 Die Körperschaftsteuer (oder Steuer auf Einkommen und Ertrag) wird auf den EBT (earnings before taxes) erhoben und an den Staat abgeführt.

**Beispiel:** Der rumänische Körperschaftsteuersatz liegt bei 16 %.

- 5 Hier werden die jährlichen Teuerungsraten für die Kosten und die Preise eingetragen. Die CAPEX bezeichnet dabei die capital expenditures (Investitionskosten) und OPEX die operation expenditures (Betriebskosten).

<sup>116</sup> Mihalic, 2005, S.77

<sup>117</sup> Europäische Kommission, 2012, Titel: Wie die MwSt funktioniert

**Beispiel:** Für die Steigerungen der CAPEX und der OPEX werden 2 % angenommen und die Preissteigerungen für Energie und für Green Certificates betragen wie oben definiert 2 % bzw. -10 %.

### 3.4.12 Kurzfristige Lieferforderungen / -verbindlichkeiten

Sowohl die Geldflüsse vom Kunden an das Unternehmen für die gelieferte Energie als auch die Geldflüsse vom Unternehmen an Lieferanten für erhaltene Leistungen (Betriebskosten, Energiekosten für Pumpbetrieb) fallen in der Regel nicht sofort nach Leistungserbringung sondern erst verzögert an. Diese durchschnittlichen Verzögerungen werden als Debitorenlaufzeit und Kreditorenlaufzeit bezeichnet. Sie haben zwar keine Auswirkungen auf den Gewinn, sie beeinflussen jedoch den Cash Flow und müssen somit berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck kann der/die Benutzer/in die beiden Größen wie in Abb. 57 dargestellt eingetragen werden.

**Beispiel:** Es wird jeweils eine Laufzeit von einem Monat angenommen (30 Tage).

| kurzfristige Lieferforderungen/-verbindlichkeiten |      |         |
|---|------|---------|
| Laufzeiten  | Wert | Einheit |
| Debitorenlaufzeit                                 | 30   | d       |
| Kreditorenlaufzeit                                | 30   | d       |

Abb. 57 Debitoren- und Kreditorenlaufzeit - Tabellenblatt global

### 3.4.13 Überprüfen auf Fehler

Bei der Handhabung des Modells hat sich gezeigt, dass es immer wieder zu fehlerhaften bzw. mangelhaften Eingaben kommt. Die häufigsten werden daher im Tabellenblatt „global“ gemäß Abb. 58 geprüft.

- ① Ob die Fremdkapitalzinsen während der Bauzeit korrigiert wurden - siehe 3.4.14
- ② Ob die Summe der gebildeten Rücklagen der Summe der Folgeinvestitionen entspricht - siehe 3.4.15
- ③ Ob das vorhandene Cash irgendwann im Laufe der Nutzungsdauer negativ wird. In diesem Fall wäre nicht genügend Bargeld zu Verfügung um den Zahlungsverpflichtungen nach zu kommen. Wie sich das Cash über die Nutzungsdauer verhält ist aus den Jahresbilanzen im Tabellenblatt „balance“ ersichtlich. Der/die Benutzer/in könnte in diesem Fall beispielsweise versuchen die Tilgungsstrategie zu verändern (siehe 3.4.10).

| FEHLER                           |               |               |
|----------------------------------|---------------|---------------|
| Beschreibung                     | Tabellenblatt | Zelle / Zeile |
| interest during construction OK! | 1             |               |
| please check retained earnings!  | 2 PaL         | line 38       |
| cash OK!                         | 3             |               |

Abb. 58 Fehlerüberprüfung - Tabellenblatt global

### 3.4.14 Korrektur der Bauzeitzinsen

Die Zinsen während der Bauzeit sind FK-Zinsen, welche während der Bauzeit und somit vor Beginn der Betriebsdauer anfallen. Sie können also noch nicht aus der Betriebstätigkeit des Kraftwerkes finanziert werden. Daher muss in der Höhe dieser Zinsen mehr Fremdkapital aufgenommen werden. Nun entsteht das Problem, dass durch das höhere Fremdkapital wieder die Bauzeitzinsen steigen was wiederum mehr Fremdkapital benötigt. Es entsteht also ein Zirkelbezug, welcher in der Berechnung zu Problemen führen kann. Daher muss der/die Benutzer/in die Bauzeitzinsen im Tabellenblatt „financing“ manuell korrigieren.

| 8  | benötigte Kapitalzuschüsse                     |        | 2011 | 2012 | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   |
|----|--|--------|------|------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 9  |  |        |      |      |        |        |        |        |        |
| 10 | + benötigte Kapitalzuschüsse für Investitionen | [TEUR] | 0    | 0    | 25.543 | 3.082  | 0      | 0      | 0      |
| 11 | davon Fremdkapital                             | [TEUR] | 0    | 0    | 20.435 | 2.465  | 0      | 0      | 0      |
| 12 | davon ausbezahlt im Jahresdurchschnitt         | [TEUR] | 0    | 0    | 10.217 | 21.667 | 22.900 | 22.900 | 22.900 |
| 13 | + FK-Finanzierungsgebühren                     | [TEUR] | 0    | 0    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      |
| 14 | Basis für FK-Zinsen während der Bauphase       | [TEUR] | 0    | 0    | 10.217 | 21.667 | 22.900 | 22.900 | 22.900 |
| 15 | + FK-Zinsen während der Bauphase               | [TEUR] | 0    | 0    | 652    | 0      | 0      | 0      | 0      |
| 16 | korrekte Bauzeitzinsen                         | [TEUR] | 0    | 0    | 652    | 0      | 0      | 0      | 0      |
| 17 | BITTE EINGEBEN! Korrektur Bauzeitzinsen        | [TEUR] |      |      | 652    |        |        |        |        |
| 18 |  |        |      |      |        |        |        |        |        |

Abb. 59 Korrektur der Bauzeitzinsen - Tabelle financing

Abb. 59 zeigt das hier behandelte Beispiel. Die Investitionsphase dauert hier 2 Jahre, von 2013 bis 2014. Nachdem die Nutzungsdauer allerdings auch schon 2014 beginnt, können in diesem Jahr die FK-Zinsen bereits aus dem Kraftwerksbetrieb finanziert werden. Die Nutzungsdauer ist in der Abbildung (sowie in allen anderen Tabellenblättern) grau hinterlegt. Für das Jahr 2013 treten allerdings Bauzeitzinsen auf. Der/die Benutzer/in muss hier den Wert in Zeile 17 so lange manuell verändern, bis er dem Wert in Zeile 16 entspricht.

### 3.4.15 Bilden von Rücklagen für Folgeinvestitionen

Sollten innerhalb der Nutzungsdauer Folgeinvestitionen geplant sein, so müssen für diese entsprechende Gewinnrücklagen gebildet werden. Diese Rücklagen werden in der Regel in den Jahren vor der Folgeinvestition aufgebaut. Der/die Benutzer/in muss die Höhe der Rücklagen unter dem Tabellenblatt „PaL“ manuell eintragen.

|    |   | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028      | 2029    | 2030  |
|----|---|-------|-------|-------|-------|-----------|---------|-------|
| 31 | Bildung von Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen      |       |       |       |       |           |         |       |
| 32 |   |       |       |       |       |           |         |       |
| 33 | Jahresüberschuss - Verlustvortrag [TEUR]                | 1.975 | 1.862 | 1.774 | 1.707 | 1.660 (3) | 1.603   | 1.569 |
| 34 | verfügbares Cash für Rücklagen und Gewinnaussch. [TEUR] | 5.323 | 5.339 | 5.305 | 5.214 | 5.059 (4) | 4.140   | 3.865 |
| 35 | Gewinnrücklagen am 01.01. [TEUR]                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 0         | 714     | 0     |
| 36 | Gewinnrücklagen am 31.12. [TEUR]                        | 0     | 0     | 0     | 0     | 714 (5)   | 0       | 0     |
| 37 | benötigte Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen [TEUR] | 0     | 0     | 0     | 0     | 0         | 714 (1) | 0     |
| 38 | Erhöhung der Gewinnrücklagen für Folgeinvest. [TEUR]    | 0     | 0     | 0     | 0     | 714 (2)   | 0       | 0     |

Abb. 60 Erhöhung der Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen - Tabellenblatt PaL

Zeile 37 der Abb. 60 zeigt die benötigten Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen. Im Jahr 2029 werden hier € 714.000.- benötigt (1). Der Betrag stammt aus der Folgeinvestition für die Turbine (€ 500.000.-) zuzüglich der Teuerungsrate für CAPEX. Der/die Benutzer/in muss nun in der Zeile 38 in den Jahren davor Rücklagen bilden. In diesem Fall wird im Jahr 2028 (2) eine Rücklage gebildet. Die in einem Jahr gebildete Rücklage darf dabei weder den Jahresüberschuss verringert um den Verlustvortrag (Zeile 33, 3) noch das verfügbare Cash (Zeile 34, 4) überschreiten. Würde in hier die Folgeinvestition mehr als 1.660 Mio. € (3) ausmachen müssten auch im Jahr 2027 entsprechend Rücklagen gebildet werden usw., solange bis die Summe der Gewinnrücklagen am 31.12.2028 (5) genau den benötigten Rücklagen im Jahr 2029 entsprechen würden.

### 3.4.16 Berechnung der Weighted Average Costs of Capital

Die WACC werden im Tabellenblatt „WACC“ berechnet (Abb. 61) und dienen dem Marktwert des Gesamtkapitals als Diskontierungssatz für die zukünftigen Free Cash Flows. Für eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Größen wird auf Kapitel 3.2.1.5 verwiesen.

Folgende Größen werden vom Benutzer/von der Benutzerin eingegeben:

- 1 Die Marktrendite beschreibt die durchschnittliche, am entsprechenden Markt erzielbare, jährliche Rendite.

*Beispiel:* Um auf eine Marktrisikoprämie von 9 % zu kommen (laut Damodaran die durchschnittliche Risikoprämie für die Elektrizitätserzeugungsbranche in Europa) wird die Marktrendite mit 13,12 % angenommen.

- 2 Als Zinssatz risikofreier Anlagen wird oft die Verzinsung für Bundesanleihen als sichere Anlage herangezogen.

*Beispiel:* Als Zinssatz wird ein Wert von 4,125 % verwendet. Er entspricht dem Zinssatz einer österreichischen Bundesanleihe über eine Laufzeit von 15 Jahren.

- 3 Der Risikofaktor Beta beschreibt die das Verhältnis der Schwankung der Rendite des unverschuldeten Unternehmens zu jener des Marktes.

*Beispiel:* Es wird ein unverschuldetes Beta von 0,42 angenommen.

- ④ Der Marktzinssatz für Fremdkapital entspricht im Normalfall der Summe aus Fremdkapitalzinssatz und Risikoaufschlag für den betrachteten Markt.

**Beispiel:** Entsprechend des zuvor festgelegten Zinssatzes von 4 % und des Risikofaktors von 2 % wird ein Wert von 6 % angenommen.

| Eigenkapitalkosten              |        |         |   |
|---------------------------------|--------|---------|---|
|                                 | Wert   | Einheit |   |
| Marktrendite                    | 13,12% | %       | ① |
| - Zinssatz Risikofreier Anlagen | 4,13%  | %       | ② |
| = Risikoprämie Markt            | 9,00%  | %       |   |
| Risikofaktor Beta unverschuldet | 0,42   |         | ③ |
| Fremdkapitalkosten              |        |         |   |
|                                 | Wert   | Einheit |   |
| Marktzinssatz für Fremdkapital  | 6,00%  | %       | ④ |
| * (1 - Körperschaftssteuer)     | 84,00% | %       |   |
| = Fremdkapitalkosten            | 5,04%  | %       |   |

Abb. 61 Berechnung der WACC - Tabellenblatt WACC

Aus den eben beschriebenen Größen und der jährlich schwankenden Finanzierungsstruktur werden schließlich die jährlichen Eigenkapitalkosten (dienen als Diskontierungszinssatz für den Marktwert des Eigenkapitals) und der jährliche WACC generiert.

| Eigenkapitalkosten            |        |             |             |             |             |             |             |
|-------------------------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                               |        | 2011        | 2012        | 2013        | 2014        | 2015        | 2016        |
| Risikofaktor Beta verschuldet | [TEUR] | 0,00        | 0,00        | 1,99        | 1,56        | 1,63        | 1,69        |
| Eigenkapitalkosten            | [TEUR] | 4,1%        | 4,1%        | 22,0%       | 18,2%       | 18,8%       | 19,3%       |
| Kapitalanteile                |        |             |             |             |             |             |             |
|                               |        | 2011        | 2012        | 2013        | 2014        | 2015        | 2016        |
| Eigenkapitalquote             | [TEUR] | 0,0%        | 0,0%        | 18,0%       | 24,7%       | 23,3%       | 22,2%       |
| Fremdkapitalquote             | [TEUR] | 0,0%        | 0,0%        | 80,0%       | 80,0%       | 80,0%       | 80,0%       |
| <b>WACC</b>                   | [TEUR] | <b>0,0%</b> | <b>0,0%</b> | <b>8,0%</b> | <b>8,5%</b> | <b>8,4%</b> | <b>8,3%</b> |

Abb. 62 Ergebnisse der WACC-Berechnung

Abb. 62 zeigt die Ergebnisse der Berechnung bis zum Jahr 2016. Der WACC liegt dabei ab dem Nutzungsbeginn (2013) bei etwa 8 %, die Eigenkapitalkosten sind deutlich höher.

### 3.4.17 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Berechnung werden im Tabellenblatt „global“ zusammengefasst dargestellt (Abb. 63).

| <i>Ergebnisse</i>                      |                |                |
|--|----------------|----------------|
| <b>Projektbezogene Ergebnisse</b>      |                |                |
|  | <b>Wert</b>    | <b>Einheit</b> |
| <b>projektbezogener IRR</b>            | <b>30,35%</b>  |                |
| <b>Marktwert des Unternehmens</b>      | <b>30.156</b>  | <b>TEUR</b>    |
| <b>Eigenkapitalbezogene Ergebnisse</b> |                |                |
|  | <b>Wert</b>    | <b>Einheit</b> |
| <b>eigenkapitalbezogener IRR</b>       | <b>116,90%</b> |                |
| <b>Marktwert Eigenkapital</b>          | <b>18.293</b>  | <b>TEUR</b>    |
| <b>Fremdkapitalbezogene Ergebnisse</b> |                |                |
|  | <b>Wert</b>    | <b>Einheit</b> |
| <b>min. DSCR</b>                       | <b>1,64</b>    | <b>-</b>       |
| <b>min. LLCR</b>                       | <b>1,19</b>    | <b>-</b>       |
| <b>min. PLCR</b>                       | <b>1,19</b>    | <b>-</b>       |
| <b>Gewinnorientierte Ergebnisse</b>    |                |                |
|  | <b>Wert</b>    | <b>Einheit</b> |
| <b>durchschnittlicher ROI</b>          | <b>20,1%</b>   |                |

Abb. 63 Ergebnisse - Tabellenblatt global

### 3.4.17.1 Marktwert des Unternehmens

Der Marktwert des Unternehmens oder Marktwert des Gesamtkapitals ist die erste Größe, welche als Ziel der Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelt werden sollte. Aus der Sicht des Bezugszeitpunktes (2011) ist das Kraftwerk also knapp über 30 Mio. € wert. Es wäre dies ein ausgesprochen gutes Ergebnis und aus Sicht der Wirtschaftlichkeit wäre der Bau dieser Anlage für den/die Inhaber/in äußerst sinnvoll.

### 3.4.17.2 Projektbezogener IRR

Der projektbezogene Internal Rate of Return entspricht jenem Diskontierungszinssatz, bei welchem der Marktwert des Unternehmens null wird. Er dient dem/der Benutzer/in dazu, unterschiedlich große Kraftwerksprojekte vergleichen zu können.

### 3.4.17.3 Marktwert des Eigenkapitals

Er entspricht jener Summe, welche die Eigenkapitalgeber/innen für das von ihnen zu Verfügung gestellte Kapital zu erwarten haben. In diesem Fall würden sie um 18 Mio. € mehr bekommen als sie am durchschnittlichen Markt derselben Branche zu erwarten hätten. Eine Investition wäre demnach äußerst attraktiv.

### 3.4.17.4 Eigenkapitalbezogener IRR

Der eigenkapitalbezogene Internal Rate of Return ist jener Diskontierungszinssatz, bei welchem der Marktwert des Eigenkapitals gleich null ist. Für die Eigenkapitalgeber/innen zeigt er mit welchem Zinssatz sich das eingesetzte Eigenkapital verzinst. Der hier gezeigte Zinssatz ist äußerst hoch und wird in der Praxis kaum zu erreichen sein.

### 3.4.17.5 Debt Service Cover Ratio

Die DSCR eines Jahres ist das Verhältnis des Cash Flows der für die Schuldentilgung zu Verfügung steht und dem Schuldendienst (Tilgung + Zinsen) des jeweiligen Jahres. Eine DSCR von 1,64 bedeutet demnach, dass der verfügbare Cash Flow für die Bezahlung des Schuldendienstes um 64 % höher ist als der Schuldendienst selbst.

### 3.4.17.6 Loan Life Cover Ratio und Project Life Cover Ratio

Die beiden Größen geben Aufschluss darüber, inwiefern das Unternehmen in der Lage ist seine restlichen Schulden über die gesamte Nutzungsdauer bzw. Projektlebensdauer hinweg abzubezahlen.

### 3.4.17.7 Return on Investment

Der durchschnittliche ROI zeigt den Mittelwert aus den jährlichen Verhältnissen von Gewinn zu Gesamtvermögen. Ein ROI von 20% sagt aus, dass der Gewinn im Durchschnitt auf 20 % des gesamten gebundenen Kapitals kommt.

## 3.4.18 Tabellenblatt „charts“

Unter dem Tabellenblatt „charts“ werden ausgewählte jährliche Größen über die Nutzungsdauer in Diagrammen dargestellt.

### 3.4.18.1 Bilanz

Die beiden Diagramme der ersten Seite beinhalten für jedes Jahr die einzelnen Posten der Aktiva (liabilities) und der Passiva (assets) der Bilanz. Abb. 64 zeigt die Bilanz für das oben genannte Beispielprojekt. Ein Blick auf die genauen Zahlen der Jahresbilanzen liefert das Tabellenblatt „balance“.

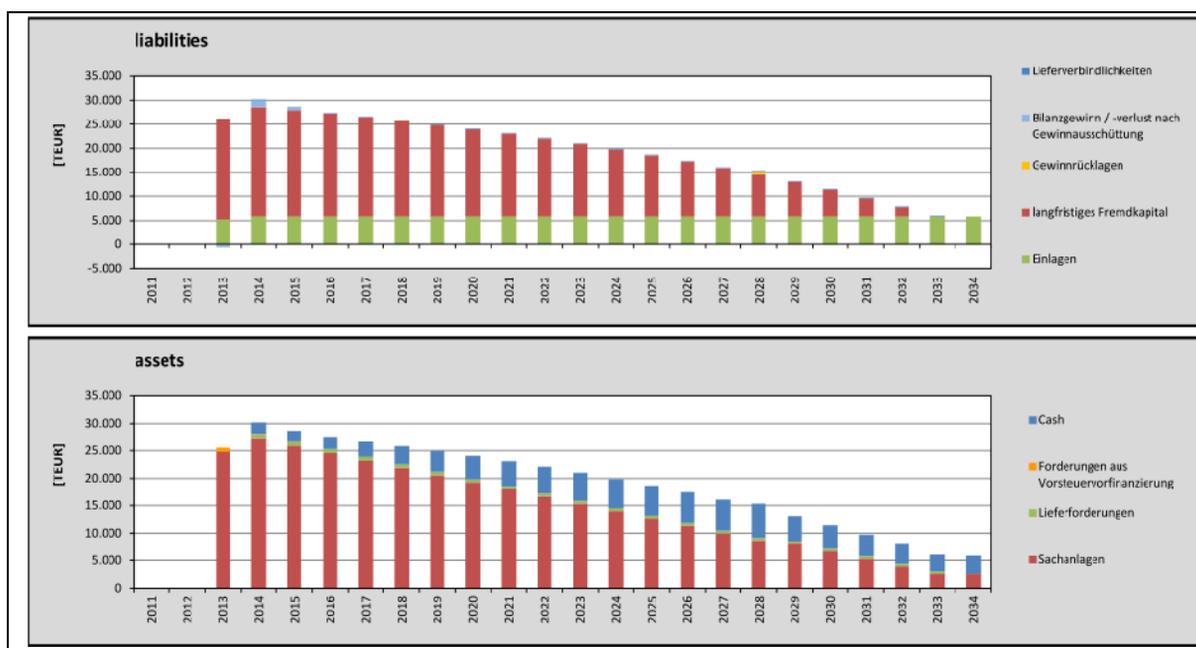


Abb. 64 Diagramm - Bilanz

Posten der Aktiva:

- Das langfristige Fremdkapital entspricht dem aufgenommenen Fremdkapital zur Finanzierung der Investitionen in der Bauphase. Aus dem Verlauf kann man erkennen, wann das Fremdkapital getilgt ist. Spätestens am Ende der Nutzungsdauer muss das langfristige Fremdkapital gleich null sein.
- Die Einlagen entsprechen dem eingebrachten Eigenkapital. Die Einlagen bleiben nach der Investitionsphase konstant, d.h. es ist nicht vorgesehen dass nach der Investitionsphase noch Eigenkapital zugeschossen wird.
- Die Gewinnrücklagen werden dazu verwendet, die auftretenden Folgeinvestitionen zu finanzieren.
- Der Bilanzgewinn/-verlust nach Gewinnausschüttung zeigt, welche Gewinne im jeweiligen Jahr erwirtschaftet und nicht ausgezahlt wurden bzw. ob es zu Verlusten gekommen ist.

*Im obigen Diagramm erkennt man, dass es im ersten Jahr zu einem leichten Verlust kommt. Es handelt sich hierbei um die FK-Zinsen während der Bauzeit. Grundsätzlich werden im Beispiel 100 % des Gewinnes ausbezahlt. In den ersten beiden Nutzungsjahren (2014, 2015) bleibt dennoch ein Teil des Gewinnes im Unternehmen. Dies liegt daran, dass anfangs nicht genügend Cash zu Verfügung steht um 100 % der Gewinne auszuzahlen.*

- Die Lieferverbindlichkeiten entstehen aus dem zeitlichen Verzug zwischen den empfangenen Leistungen (Arbeit, Energie für den Pumpbetrieb, Miete ...) und der Bezahlung dieser Leistungen.

Posten der Passiva:

- Die Sachanlagen entsprechen den kumulierten getätigten Investitionen abzüglich der kumulierten Abschreibungen.
- Die Lieferforderungen entstehen aus dem zeitlichen Verzug zwischen gelieferter elektrischer Energie und der Bezahlung dieser durch den Kunden.
- Forderungen aus Vorsteuervorfinanzierung entstehen aus dem zeitlichen Verzug zwischen Bezahlung der Vorsteuer und der Rückerstattung dieser.
- Das Cash beinhaltet neben den effektiv verfügbaren Zahlungsmitteln auch die Gewinnrücklagen und die Schuldentilgungsreserve. Wichtig ist, dass das Cash nie negativ wird, da dies einer Zahlungsunfähigkeit des Unternehmens gleichkommen würde.

### 3.4.18.2 Profit & Loss und Investitionen

Die Ergebnisse aus der GuV und den Investitionstätigkeiten für das obige Beispielprojekt werden in Abb. 65 dargestellt.

Profit & Loss (siehe auch Tabellenblatt „PaL“):

- Der EBIT entspricht dem jährlich erwirtschafteten Überschuss aus der betrieblichen Tätigkeit und errechnet sich im Grunde aus den Einnahmen aus der Stromproduktion verringert um Betriebskosten, Energiekosten für den Pumpbetrieb und Abschreibungen.
- Der EBIT korrigiert um Zinsaufwände/-erträge und Steuern ergibt den Jahresüberschuss.

- Der Bilanzgewinn errechnet sich aus dem Jahresüberschuss verringert um den Verlustvortrag bzw. erhöht um den Gewinnvortrag und korrigiert um die Auflösung bzw. Bildung von Gewinnrücklagen.
- Welcher Teil des Bilanzgewinnes ausgeschüttet wird, hängt von der Benutzereingabe für die Gewinnausschüttungsquote (siehe 3.4.10) und des verfügbaren Cash für die Auszahlung ab.

*Im Beispielprojekt werden 100 % des Bilanzgewinns ausgezahlt. Aus dem Diagramm erkennt man jedoch, dass in den ersten beiden Jahren nicht genug Cash dafür verfügbar ist.*

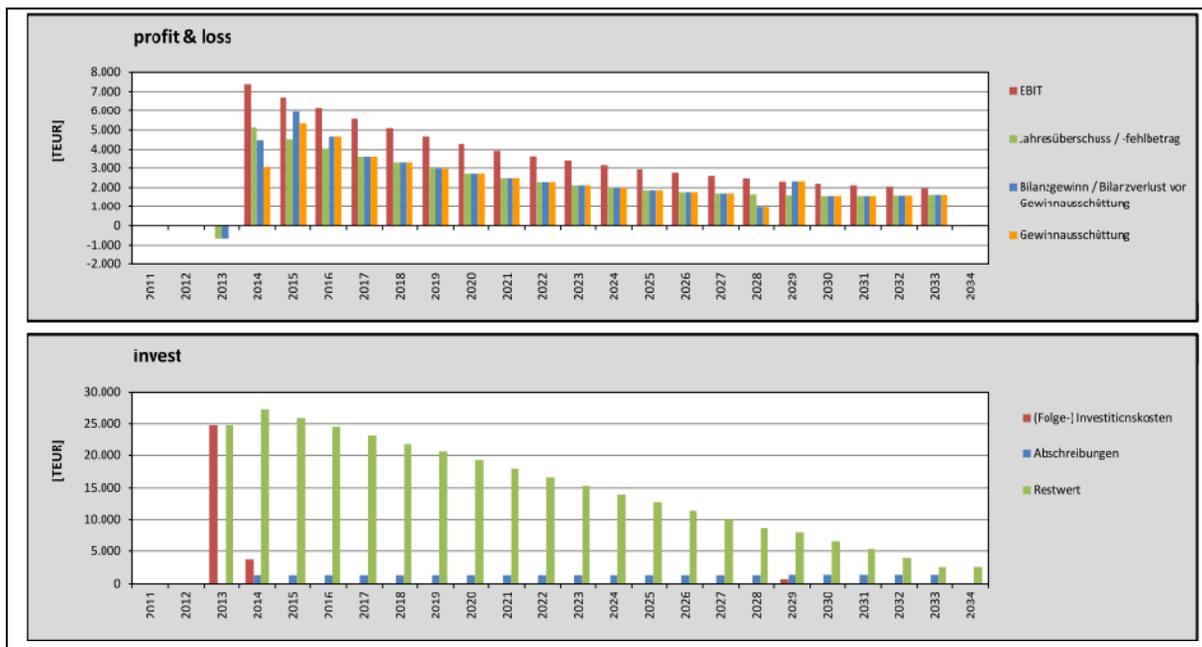


Abb. 65 Diagramm - P&L und Investitionen

Investitionen (siehe auch Tabellenblatt „invest“):

- Die Abschreibungen sind für die Investitionen und Folgeinvestitionen erfolgen linear.
- Am Ende der Nutzungsdauer kann (je nach Abschreibungsdauern) ein Buchwert für die Anlage übrig bleiben.

### 3.4.18.3 Cash und Cash Flow

Die Entwicklung des jährlichen Cash und Cash Flows über die Nutzungsdauer wird für das Beispielprojekt in Abb. 66 dargestellt. Die genauen Werte der Größen können im Tabellenblatt „CF“ betrachtet werden.

Cash:

- Das verfügbare Cash oder auch der Zahlungsmittelüberschuss entspricht jenen Zahlungsmitteln, welche am Ende des jeweiligen Jahres zur freien Verfügung stehen.
- Das verzinsbare Cash beinhaltet zusätzlich zum verfügbaren Cash noch Schuldentilgungsreserven (Kapitel 3.4.10) und Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen (Kapitel 3.4.15). Es ist die Basis für die Zinserträge auf Bargeld.

Aus dem Diagramm erkennt man, dass in unserem Beispiel das verzinsbare Cash konstant um ca. 2 Mio. € höher ist als das verfügbare Cash. Der Unterschied entspricht der verlangten Schuldentilgungsreserve von 12 Monaten. Nachdem die Tilgungsstrategie konstante Annuitäten vorsieht (Strategie 2, Kapitel 3.4.10), bleibt auch die Schuldentilgungsreserve konstant. Im Jahr 2028 werden für die Folgeinvestition Gewinnrücklagen aufgebaut, daher ist hier der Unterschied etwas größer. Am Ende der Tilgungsdauer wird auch die Schuldentilgungsreserve abgebaut.

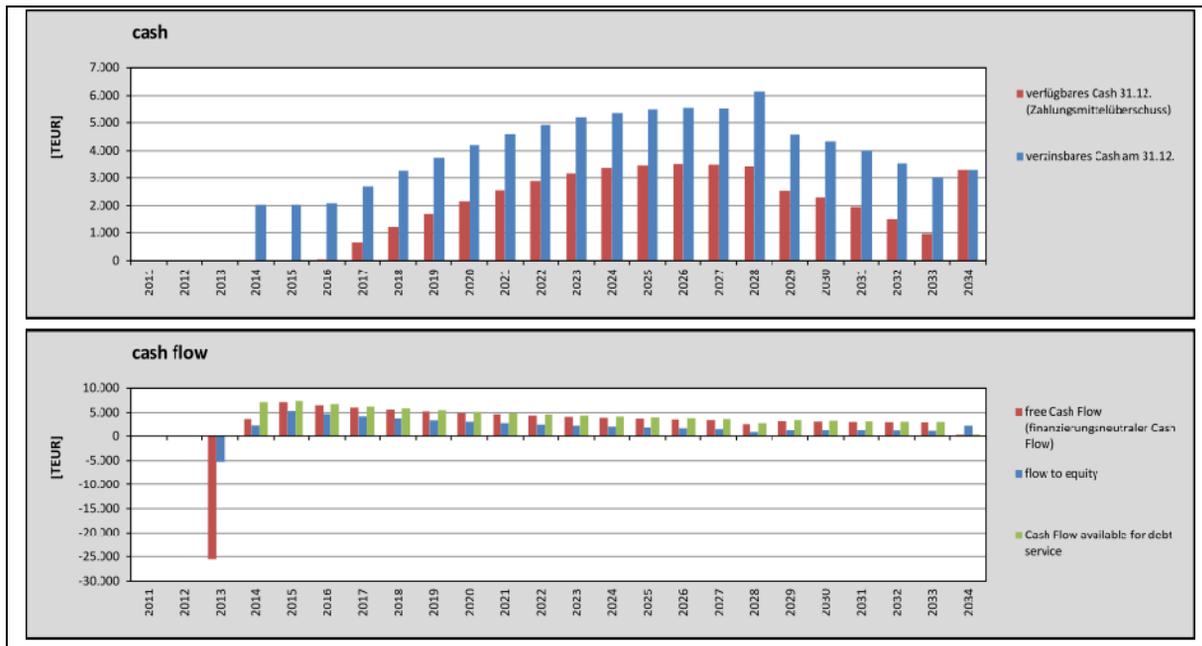


Abb. 66 Diagramm - Cash und Cash Flow

#### Cash Flow:

- Der free Cash Flow entspricht dem finanzierungsneutralen Cash Flow des Unternehmens. Er ist die Basis für die Berechnung des Marktwerts des Gesamtkapitals sowie des projektbezogenen IRR. Zu Beginn fließen im Normalfall die Zahlungsmittel in die Investitionen (negativer Cash Flow). Über die Nutzungsdauer erwirtschaftet sie das Unternehmen dann wieder zurück.
- Der Flow to Equity entspricht dem jährlichen Zufluss zum Eigenkapital und dient als Basis für den Marktwert des Eigenkapitals und den eigenkapitalbezogenen IRR. Zu Beginn fließt das gesamte eingebrachte Eigenkapital in Investitionen.
- Der Cash Flow available for Debt Service entspricht jenem jährlichen Cash Flow, welcher für die Tilgung der Schulden verwendet werden könnte und dient als Basis für DSCR, PLCR und LLCR.

#### 3.4.18.4 Fremdkapitaltilgung

Abb. 67 gibt einen kurzen Überblick über die Fremdfinanzierung des Projektes. Das obere Diagramm zeigt den jährlichen Schuldendienst. Die Größen können auch im Tabellenblatt „financing“ betrachtet werden. Im unteren Diagramm werden einige wichtige Kenngrößen zur Tilgungsfähigkeit aufgetragen.

debt service:

- Die jährlichen Fremdkapitalzinsen sind abhängig vom aktuellen Kreditsaldo und dem Fremdkapitalzinssatz.
- Die jährliche FK-Tilgung hängt in erster Linie davon ab, welche Tilgungsstrategie im Kapitel 3.4.10 ausgewählt wurde. Bei Strategie 1 bleibt die Tilgung konstant, bei Strategie 2 steigt sie von Jahr zu Jahr an, weil die Zinsen immer kleiner werden (nachdem auch das Kreditsaldo immer weiter abnimmt).

*In unserem Beispiel wurde für die Tilgungsstrategie eine konstante Annuität gewählt, d.h. der Schuldendienst bleibt über die Tilgungsdauer konstant (bei ca. 2 Mio). Nachdem das Kreditsaldo immer weiter abnimmt (auch ersichtlich im langfristigen Fremdkapital der Bilanz in Kapitel 3.4.18.1) werden die Zinsen von Jahr zu Jahr geringer. Somit steigt der Tilgungsanteil jährlich an.*

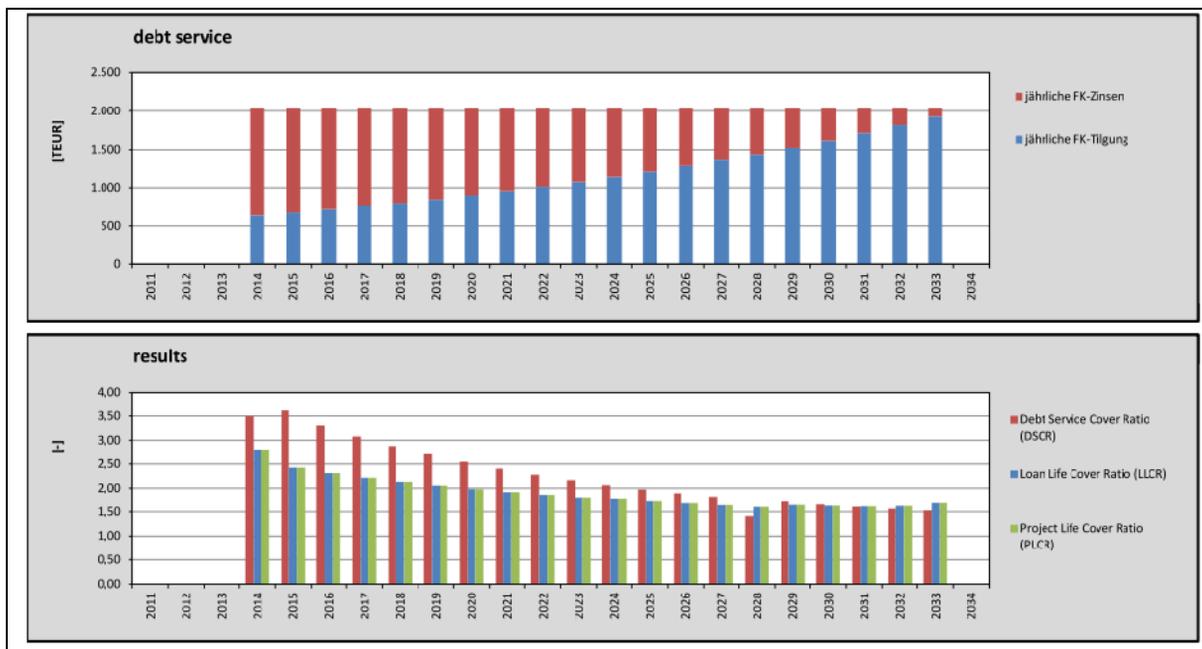


Abb. 67 Diagramm - Fremdkapitaltilgung

results:

Das Diagramm zeigt die jährlichen Berechnungsergebnisse für DSCR, LLCR und PLCR. Die Größen wurden in den vergangenen Kapiteln ausreichend behandelt.

### 3.5 Sensitivitätsanalyse

Innerhalb der Sensitivitätsanalyse werden diverse Eingangsgrößen ausgewählt und nach Wunsch des Benutzers/der Benutzerin variiert. Anschließend wird betrachtet, welche Auswirkungen diese Veränderungen auf die Ergebnisgrößen haben. Abb. 68 zeigt den Gesamtaufbau der Sensitivitätsanalyse. Die einzelnen Teilbereiche werden später behandelt.



Abb. 68 Sensitivitätsanalyse

Für die Sensitivitätsanalyse sollen jene Eingangsgrößen variiert werden, welche einerseits in der Realität mit großer Wahrscheinlichkeit variieren können und andererseits entsprechend hohe Auswirkungen auf die Ergebnisgrößen haben. Daher muss je nach Ergebnisgröße entschieden werden, welche Eingangsgrößen verändert werden sollen.

#### 3.5.1 Projektbezogene Ergebnisse

Nachdem der Marktwert des Eigenkapitals und der projektbezogene interne Zinsfuß vorrangig aus finanzierungsunabhängigen Größen (free Cash Flows) ermittelt werden, macht es keinen Sinn finanzierungsrelevante Eingangsgrößen zu variieren. Aus der Liste der Eingangsgrößen wurden gemeinsam mit dem Projektauftraggeber folgende Eingangsgrößen zur Veränderung ausgewählt:

- Investitionskosten

Auf Grund der hohen Anlagenintensität von Wasserkraftwerken spielen die Investitionskosten eine entscheidende Rolle in der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Investitionskosten fallen zwar nur zu Beginn der Anlagenutzung an und müssen somit nicht weit in die Zukunft hinein geplant werden, jedoch zeigt die Praxis dass, auf Grund der hohen Komplexität, die Investitionskosten häufig weit von den geplanten abweichen - das Risiko ist also entsprechend hoch.

- Die Steigerung der Strompreise

Die jährlichen Erlöse aus der Stromerzeugung (bzw. die Kosten aus dem Pumpbetrieb) hängen linear von den Strompreisen ab. Auf Grund der langen Nutzungsdauer müssen die Preise bis weit in die Zukunft hinein prognostiziert werden. Nachdem diese Prognosen sehr hohe Unsicherheiten aufweisen und unvorhersehbare Ereignisse wie beispielsweise Atomkatastrophen zum Teil enorme Auswirkungen auf die Strompreise haben können, ist es ratsam bei die Strompreisentwicklung in der Sensitivitätsanalyse zu berücksichtigen.

- Gesamtwirkungsgrad im Generatorbetrieb

Der Gesamtwirkungsgrad hat ebenfalls lineare Auswirkungen auf die Erlöse aus der Stromerzeugung. Der Grund, warum der Wirkungsgrad in die Sensitivitätsanalyse aufgenommen wird, ist nicht, dass er sich über die Nutzungsdauer verändert oder schwer prognostizierbar ist. Es soll vielmehr aufgezeigt werden, welche positiven Auswirkungen die Verwendung von verbesserten Technologien zur Stromerzeugung haben kann.

- Betriebsstunden im Generatorbetrieb

Wie Strompreis und Wirkungsgrad hat auch die Anzahl der Betriebsstunden lineare Auswirkungen auf die Erlöse. Die Prognostizierbarkeit der Betriebsstunden eines Jahres ist insofern schwierig, als dass sie sehr stark von den Witterungsverhältnissen abhängen. Daher werden auch sie in die Sensitivitätsanalyse aufgenommen.

### 3.5.2 Eigenkapitalbezogene Ergebnisse

Neben den oben genannten Eingangsgrößen spielen für den Marktwert des Eigenkapitals und für den eigenkapitalbezogenen internen Zinsfuß auch die finanzierungsrelevanten Größen eine Rolle. Für die Sensitivitätsanalyse werden daher zusätzlich zu den eben genannten folgende Eingangsgrößen mitbetrachtet:

- Eigenkapitalquote

Die Einbeziehung der Eigenkapitalquote soll zeigen, welcher Eigenkapitaleinsatz im Rahmen der zu Verfügung stehenden Mittel zum optimalen Ergebnis führt.

- Kreditlaufzeit, Tilgungsstrategie

Nachdem in der ersten Phase der Wirtschaftlichkeitsberechnung zumeist noch kein Kreditvertrag abgeschlossen ist, sollen Kreditlaufzeit und Tilgungsstrategie im Hinblick auf die Kreditverhandlungen optimiert werden.

- Fremdkapitalzinssatz

Im Vorhinein ist es schwierig den Zinssatz für Fremdkapital zu bestimmen, da meist der EURIBOR als Basis verwendet wird und dieser entsprechenden Schwankungen unterworfen ist.

### 3.5.3 Sonstige Ergebnisse

In der Sensitivitätsanalyse werden des Weiteren DSCR und ROI betrachtet. Die variierenden Eingangsgrößen sind dabei die gleichen wie jene für die eigenkapitalbezogenen Ergebnisse.

### 3.5.4 Bedienung der Sensitivitätsanalyse

Um die Sensitivitätsanalyse durchzuführen wird in das Tabellenblatt „*sensitivity*“ gewechselt.

HINWEIS: Um die Sensitivitätsanalyse zu starten bzw. zu aktualisieren muss die Taste F9 betätigt werden!

#### 3.5.4.1 Investitionskosten

Ausgangsgröße: Investitionskosten pro MW entsprechen den spezifischen Investitionskosten. Details siehe Kapitel 2.2.4.

Benutzereingabe: Steigerung bzw. Verringerung der Investitionskosten pro MW in TEUR pro MW.

| Investitionskosten in TEUR pro MW |                |             |
|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Verringerung um                   | Aktueller Wert | Erhöhung um |
| 500                               | 2.441          | 500         |

Abb. 69 Sensitivitätsanalyse - Investitionskosten

#### 3.5.4.2 Strompreise

Wie bereits erwähnt können die Strompreise entweder als Preis mit Teuerung oder als Szenario vom Benutzer/von der Benutzerin vorgegeben werden (siehe Kapitel 3.4.9). Daher muss für die Sensitivitätsanalyse ebenfalls zwischen diesen beiden Varianten unterschieden werden. Abb. 70 zeigt eine entsprechende Gegenüberstellung für die beiden Möglichkeiten. Die Sensitivitätsanalyse bezieht sich nur auf den Verkaufspreis.

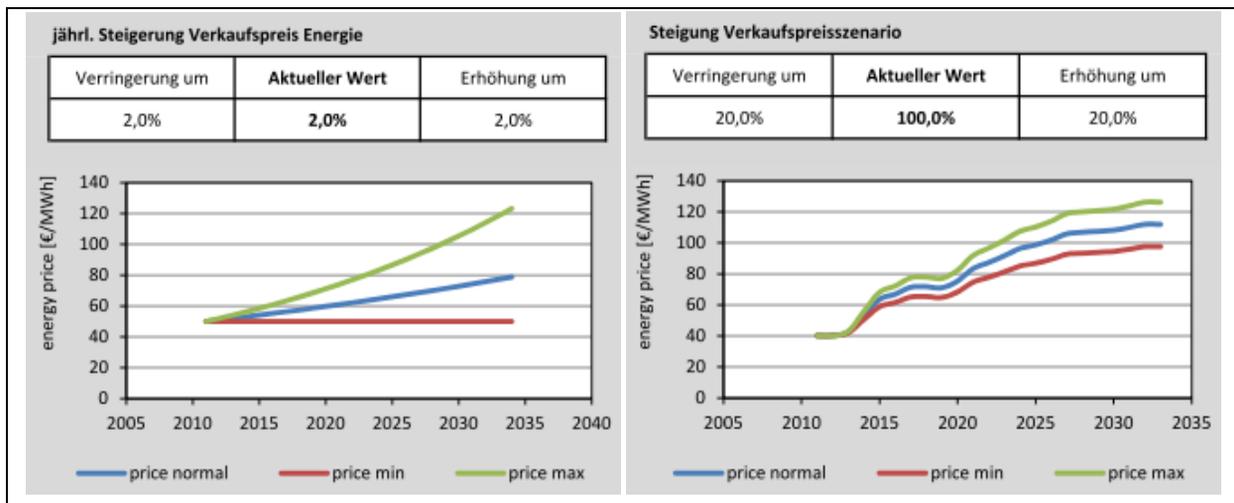


Abb. 70 Sensitivitätsanalyse - konstante Preissteigerung (links) und Preisszenario

### konstante Teuerung

In diesem Fall ist die Variation denkbar einfach. Als variierende Größe wird hier einfach die Teuerung angenommen, wobei vom Benutzer/von der Benutzerin wiederum eine Verringerung und eine Erhöhung der Teuerung vorgegeben werden. Im Diagramm unter dem Benutzereingabefeld kann man dabei die drei Preisverläufe betrachten.

*Beispiel: Der Verlauf für unser Beispiel wird in Abb. 70 auf der linken Seite dargestellt. Die ursprüngliche Preissteigerung beträgt 2 % und wird in der Sensitivitätsanalyse um 2 % verringert bzw. erhöht.*

### Szenario

In diesem Fall wird für den Strompreis ein beliebig wählbares Szenario eingegeben. Hier kann demnach nicht von einer konstanten, jährlichen Preissteigerung ausgegangen werden. Daher wird hier in der Sensitivitätsanalyse nicht die jährliche Teuerung sondern ein Faktor variiert, mit welchem die Änderung des Preises von einem Jahr auf das nächste verstärkt und abgeschwächt wird. Der Faktor stellt also ein, wie stark der Strompreis ausgehend vom Anfangswert ansteigt bzw. abfällt (je nach eingegebenen Szenario).

Die Berechnung erfolgt nach folgendem Schema:

Aus der Benutzereingabe für das Szenario werden die jährlichen Preisänderungen ermittelt:

$$\Delta p_n = p_{n+1} - p_n$$

$p_{n+1}$  ... Preis im Jahr n+1

$p_n$  ... Preis im Jahr n

$\Delta p_n$  ... Preisänderung vom Jahr n auf das Jahr n+1

Die Änderung wird schließlich mit einem Faktor  $f_p$  multipliziert:

$$\Delta p_{n,neu} = \Delta p_n * f_p \quad \rightarrow \quad p_{n+1,neu} = p_n + \Delta p_{n,neu}$$

Die Berechnung wird nun ausgehend vom Anfangspreis iterativ durchgeführt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist der Faktor  $f_p$  gleich eins, für die Sensitivitätsanalyse wird er vom Benutzer/von der Benutzerin vorgegeben.

Als Beispiel wird in Abb. 70 auf der rechten Seite ein vom Benutzer/von der Benutzerin definiertes Szenario mit verschiedenen Faktoren (0,8 bzw. 1,2) dargestellt.

### 3.5.4.3 Gesamtwirkungsgrad

Der Gesamtwirkungsgrad hat lineare Auswirkungen auf die Ausbauleistung. Die Berechnung der Ausbauleistung kann umgangen werden, indem die Ausbauleistung einfach als direkter Wert eingegeben wird. In diesem Fall würde auch der Gesamtwirkungsgrad als Eingangsgröße umgangen werden, da er Teil der Berechnung der Ausbauleistung ist. Somit müssen die beiden Fälle unterschieden werden.

#### Ausbauleistung wird im Modell berechnet

Hier ist die Berechnung Variation wieder relativ einfach. Als variierende Größe wird einfach der Gesamtwirkungsgrad angegeben.

Ausgangsgröße: Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{\text{tot}}$

Benutzereingabe: Erhöhung bzw. Verringerung des Gesamtwirkungsgrades in %.

| Gesamtwirkungsgrad |                |             |
|--------------------|----------------|-------------|
| Verringerung um    | Aktueller Wert | Erhöhung um |
| 5,0%               | 71,5%          | 5,0%        |

Abb. 71 Sensitivitätsanalyse - Wirkungsgrad

#### Ausbauleistung wird direkt eingegeben

In diesem Fall wird nicht der Wirkungsgrad sondern direkt die Ausbauleistung variiert.

### 3.5.4.4 weitere Größen

Die Variation aller weiteren Größen erfolgt einfach durch Benutzereingaben. In allen Fällen werden hierbei eine Verringerung und eine Erhöhung des jeweiligen Wertes angegeben. Bei der Tilgungslaufzeit für das Fremdkapital ist darauf zu achten, dass sie nicht größer werden kann als die Nutzungsdauer.

### 3.5.4.5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Nach Eingabe aller Variablen und Betätigung der F9 Taste können die Ergebnisse in Abhängigkeit der variierten Parameter betrachtet werden. Als Veranschaulichung zeigt Abb. 72 die Sensitivitätsanalyse für den Marktwert des Gesamtkapitals.

| Marktwert Gesamtkapital in TEUR |       |                              |        |        |                     |       |                    |        |        |
|---------------------------------|-------|------------------------------|--------|--------|---------------------|-------|--------------------|--------|--------|
|                                 |       | Investitionskosten [TEUR/MW] |        |        |                     |       | Gesamtwirkungsgrad |        |        |
|                                 |       | 1.941                        | 2.441  | 2.941  |                     |       | 66,5%              | 71,5%  | 76,5%  |
| Teuerung Strompreis             | 0,00% | 30.072                       | 25.432 | 20.808 | Betriebsdauer [h/a] | 4.025 | 25.996             | 30.156 | 34.346 |
|                                 | 2,00% | 34.716                       | 30.156 | 25.661 |                     | 5.025 | 25.996             | 30.156 | 34.346 |
|                                 | 4,00% | 40.647                       | 36.038 | 31.520 |                     | 6.025 | 25.996             | 30.156 | 34.346 |

Abb. 72 Ergebnis Sensitivitätsanalyse - Marktwert des Gesamtkapitals

Betrachtet man nun beispielsweise das linke Diagramm, so erkennt man wie sich der Marktwert des Gesamtkapitals in Abhängigkeit der Investitionskosten und der Strompreisteuerung verhält. Verringert man demnach die spezifischen Investitionskosten um 500.000 €/MW erreicht man eine Erhöhung des Marktwertes um fast 5 Mio. €.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Dieses Kapitel soll einen kurzen Rückblick über die einzelnen Teilbereiche dieser Arbeit liefern. Zunächst werden die Rahmenbedingungen und die Ausgangssituation behandelt. In weiterer Folge soll noch einmal wiederholt werden, wie die Ziele und die konkreten Aufgabenstellungen aussehen. In der Zusammenfassung der theoretischen Betrachtung wird analog zu Kapitel 2 zunächst auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung, anschließend auf die theoretischen Grundlagen zu Wasserkraftwerken und im letzten Schritt auf die betrachteten Strommärkte eingegangen. Aus dem dritten Kapitel, der praktischen Umsetzung, werden ebenfalls nochmal die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst.

Im Ausblick sollen schlussendlich die zukünftigen Anwendungen des Rechenmodells und daraus resultierende Verbesserungs- bzw. Erweiterungsmaßnahmen behandelt werden.

### 4.1 Zusammenfassung

Bei der Betrachtung der Ausgangssituation wurde zunächst die Absicht der GEP in den Bereich der Kleinwasserkraft zu investieren aufgegriffen. Interessant sind daher vor allem Projekte im rumänischen Raum. Um diese Absicht zu untermauern, wurden bezogen auf die europäische Energiestrategie Prognosen und Potentiale in Europa erwogen. Das Ergebnis zeigt sowohl Potentiale als auch Trends in Richtung Ausbau der Kleinwasserkraft, vor allem im osteuropäischen und somit auch im rumänischen Raum. Die grundsätzlichen Voraussetzungen sind also gegeben. Um zu überprüfen ob der Bau von KWK-Anlagen auch ökonomisch sinnvoll ist, sollte innerhalb dieser Arbeit ein Wirtschaftlichkeitsrechenmodell geschaffen werden. Die Ziele sind dabei die Ermittlung

- des Marktwertes des Gesamtkapitals für die Kraftwerksbetreiber/innen
- des Marktwertes des Eigenkapitals für Eigenkapitalgeber/innen sowie
- die Kreditwürdigkeit der Kraftwerksgesellschaft für Fremdkapitalgeber/innen.

Innerhalb des zweiten Kapitels, der theoretischen Betrachtung, wurden zunächst die Methoden zur Erreichung dieser Ziele ermittelt. Einen Überblick hierzu liefert Abb. 20, in welchem die verwendeten Verfahren für die einzelnen Ziele zusammengefasst sind. Für die Erreichung der ersten beiden Ziele erwiesen sich die sogenannten Discounted Cash Flow Methoden als die richtigen. Es ist zwar darauf hinzuweisen, dass diese Methoden aus der Unternehmensbewertung und nicht aus der Investitionsrechnung stammen, die Verwendung derselben ist jedoch aus zwei Gründen legitim. Zum Einen werden die Kraftwerke der GEP als eigene Unternehmen betrieben und zum Anderen verwenden die Discounted Cash Flow Verfahren mit der Kapitalwertmethode ein wichtiges Instrument der Investitionsrechnung und sind somit auch eng mit derselben verknüpft.

Für die Ermittlung der Kreditwürdigkeit wird der DSCR und der LLCR berechnet. Als Ergebnis geben diese beiden Größen Aufschluss darüber, inwiefern die Kraftwerksgesellschaft in

der Lage sein wird aus den erzielten Einnahmen die Schuldendienste der einzelnen Nutzungsjahre zurück zu zahlen.

In weiterer Folge wird auch eine Sensitivitätsanalyse implementiert um Risiken bezüglich der Prognosen abzufedern bzw. beurteilen zu können.

Im zweiten Teil der theoretischen Betrachtung ging es um den generellen Aufbau von Wasserkraftanlagen und die Berechnung der Ausbauleistung, welche ebenfalls Teil des Rechenmodells ist. Für die Berechnung wird dabei zwischen unterschiedlichen Kraftwerkstypen differenziert.

Im dritten und letzten Teil der theoretischen Betrachtung wurden der österreichische und der rumänische Strommarkt unter die Lupe genommen. In beiden Märkten gibt es zur Ermittlung der Strompreise die Möglichkeit auf Strombörsen zurückzugreifen. Ebenso wurden die staatlichen Förderstrukturen für Kleinwasserkraft betrachtet. Während in Österreich Investitionsförderungen für den Bau von Kleinwasserkraftanlagen geboten werden, gibt es in Rumänien die Möglichkeit zum Handel mit Green Certificates. Dabei werden pro eingespeister Energiemenge eine bestimmte Anzahl an Green Certificates erlangt, welche dann in weiterer Folge an dafür vorgesehenen Energiebörsen verkauft werden können.

Das dritte Kapitel umfasst schließlich die praktische Umsetzung des Modells. Zunächst wurden jedoch die Ergebnisgrößen aus Kapitel zwei im Bezug auf Kleinwasserkraftwerke aufgeschlüsselt und daraus die benötigten Eingangsgrößen identifiziert. Diese Eingangsgrößen werden im Modell vom Benutzer/von der Benutzerin vorgegeben. Daraus errechnet sich das Modell die gewünschten Ergebnisse. Als Software für die Implementierung wurde die Software *Excel 2007* von *Microsoft* gewählt.

## 4.2 Ausblick

Die erste Fassung des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells ist abgeschlossen und bereits innerhalb der Firma GEP im Einsatz. Im Laufe der nächsten Monate wird es vermutlich zu verschiedenen Verbesserungs- und Erweiterungsvorschlägen seitens der Benutzer/innen kommen. Vor allem für die GEP wäre es beispielsweise sinnvoll die erwähnten Synergieeffekte zwischen Wasser- und Windkraft innerhalb des Modells zu berücksichtigen.

Ebenso wird es nach Realisierung der ersten Kraftwerksprojekte zahlreiche Feedbacks geben, welche zeigen inwiefern die getroffenen Annahmen im Modell mit den Entwicklungen in der Realität übereinstimmen. Es ist also zu erwarten, dass das Modell im Laufe der Zeit ständig verändert und erweitert wird.

## Literaturverzeichnis

### Bücher und Dokumente

ADAM, D.: *Investitionscontrolling*. München 1997. Verlag: Oldenburg

DECKER, C.: *Internationale Projektfinanzierung: Konzeption und Prüfung*. Bremen 2007. Verlag: Books on Demand GmbH.

DILLERUP, R., & ALBRECHT, T.: *Investitionsprozess*. (2005). Institut für Strategie und Controlling an der Hochschule Heilbronn. Abgerufen am 26. Januar 2012 von: <http://isc.hs-heilbronn.de/Publikationen/Investitionsprozess.pdf>

GIESECKE, J., & MOSONYI, E.: *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. Berlin 2009. Verlag: Springer.

HAGENLOCH, T.: *Value Based Management und Discounted Cash Flow - Ansätze*. Burgheim 2007. Verlag: Books on Demand GmbH.

HOMBURG, C., KROHMER, H.: *Marketingmanagement*. Wiesbaden 2009. Verlag: Gabler

KALTSCHMITT, M., STREICHER, W., & WIESE, A. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin Heidelberg 2006. Verlag: Springer.

MANDL, G., & RABEL, K.: *Unternehmensbewertung - eine praxisorientierte Einführung*. Wien 2007. Verlag: Ueberreuter.

MEFFERT, H.: *Marketing - Grundlagen marktorientierter Unternehmensführung*. Wiesbaden 1998. Verlag: Gabler

MIHALIC, V.: *ABC der Betriebswirtschaft*. Wien 2005. Verlag: Linde.

NADVORNIK, W., BRAUNEIS, A., GRECHENIG, S., HERBST, A., & SCHUSCHNIG, T.: *Praxishandbuch des modernen Finanzmanagements*. Wien 2009. Verlag: Linde.

NESTLER, A., & KUPKE, T.: *Valnes - Independent Valuation Experts*. Stand: Juni 2003. Abgerufen am 06. Februar 2012 von <http://valnes.de/download/knowhow/Die%20Bewertung%20von%20Unt.%20Discounted%20Cashflow.pdf>

SCHACHT, U., & FACKLER, M. (Hrsg.): *Praxishandbuch Unternehmensbewertung*. Wiesbaden 2005. Verlag: Dr. Th. Gabler/GWV Fachverlage GmbH.

ROLFES, B.: *Moderne Investitionsrechnung*. München 1998. Verlag: Oldenburg.

SCHMIED, W., WANCATA, M., HANZLIK, C., JEHL, P., LENAUER, K., & SCHUBA, G.: *Projektfinanzierungen und strukturierte Finanzierungen*. Stand: Juni 2006. Abgerufen am 08. Februar 2012 von: <http://www.oekb.at/de/osn/DownloadCenter/exportservice/finanzieren/projektfinanzierung/Projektfinanzierung-OeKB-Handbuch.pdf>

STOCKINGER, B.: *Die Liberalisierung am europäischen Strommarkt*. Stand: September 2001. Abgerufen am 15. Februar 2012 von [http://stefan.schleicher.wifo.at/down/da/DA\\_Stockinger.pdf](http://stefan.schleicher.wifo.at/down/da/DA_Stockinger.pdf)

SWIDER, D. J.: *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten*. Stuttgart 2006. Verlag: Deutscher Universitätsverlag.

### Online-Quellen

Austrian Power Grid AG: *APG ab 2012 Regelzonenführer für ganz Österreich*. Stand: 21. Dezember 2011. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: <http://www.apg.at/de/news/presse-aussendungen>

Austrian Power Grid AG: *Ausschreibungen der Primärregelleistung in der Regelzone APG*. Stand: 2012. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>

Austrian Power Grid AG: *Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG*. Stand: 2012. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>

Austrian Power Grid AG: *Ausschreibungsergebnisse*. Stand: 2012. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: <https://www.apg.at/emwebapgrem/AuctionResultDetailExt.do>

Austrian Power Grid AG: *Strommarkt*. Stand: 2012. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: <http://www.apg.at/de/markt/strommarkt>

CONTROLLING-Portal.de: *Kennzahlen-Systeme*. Stand: 20. August 2009. Abgerufen am 11. März 2012 von: <http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Kennzahlen/Kennzahlen-Systeme.html>

CONTROLLING-Portal.de: *ROI (Return on Investment)*. Stand: 20. August 2009. Abgerufen am 11. März 2012 von: <http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Grundlagen/Kennzahlen/ROI-Return-on-Investment.html>

Damodaran, A. Stand: 2012. Abgerufen am 29. Februar 2012 von [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/data.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)

Deutsche Bank: *Wasserkraft in Europa*. Stand: 14. September 2010. Abgerufen am 22. Dezember 2011 von: [http://www.db.com/mittelstand/downloads/Wasserkraft\\_09\\_2010.pdf](http://www.db.com/mittelstand/downloads/Wasserkraft_09_2010.pdf)

Deutsch-Rumänische Industrie- und Handelskammer: *Erneuerbare Energien in Rumänien: Elektrische Energie*. Stand: Oktober 2011. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: [http://rumaenien.ahk.de/fileadmin/ahk\\_rumaenien/Publicatii/DE/Erneuerbare\\_Energien.pdf](http://rumaenien.ahk.de/fileadmin/ahk_rumaenien/Publicatii/DE/Erneuerbare_Energien.pdf)

E.ON Wasserkraft GmbH; Bayerische Elektrizitätswerke GmbH: *Potenzialstudie "Ausbaupotentiale Wasserkraft in Bayern"*. Stand: September 2009. Abgerufen am 14. Februar 2012 von: <http://www.lfu.bayern.de/wasser/wasserkraft/anlagenstatistik/doc/potentialstudie.pdf>

E-Control: *Ausgleichsenergie*. Stand: 2009. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/ausgleichsenergie>

E-Control: *Das Ökostrom-Fördersystem*. Stand: 2009. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem>

E-Control: *Die E-Control und der österreichische Energiemarkt*. Stand: 2009. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/econtrol/unternehmen>

E-Control: *Entwicklung der Großhandelspreise*. Stand: 2009. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/grosshandelspreise>

E-Control: *Liberalisierung und Monopol*. Stand: 2009. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strommarkt/struktur/monopol-und-liberalisierung>

E-Control: *Das österreichische Strommarktmodell*. Stand: April 2011. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell\\_oesterreich.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_oesterreich.pdf)

Energy Investments & Finance: *An Overview of the Renewable Energy Market in Romania*. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: [http://energyinvest.ro/market\\_reports.htm](http://energyinvest.ro/market_reports.htm)

ESHA - The European Small Hydropower Association: *state of the art of small hydropower*. Stand: 2004. Abgerufen am 22. Dezember 2011 von: <http://www.esha.be/publications/publications.html>

ESHA - The European Small Hydropower Association: *SHP in figures*. Stand: 2008. Abgerufen am 22. Dezember 2011 von: <http://www.esha.be/policy-projects/policy/small-hydropower-in-figures.html>

Euribor-rates.eu: *Drei Monats Euribor-Zinsen*. Stand: 2012. Abgerufen am 29. Februar 2012 von: <http://de.euribor-rates.eu/euribor-zinssatz-3-monate.asp>

Europäische Kommission für Energie: *Green certificates for promoting electricity from renewable sources*. Stand: 13. Juli 2011. Abgerufen am 19. Februar 2012 von: <http://www.anre.ro/documente.php?id=1086>

Europäische Kommission für Energie: *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure energy*. Stand: 10. November 2010. Abgerufen am 14. Dezember 2011 von: [http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011\\_energy2020\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2011_energy2020_en.pdf)

Europäische Kommission für Energie: *Energy Roadmap 2050*. Stand: 15. Dezember 2011. Abgerufen am 15. Dezember 2011 von: [http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com\\_2011\\_8852\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf)

Europäische Kommission. Steuern und Zollunion: *Wie die MwSt funktioniert*. Stand: 14. März 2012. Abgerufen am 14. März 2012 von: [http://ec.europa.eu/taxation\\_customs/taxation/vat/how\\_vat\\_works/index\\_de.htm](http://ec.europa.eu/taxation_customs/taxation/vat/how_vat_works/index_de.htm)

Europäisches Parlament: *Energiebinnenmarkt*. Stand: September 2009. Abgerufen am 15. Februar 2012 von: [http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU\\_4.13.2.pdf](http://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_4.13.2.pdf)

EUROSTAT. Stand: 15. Dezember 2011. Abgerufen am 15. Dezember 2011 von [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search\\_database](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database)

EXAA: *Handelbare Produkte am Spotmarkt Strom*. Stand: 2007. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: [http://www.exaa.at/spotmarket\\_energy/marketplace/products.html](http://www.exaa.at/spotmarket_energy/marketplace/products.html)

EXAA: *Handelskonzept*. Stand: 2007. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/grosshandelspreise>

EXAA: *Historische Daten am Spotmarkt der Lieferzone Österreich - Deutschland*. Stand: 2007. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: [http://www.exaa.at/market/historical/austria\\_germany/index.html](http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/index.html)

GLOBAL HYDRO ENERGY GmbH: *Turbinenkalkulator*. Abgerufen am 14. Februar 2012 von: <http://www.hydro-energy.com/turbinenkalkulator/>

OeMAG - Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: *Investitionsförderung für Kleinwasserkraftanlagen gemäß § 12a Ökostromgesetz*. Stand: 2007. Abgerufen am 17. Februar 2012 von: [http://www.oem-ag.at/static/cms/sites/oem-ag.at/media/downloads/Investitionsfoerderung/Informationsblatt\\_Kleinwasserkraft.pdf](http://www.oem-ag.at/static/cms/sites/oem-ag.at/media/downloads/Investitionsfoerderung/Informationsblatt_Kleinwasserkraft.pdf)

OeMAG - Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: *Wechsel in die Ökobilanzgruppe*. Stand: 2007. Abgerufen am 16. Februar 2012 von: [http://www.oem-ag.at/green\\_energy/power\\_production/wechselmanagement.html](http://www.oem-ag.at/green_energy/power_production/wechselmanagement.html)

OPCOM: *Trades - Results*. Stand: 2012. Abgerufen am 18. Februar 2012 von: <http://www.opcom.ro/rapoarte/raportPIPsiVolumTranzactionat.php?lang=en>

OPCOM: *Trades - Results*. Stand: 2012. Abgerufen am 19. Februar 2012 von:  
[http://www.opcom.ro/tranzactii\\_rezultate/tranzactii\\_rezultate.php?lang=en&id=64](http://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=en&id=64)

Controlling-Portal.de (Widt, A.): *Die Kapitalflussrechnung*. Stand: 30. Oktober 2008. Abgerufen am 07. Februar 2012 von: <http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Grundlagen/Die-Kapitalflussrechnung.html>

Wiener Börse: *BOND MARKET.AT*. Stand: 2012. Abgerufen am 29. Februar 2012 von:  
<http://www.wienerbourse.at/bonds/>

Wirtschaftskammer Österreich: *Steuersätze in den EU-Ländern*. Stand: 12. Dezember 2011. Abgerufen am 29. Februar 2012 von: [http://portal.wko.at/wk/format\\_detail.wk?angid=1&stid=457835&dstid=0&titel=Steuers%c3%a4tze%2cin%2cden%2cEU-L%c3%a4ndern](http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=457835&dstid=0&titel=Steuers%c3%a4tze%2cin%2cden%2cEU-L%c3%a4ndern)

Wirtschaftskammer Österreich: *Die Körperschaftssteuer*. Dezember 2011. Abgerufen am 29. Februar 2012 von: [http://portal.wko.at/wk/format\\_detail.wk?angid=1&stid=456200&dstid=0&titel=K%c3%b6rperschaftsteuer%2c\(K%c3%96St\)](http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=456200&dstid=0&titel=K%c3%b6rperschaftsteuer%2c(K%c3%96St))

## Abbildungsverzeichnis

|         |   |    |
|---------|---|----|
| Abb. 1  | Unternehmensstruktur der GEP .....  | 2  |
| Abb. 2  | Angestrebte Anteile der Primärenergieträger am europ. Verbrauch bis 2050 .....  | 3  |
| Abb. 3  | Anteil der erneuerbaren Energien an der europäischen Bruttostromerzeugung ..    | 4  |
| Abb. 4  | Prognose für den Anstieg der Kleinwasserkraft von 2008 bis 2020 in der EU ..... | 7  |
| Abb. 5  | GEP-Kernprozesse für Kraftwerksentwicklung, -realisierung und-betrieb .....     | 8  |
| Abb. 6  | Aufgabenbereiche im Rahmen der theoretischen Betrachtung.....                   | 12 |
| Abb. 7  | Die drei Phasen der praktischen Problemlösung .....                             | 14 |
| Abb. 8  | Terminplan 2011 .....   | 16 |
| Abb. 9  | Projektstrukturplan .....   | 17 |
| Abb. 10 | Phasen zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen .....      | 19 |
| Abb. 11 | Investitionsentscheidungsprozess .....  | 24 |
| Abb. 12 | Investitionsrechenverfahren.....  | 26 |
| Abb. 13 | Näherungsverfahren zur Ermittlung des internen Zinsfußes .....                  | 30 |
| Abb. 14 | Bewertungsverfahren im Überblick .....  | 33 |
| Abb. 15 | Überblick DCF-Verfahren .....   | 36 |
| Abb. 16 | Berechnungsschema des Marktwertes des Eigenkapitals (WACC Ansatz).....          | 36 |
| Abb. 17 | Nettoverfahren im Vergleich zum WACC-Ansatz .....                               | 40 |
| Abb. 18 | Capital Asset Pricing Model .....   | 41 |
| Abb. 19 | Berechnungsstruktur der Weighted Average Costs of Capital nach Du Pont .....    | 43 |
| Abb. 20 | Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsrechnung .....                           | 46 |
| Abb. 21 | typische Tagesganglinie des Leistungsbedarfes mit zugehörigen Kraftwerken ..    | 48 |
| Abb. 22 | Beispielhafte Abflussgang- und Abflussdauerlinie.....                           | 53 |
| Abb. 23 | Beispielhafter Leistungsplan zur Dimensionierung der Ausbauleistung .....       | 54 |
| Abb. 24 | Schema der Zuflüsse und Abflüsse bei Wasserkraftanlagen .....                   | 55 |
| Abb. 25 | Regulierter und freier Bereich des Elektrizitätsmarktes.....                    | 62 |
| Abb. 26 | Unterscheidung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung .....                 | 64 |
| Abb. 27 | Akteure am österreichischen Strommarkt .....                                    | 65 |
| Abb. 28 | Handelbare Stromprodukte an der EXAA .....                                      | 67 |
| Abb. 29 | Mittlerer Tagesverlauf des Market Clearing Preises von 2002 bis 2011 .....      | 68 |
| Abb. 30 | Durchschnittswerte des MCP für Base und Peak von 2002 bis 2011 .....            | 69 |

|         |  |     |
|---------|--|-----|
| Abb. 31 | Preise für Primärregelleistung im Jahr 2011 .....                            | 70  |
| Abb. 32 | Ausschreibungsergebnis für positive Sekundärregelleistung in KW06/2012 ..... | 71  |
| Abb. 33 | Ökostromfördersystem in Österreich .....                                     | 72  |
| Abb. 34 | Aufbau des rumänischen Strommarktes .....                                    | 74  |
| Abb. 35 | Jahresverlauf des MCP im österr. und im rumänischen Spotmarkt für 2012 ..... | 75  |
| Abb. 36 | Aufschlüsselung des Free Cash Flows einer Periode .....                      | 80  |
| Abb. 37 | Aufschlüsselung der Umsatzerlöse .....                                       | 82  |
| Abb. 38 | Aufschlüsselung der Betriebskosten .....                                     | 83  |
| Abb. 39 | Aufschlüsselung des Schuldendienst .....                                     | 83  |
| Abb. 40 | Aufschlüsselung der Steuern auf Einkommen und Ertrag .....                   | 84  |
| Abb. 41 | Aufschlüsselung des Flow to Equity einer Periode .....                       | 87  |
| Abb. 42 | Aufschlüsselung des Debt Service Cover Ratio für eine Periode .....          | 88  |
| Abb. 43 | Aufschlüsselung der Loan Life Cover Ratio .....                              | 89  |
| Abb. 44 | DuPont-Schema für die Berechnung des ROI .....                               | 89  |
| Abb. 45 | Aufteilung des Modells auf Tabellenblätter .....                             | 91  |
| Abb. 46 | Tabelleblatt „global“ .....  | 92  |
| Abb. 47 | Formatierungsmöglichkeiten für Zellen .....                                  | 96  |
| Abb. 48 | Laufzeiten für die Berechnung - Tabelleblatt global .....                    | 99  |
| Abb. 49 | technische Kraftwerksdaten im Tabelleblatt global .....                      | 101 |
| Abb. 50 | Berechnung der Ausbauleistung und der Betriebsdauern .....                   | 102 |
| Abb. 51 | Eingabe der Investitionen - Tabelleblatt invest .....                        | 106 |
| Abb. 52 | Eingabe der Folgeinvestitionen - Tabelleblatt invest .....                   | 108 |
| Abb. 53 | Erlöse und Betriebskosten - Tabelleblatt global .....                        | 108 |
| Abb. 54 | Eingabe von Preisszenarien - Tabelleblatt EBIT .....                         | 109 |
| Abb. 55 | Finanzierungsstruktur - Tabelleblatt global .....                            | 111 |
| Abb. 56 | Zinssätze, Steuersätze und Teuerungsraten - Tabelleblatt global .....        | 113 |
| Abb. 57 | Debitoren- und Kreditorenlaufzeit - Tabelleblatt global .....                | 114 |
| Abb. 58 | Fehlerüberprüfung - Tabelleblatt global .....                                | 115 |
| Abb. 59 | Korrektur der Bauzeitinsen - Tabelle financing .....                         | 115 |
| Abb. 60 | Erhöhung der Gewinnrücklagen für Folgeinvestitionen - Tabelleblatt PaL ..... | 116 |
| Abb. 61 | Berechnung der WACC - Tabelleblatt WACC .....                                | 117 |
| Abb. 62 | Ergebnisse der WACC-Berechnung .....   | 117 |

---

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| Abb. 63 | Ergebnisse - Tabellenblatt global.....  | 118 |
| Abb. 64 | Diagramm - Bilanz .....   | 119 |
| Abb. 65 | Diagramm - P&L und Investitionen .....  | 121 |
| Abb. 66 | Diagramm - Cash und Cash Flow .....   | 122 |
| Abb. 67 | Diagramm - Fremdkapitaltilgung.....   | 123 |
| Abb. 68 | Sensitivitätsanalyse .....  | 124 |
| Abb. 69 | Sensitivitätsanalyse - Investitionskosten .....                                 | 126 |
| Abb. 70 | Sensitivitätsanalyse - konstante Preissteigerung (links) und Preisszenario..... | 127 |
| Abb. 71 | Sensitivitätsanalyse - Wirkungsgrad .....                                       | 128 |
| Abb. 72 | Ergebnis Sensitivitätsanalyse - Marktwert des Gesamtkapitals.....               | 129 |

## Tabellenverzeichnis

|        |   |    |
|--------|---|----|
| Tab. 1 | Weltweites Wasserkraftpotenzial 2007 .....                                    | 5  |
| Tab. 2 | Kostengliederungssystem mit Kostengruppen und Funktionsbereichen .....        | 20 |
| Tab. 3 | Durchschnittliche Lebensdauern von Anlagenteilen bei Wasserkraftanlagen ..... | 50 |
| Tab. 4 | Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraft in Österreich .....                | 73 |
| Tab. 5 | Gesetzliche Quoten für erneuerbare Energien in Rumänien .....                 | 76 |
| Tab. 6 | Preisverlauf für die Grünen Zertifikate in €/MWh .....                        | 77 |
| Tab. 7 | Größen für die Berechnung des WACC (Stand 29.02.2012) .....                   | 86 |

## Abkürzungsverzeichnis

|        |   |
|--------|---|
| APCS   | Austrian Power Clearing and Settlement AG |
| APG    | Austrian Power Grid AG                    |
| CAPEX  | Capital Expenditures                      |
| CAPM   | Capital Asset Pricing Model               |
| CFaDS  | Cash Flow available for Debt Service      |
| DAM    | Day Ahead Market                          |
| DBR    | Deutsche Bank Research                    |
| DCF    | Discounted Cash Flow                      |
| DSCR   | Debt Service Cover Ratio                  |
| EBIT   | Earnings before Interest and Taxes        |
| EK     | Eigenkapital                              |
| EU-27  | Die 27 Mitgliedsstaaten der EU            |
| EUR, € | Euro                                      |
| EXAA   | Energy Exchange Austria                   |
| FK     | Fremdkapital                              |
| FTE    | Flow to Equity                            |
| GC     | Green Certificates                        |
| GEP    | Global Energy Partners GmbH               |
| GHP    | Gerald Hehenberger Privatstiftung         |
| GmbH   | Gesellschaft mit beschränkter Haftung     |
| GuV    | Gewinn- und Verlustrechnung               |
| KG     | Kostengruppe                              |
| KÖSt   | Körperschaftssteuer                       |
| kWh    | Kilowattstunden                           |

---

|       |  |
|-------|--|
| KWK   | Kleinwasserkraft                             |
| LLCR  | Loan Life Cover Ratio                        |
| MCP   | Market Clearing Price                        |
| MS    | Microsoft                                    |
| MW    | Megawatt                                     |
| MWh   | Megawattstunden                              |
| ÖKB   | Österreichische Kontrollbank                 |
| OPCOM | Operatorul Pietei Romane de Energie Eletrica |
| OPEX  | Operation Expenditures                       |
| OTC   | Over-theCounter                              |
| PLCR  | Project Life Cover Ratio                     |
| PSKW  | Pumpspeicherkraftwerke                       |
| PSP   | Projektstrukturplan                          |
| ROI   | Return on Investment                         |
| SET   | Sustainable Energy Technologies              |
| TEUR  | Tausend Euro                                 |
| TWh   | Terawattstunden                              |
| ÜNB   | Übertragungsnetzbetreiber                    |
| WACC  | Weighted Average Costs of Capital            |

## **Anhang**

|   |            |
|---|------------|
| <b>Anhang 1: Liste mit Eingangs-, Zwischen- und Ergebnisgrößen.....</b> | <b>144</b> |
|---|------------|

## **Anhang 1: Liste mit Eingangs-, Zwischen- und Ergebnisgrößen**

Die folgende Liste beinhaltet sämtliche Größen und Parameter, welche innerhalb des Wirtschaftlichkeitsrechenmodells benötigt bzw. berechnet werden. Es sollen vorweg die einzelnen Spalten beschrieben werden:

### **Spalte Nr.:**

Die Größen sind nach einer laufenden Nummer geordnet. Es handelt sich dabei um jene Nummer, welche bei jeder einzelnen Zelle im Modell im Kommentar aufscheint. Der/die Benutzer/in hat somit die Möglichkeit die Größe aus dem Modell in der Liste zu finden.

### **Spalten Bezeichnung und Abk.**

Gibt die genaue Bezeichnung und die zugehörige Abkürzung der Größe wieder

### **Die Spalte Typ unterscheidet dabei folgende Größen:**

- E...Eingangsgrößen → Größen welche vom Benutzer/von der Benutzerin eingegeben werden müssen.
- A...Ausgangsgrößen → Größen die das Modell als Ergebnis berechnen soll.
- Z...Zwischengrößen → Größen welche als Zwischenschritte zur Ermittlung der Ausgangsgrößen berechnet werden müssen.

### **Spalten min. und max.:**

Sofern eine Größe numerisch begrenzt ist wird hier das Minimum und das Maximum angegeben.

### **Spalte Beschreibung:**

Um die Handhabung zu erleichtern wird hier eine kurze Beschreibung der Größe geboten.

### **Spalte Quellen:**

Sofern möglich wird eine Quelle für die Ermittlung der entsprechenden Größe angegeben.

### **Spalte Ergebnis:**

Hier wird angegeben für welches Zwischen- bzw. Endergebnis die entsprechende Größe benötigt wird.

| Nr | Bezeichnung                           | Abk.              | Typ | Einheit  | min.  | max.  | Beschreibung  | Quellen                    | Ergebn.       |
|----|---------------------------------------|-------------------|-----|----------|-------|-------|---|----------------------------|---------------|
| 1  | Bruttofallhöhe                        | hf                | E   | m        | 0     | -     | Die mittlere Jahresfallhöhe, gemessen vom Schwerpunkt des Oberwasserspeichers bis zum Maschinenhaus   | -                          | $P_a$         |
| 2  | verfügbares Speichervolumen           | $V_{sp}$          | E   | $m^3$    | 0     | -     | Verfügbares Speichervolumen im Oberspeicher   | -                          | $V_{erz}$     |
| 3  | Mindestspeichervolumen                | $V_{min}$         | E   | $m^3$    | 0     | -     | Mindestvolumen an Wasser das im Oberspeicher bleiben muss   | -                          | $V_{erz}$     |
| 4  | mittlerer natürlicher Zufluss         | MQ                | E   | $m^3/s$  | 0     | -     | Mittlerer natürlicher Jahreszufluss in das Speicherbecken   | -                          | $Q_T, V_{zu}$ |
| 5  | Mindestwasserabfluss                  | $Q_{pfl}$         | E   | $m^3/s$  | 0     | -     | vorgeschriebene Abflussmenge zur Erhaltung der ökologischen Gegebenheiten   | wird nicht ermittelt       | $Q_T$         |
| 6  | mittlerer jährlicher Verlustabfluss   | $Q_v$             | E   | $m^3/s$  | 0     | -     | mittlerer jährlicher Verlustabfluss durch Verdunstung, Versickerung ...   | wird nicht ermittelt       | $Q_T$         |
| 7  | Wirkungsgrad Triebwasserleitung       | $\eta_L$          | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad der Triebwasserleitung bei Ausbaudurchfluss (Ausbauleistung)   | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 8  | Wirkungsgrad Turbine                  | $\eta_T$          | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad der Turbine bei Ausbauleistung   | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 9  | Wirkungsgrad Generator                | $\eta_G$          | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad Generator bei Ausbauleistung   | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 10 | Wirkungsgrad Getriebe                 | $\eta_{getriebe}$ | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad Getriebe bei Ausbauleistung  | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 11 | Wirkungsgrad Transformator            | $\eta_{trafo}$    | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad des Transformators bei Ausbauleistung  | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 12 | Wirkungsgrad Eigenverbrauch           | $\eta_{bc}$       | E   | -        | 0     | 1     | Wirkungsgrad Eigenversorgung ohne Berücksichtigung der Pumpleistung   | wird ermittelt             | $\eta_{tot}$  |
| 13 | Gesamtwirkungsgrad                    | $\eta_{tot}$      | Z   | -        | 0     | 1     | Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerkes bei Ausbauleistung im Generatorbetrieb bzw. bei aufgenommener Pumpleistung im Pumpbetrieb                                      |                            | $P_a$         |
| 14 | Tagesdauer Generatorbetrieb           | $T_d$             | E   | h        | 0     | 24    | tägliche Betriebsdauer im Spitzenlastbetrieb, wichtig für PSKW mit Tagesspeicher  | wird ermittelt (Diagramme) | $T_s$         |
| 15 | Tage im Generatorbetrieb pro Jahr     | $D_s$             | E   | d        | 0     | 365   | Anzahl der Tage pro Jahr, in denen im Spitzenlastbetrieb produziert wird  | wird ermittelt             | $T_6$         |
| 16 | jährliche Stunden im Generatorbetrieb | $T_s$             | Z,E | h        | 0     | 8760  | jährliche Betriebsdauer im Spitzenlastbetrieb ermittelt aus der Tagesganglinie  | wird ermittelt (Diagramme) | SLE           |
| 17 | Dichte Wasser                         | $\rho_w$          | E   | $kg/m^3$ | 999,7 | 999,7 |   |                            | $P_a$         |
| 18 | Erdbeschleunigung                     | g                 | E   | $m/s^2$  | 9,81  | 9,81  |   |                            | $P_a$         |
| 19 | tägliche Wassermenge für Erzeugung    | $V_{erz,d}$       | Z   | $m^3$    | 0     |       | tägliche Wassermenge für Erzeugung, errechnet aus der Differenz verfügbaren Speichervolumen und Mindestspeichervolumen welches im Oberwasserspeicher bleiben muss |                            | $P_a$         |
| 20 | mittlerer natürlicher Tageszufluss    | $V_{zu,d}$        | Z   | $m^3$    | 0     |       | täglicher natürlicher Zufluss, berechnet aus dem natürlichem Zufluss weniger dem Verlustabfluss und dem Mindestwasserabfluss                                      |                            | $P_a$         |
| 21 | mittlere tägliche Pumpmenge           | $V_{p,d}$         | Z   | $m^3$    | 0     |       | tägliche Wassermenge, die in den Oberwasserspeicher gepumpt werden muss; $V_{erz,d} - V_{zu,d}$   |                            | $P_a$         |
| 22 | Jahreswasserfracht zur Erzeugung      | $V_{erz,y}$       | Z   | $m^3$    | 0     |       | Jahreswasserfracht zur Erzeugung; = $V_{erz,d} * D_s$   |                            | $P_a$         |
| 23 | gepumpte Jahreswassermenge            | $V_{p,y}$         | Z   | $m^3$    | 0     |       | Jahreswasserfracht zur Erzeugung; = $V_{p,d} * D_s$   |                            | $P_a$         |
| 24 | Ausbaudurchfluss                      | $Q_a$             | Z   | $m^3/s$  | 0     |       | Ausbaudurchfluss des Kraftwerkes  |                            | $P_a$         |

| Nr | Bezeichnung                             | Abk.         | Typ | Einheit           | min. | max. | Beschreibung   | Quellen                               | Ergebn.    |
|----|---|--------------|-----|-------------------|------|------|--|---------------------------------------|------------|
| 25 | Ausbauleistung Generator                | $P_{gen,a}$  | Z   | kW                | 0    |      | Ausbauleistung des Generators  |                                       | $P_{a,d}$  |
| 26 | Ausbauleistung                          | $P_a$        | Z   | kW                | 0    |      | Ausbauleistung an der Oberspannungsseite des Transformators  |                                       | EGL, SLE   |
| 27 | Durchfluss Pumpbetrieb                  | $Q_p$        | Z   | m <sup>3</sup> /s | 0    |      | Durchfluss Pumpbetrieb bei Motorbetrieb mit Ausbaugeneratorleistung  |                                       |            |
| 28 | jährliche Betriebsdauer Pumpbetrieb     | $T_{p,y}$    | Z   | h                 | 0    |      | benötigte jährliche Pumpdauer  |                                       |            |
| 29 | aufgenommene Leistung Pumpbetr.         | $P_{el,p}$   | Z   | kW                | 0    |      | aus dem Netz aufgenommene Leistung im Pumpbetrieb  |                                       |            |
| 30 | Wirkungsgrad Motor im Pumpbetr.         | $\eta_{r,p}$ | E   | -                 | 0    | 1    | Wirkungsgrad des Generators im Pumpbetrieb (Motor)   | wird ermittelt                        |            |
| 31 | Wirkungsgrad Turbine im Pumpbetr.       | $\eta_{rot}$ | E   | -                 | 0    | 1    | Wirkungsgrad der Turbine im Pumpbetrieb  | wird ermittelt                        |            |
| 32 | Kraftwerkstyp                           | -            | E   | -                 | -    | -    | PSKW (Tagessp)... Pumpspeicherkraftwerk mit Tagesspeicher, LKW ... Laufkraftwerk, SKW ... Speicherkraftwerk, PSKW ... Pumpspeicherkraftwerk mit Wochen- oder Jahresspeicher  |                                       |            |
| 33 | Investitionskosten                      | IK           | E   | TEUR              | 0    | -    | Die Investitionskosten können wahlweise für die einzelnen Kraftwerkskomponenten oder als Gesamtinvestitionskosten eingetragen werden. Zusätzlich werden noch die Kosten für Entwicklung, Finanzierung und rechtliche Angelegenheiten hinzugezählt. | siehe Dokument Lebensdauern_PSKW.docx | CFI, AfA   |
| 34 | Abschreibungsdauer                      | $T_{afA}$    | E   | a                 |      |      | Entspricht der Abschreibungsdauer der einzelnen Komponenten. Nach der Abschreibungsdauer ist die Nutzung der Komponenten nur mit erheblichen Folgeinvestitionen möglich.   | siehe Dokument Lebensdauern_PSKW.docx | AfA        |
| 35 | Investitionskosten inkl. Teuerung       | $IK_T$       | Z   | TEUR              | 0    | -    | Entspricht den jeweiligen Investitionskosten ab- bzw. aufgezinnt mit der Teuerung für CAPEX bezogen auf den Bezugszeitpunkt YB   |                                       | CFI, AfA   |
| 36 | jährliche Abschreibungen                | $AfA_i$      | Z   | TEUR              | 0    | -    | Entspricht der jährlichen Abschreibung der (Folge-) Investitionskosten inkl. Teuerung. Die Berechnung erfolgt linear. Die Abschreibung beginnt mit der Nutzungsdauer bzw. mit dem Zeitpunkt der Folgeinvestition.                                  |                                       | ROI        |
| 37 | Entwicklungskosten                      |              | E   | TEUR              | 0    | -    | Die Kosten für die Entwicklung des betrachteten Projektes.   |                                       | $IK_{ges}$ |
| 38 | einmalige Netzanbindungskosten          |              | E   | TEUR              | 0    | -    | Rechtliche und vertragsbezogene Kosten für die Anbindung an das örtliche Hochspannungsnetz.  |                                       | $IK_{ges}$ |
| 39 | Fremdkapitalfinanzierungsgebühren       |              | E   | TEUR              | 0    | -    | Finanzierungsgebühren für die Aufnahme von Fremdkapital  |                                       | $IK_{ges}$ |
| 40 | Fremdkapitalzinsen in der Bauphase      |              | E   | TEUR              | 0    | -    | Fremdkapitalzinsen, die während der Bauphase anfallen und somit noch nicht zurückgezahlt werden können.  |                                       | $IK_{ges}$ |
| 41 | Gesamtinvestitionskosten                | $IK_{ges}$   | A   |                   | 0    | -    | Die Summe der einzelnen Investitionskosten ohne Berücksichtigung der Teuerung  |                                       |            |
| 42 | Gesamtinvestitionskosten inkl. Teuerung | $IK_{ges,T}$ | A   | TEUR              | 0    | -    | Die Summe der einzelnen Investitionskosten unter Berücksichtigung der Teuerung   |                                       |            |

| Nr | Bezeichnung  | Abk.               | Typ | Einheit | min.           | max.             | Beschreibung   | Quellen | Ergebn. |
|----|--|--------------------|-----|---------|----------------|------------------|--|---------|---------|
| 43 | jährliche (Folge-) Investitionskosten inkl. Teuerung | IKT <sub>j</sub>   | Z   | TEUR    | 0              | -                | Summe aller Investitionskosten des jeweiligen Jahres unter Berücksichtigung der Teuerung [CAPEX]   |         | CFI     |
| 44 | Jahr der Folgeinvestition                            |                    | E   | a       | Y <sub>N</sub> | Y <sub>N+1</sub> | Jenes Jahr, in welchem die Folgeinvestition getätigt wird  |         | AfA     |
| 45 | Beginn Anlagennutzung                                | Y <sub>N</sub>     | E   | a       |                |                  | Jahr in welchem die Anlage in Betrieb geht   |         |         |
| 46 | Nutzungsdauer  | N                  | E   | a       | 1              | see comment      | Betrachtete Nutzungsdauer der Anlage   |         |         |
| 47 | Beginn Investitionsphase                             | Y <sub>i</sub>     | E   | a       |                |                  | Jahr in welchem begonnen wird zu investieren   |         |         |
| 48 | Investitionsdauer                                    | D <sub>i</sub>     | E   | a       | 1              | 5                | Dauer der Investitionsphase (im Allgemeinen die Bauzeit), kann sich auch mit der Nutzungsdauer überschneiden.  |         |         |
| 49 | Beginn FK-Tilgung                                    | Y <sub>FK</sub>    | Z   | a       | Y <sub>N</sub> | Y <sub>N</sub>   | Die FK-Tilgung beginnt mit dem ersten Nutzungsjahr   |         |         |
| 50 | Dauer FK-Tilgung                                     | D <sub>FK</sub>    | E   | a       | 0              |                  | Laufzeit für die Rückzahlung des FK  |         |         |
| 51 | Bezugszeitpunkt Teuerung und Auf-/Abzinsung          | Y <sub>0</sub>     | E   | a       |                |                  | Ausgangsjahr für die Teuerung und die Auf-/Abzinsung und somit auch jenes Jahr, auf das sich die Barwerte beziehen   |         |         |
| 52 | Preissteigerung CAPEX                                | T <sub>CAPEX</sub> | E   | %       | 0              | 100              | jährliche Preissteigerung für Investitionskosten   |         |         |
| 53 | Buchwert   | RW                 | Z   | TEUR    |                |                  | Buchwert der Investitionen unter Berücksichtigung der Abschreibungen   |         |         |
| 54 | Strompreis Generatorbetrieb                          | p <sub>gen</sub>   | E   | €/MWh   |                |                  | Jener durchschnittlicher Nettostrompreis (über das Jahr gerechnet), bei welchem das Kraftwerk Strom erzeugt. Er kann als Szenario im Tabellenblatt EBIT oder als fixer Wert mit jährlicher Teuerung (Preissteigerung Energiepreis) angegeben werden            |         |         |
| 55 | Strompreis Pumpbetrieb                               | p <sub>pump</sub>  | E   | €/MWh   |                |                  | Jener durchschnittlicher Bruttostrompreis (über das Jahr gerechnet), bei welchem das Kraftwerk pumpt. Er kann als Szenario im Tabellenblatt EBIT oder als fixer Wert mit jährlicher Teuerung (Preissteigerung Energiepreis) angegeben werden                   |         |         |
| 56 | Preis Green Certificates                             | p <sub>gc</sub>    | E   | €/MWh   |                |                  | Durchschnittlicher Jahrespreis für GC. Bitte berücksichtigen sie in diesem Preis auch die Menge an GC, die pro MWh vergütet wird. Er kann als Szenario im Tabellenblatt EBIT oder als fixer Wert mit jährlicher Teuerung (Preissteigerung GC) angegeben werden |         |         |
| 57 | jährliche Förderungen (keine Steigerung)             | F                  | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Förderungen (keine Steigerung)   |         |         |
| 58 | jährliche Erlöse Primärregelung                      | E <sub>pk</sub>    | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Erlöse Primärregelung  |         |         |
| 59 | jährliche Erlöse Sekundärregelung                    | E <sub>sk</sub>    | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Erlöse Sekundärregelung  |         |         |
| 60 | jährliche Lohnkosten                                 | KL                 | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Lohnkosten   |         |         |
| 61 | jährliche Mietkosten                                 | K <sub>M</sub>     | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Mietkosten   |         |         |
| 62 | jährliche Versicherungskosten                        | K <sub>v</sub>     | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Versicherungskosten  |         |         |
| 63 | jährliche Wartungskosten                             | K <sub>w</sub>     | E   | TEUR    | 0              |                  | jährliche Wartungskosten   |         |         |

| Nr | Bezeichnung                                   | Abk.             | Typ | Einheit | min. | max. | Beschreibung  | Quellen | Ergebn. |
|----|---|------------------|-----|---------|------|------|---|---------|---------|
| 64 | sonstige jährliche Betriebskosten             | Ks               | E   | TEUR    | 0    |      | sonstige jährliche Betriebskosten   |         |         |
| 65 | Preissteigerung OPEX                          | PSOPEX           | E   | %       |      |      | jährliche Preissteigerung der Betriebskosten  |         |         |
| 66 | Preissteigerung Energiepreis                  | PSe              | E   | %       |      |      | jährliche Preissteigerung der Energiepreise   |         |         |
| 67 | Preissteigerung Green Certificates            | PSGC             | E   | %       |      |      | jährliche Preissteigerung der Green Certificates  |         |         |
| 68 | Eigenkapitalquote                             | EKA              | E   | %       | 0    | 100  | Jener Anteil der Investitionskosten, welcher durch Eigenkapital gedeckt wird  |         |         |
| 69 | Eigenkapitalzuschuss gesamt                   | EK               | Z   | TEUR    |      |      | Gesamtes, zugeschossenes Eigenkapital bestehend aus Investitionskosten, Finanzierungsgebühren und Fremdkapitalzinsen während der Bauzeit                |         |         |
| 70 | Gewinnausschüttungsrate                       | GAR              | E   | %       | 0    | 100  | Jener Anteil am jährlichen Gewinn, welcher ausgeschüttet wird. Bitte beachten Sie dass die Höhe der Auszahlung auf das verfügbare Bargeld begrenzt ist. |         |         |
| 71 | Fremdkapitalquote                             | FKA              | Z   | %       | 0    | 100  | Jener Anteil der Investitionskosten, welcher durch Fremdkapital gedeckt wird  |         |         |
| 72 | Fremdkapitalzuschuss gesamt                   | FK               | Z   | TEUR    |      |      | Gesamtes zugeschossenes langfristiges Fremdkapital bestehend aus Investitionskosten, Finanzierungsgebühren und Fremdkapitalzinsen während der Bauzeit   |         |         |
| 73 | Tilgungsstrategie                             | RP               | E   |         | 1    | 3    | Tilgungsstrategie: 1 ... konstante Tilgung, 2 ... kontante Annuitäten, 3 ... Cash Flow orientiert   |         |         |
| 74 | Prozentsatz des Cash Flow für Tilgung         |                  | E   | %       | 0    | 100  | Prozentsatz des Cash Flow aus der Betriebstätigkeit für Tilgung wenn die Tilgungsstrategie 3 gewählt wurde  |         |         |
| 75 | Anzahl der Monate für Schuldentilgungsreserve | T <sub>DSR</sub> | E   | mon     | 0    |      | Anzahl der Monate, für die eine Schuldentilgungsreserve zurückbehalten werden sollte  |         |         |
| 76 | Zinssatz für Fremdkapital                     | i                | E   | %       |      |      |   |         |         |
| 77 | Risikoaufschlag für Fremdkapital              | s                | E   | %       |      |      |   |         |         |
| 78 | Zinssatz für Bargeld                          | ic               | E   | %       |      |      | Das verzinsbare Bargeld besteht aus Zahlungsmittelüberschuss, Gewinnrücklagen und Schuldendienstreserven  |         |         |
| 79 | Umsatzsteuersatz                              | VAT              | E   | %       | 0    | 100  |   |         |         |
| 80 | durchschn. Frist für Vorsteuerrückerstattung  | T <sub>VAT</sub> | E   | mon     | 0    |      | durchschnittliche Anzahl der Monate zwischen Vorsteuerzahlung und Vorsteuerrückerstattung. Es werden nur die Investitionskosten berücksichtigt.         |         |         |
| 81 | Körperschaftsteuersatz                        | CT               | E   | %       | 0    | 100  |   |         |         |
| 82 | Debitorenlaufzeit                             | dso              | E   | d       | 0    |      | Durchschnittliche Dauer zwischen Verkauf (Stromverbrauch) und Zahlung des Kunden  |         |         |
| 83 | Kreditorenlaufzeit                            | dpo              | E   | d       | 0    |      | Durchschnittliche Dauer zwischen Kauf und Zahlung an den Lieferanten  |         |         |
| 84 | EBITDA  | EBITDA           | Z   | TEUR    |      |      | Abkürzung für earnings before interest, taxes, depreciation and amortization. Wird berechnet aus Umsatzerlöse minus Betriebskosten                      |         |         |

| Nr  | Bezeichnung   | Abk. | Typ | Einheit | min. | max. | Beschreibung  | Quellen | Ergebn. |
|-----|---|------|-----|---------|------|------|---|---------|---------|
| 85  | EBIT  | EBIT | Z   | TEUR    |      |      | = EBITDA - jährliche Abschreibungen   |         |         |
| 86  | Änderung Lieferforderungen/-verbindlichkeiten       | WC   | Z   | TEUR    |      |      | Die Änderung der Lieferforderungen/-verbindlichkeiten zum Vorjahr. Wirkt sich auf den Cash Flow des aktuellen Jahres aus  |         |         |
| 87  | Cash Flow aus der Betriebstätigkeit (operativer CF) | CFoB | Z   | TEUR    |      |      | Berechnung siehe Tabellenblatt CF   |         |         |
| 88  | Cash Flow aus der Investitionstätigkeit             | CFI  | Z   | TEUR    |      |      | Berechnung siehe Tabellenblatt CF   |         |         |
| 89  | Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit            | CFF  | Z   | TEUR    |      |      | Berechnung siehe Tabellenblatt CF   |         |         |
| 90  | Änderung Vorsteuervorfinanzierung                   |      | Z   | TEUR    |      |      | Die Vorsteuervorfinanzierung entspricht jenem Betrag, der im aktuellen Jahr schon als Vorsteuer abgeführt, jedoch noch nicht zurückbezahlt wurde  |         |         |
| 91  | verfügbares Cash 31.12. (Zahlungsmittelüberschuss)  | BG   | Z   | TEUR    |      |      | Bargeld in der Bilanz. Entspricht jenem Betrag, der weder für Zahlungen noch für Rücklagen oder Reserven verwendet wurde  |         |         |
| 92  | verzinsbares Cash am 31.12.                         | Bgj  | Z   | TEUR    |      |      | Summe aller Positionen, für welche Bargeldzinsen fließen (bilanzielles Cash, Gewinnrücklagen, Schuldentilgungsreserven)   |         |         |
| 93  | FK-Zinsen während der Bauphase                      | Zkz  | Z   | TEUR    |      |      | Die FK-Zinsen aus der Bauphase, bevor mit der Tilgung begonnen wird. Um diesen Wert muss mehr Kapital aufgenommen werden  |         |         |
| 94  | Korrektur Bauzeitzinsen                             |      | E   | TEUR    |      |      | Nachdem die Basis für die Bauzeitzinsen auch bei Bauzeitzinsen selbst beinhalten, würde ein Zirkelverweis entstehen. Daher müssen die Bauzeitzinsen manuell korrigiert werden - siehe auch Kommentar in Tabellenblatt financing |         |         |
| 95  | jährlich benötigter Kapitalzuschuss                 | KZ   | Z   | TEUR    |      |      | Die jährlichen Zuschüsse werden nur für die Investitionskosten inkl. Bauzeitzinsen und Finanzierungsgebühren verwendet. Für Folgeinvestitionen müssen Gewinnrücklagen gebildet werden.  |         |         |
| 96  | jährlich benötigter Fremdkapitalzuschuss            | FKZ  | Z   | TEUR    |      |      | = KZ * EKA  |         |         |
| 97  | jährlich benötigter Eigenkapitalzuschuss            | EKZ  | Z   | TEUR    |      |      | = KZ * FKA  |         |         |
| 98  | jährliche FK-Tilgung                                | ST   | Z   | TEUR    |      |      | Berechnung abhängig von der Schuldentilgungsstrategie   |         |         |
| 99  | jährliche FK-Zinsen                                 | Zfk  | Z   | TEUR    |      |      | Berechnung abhängig von der Schuldentilgungsstrategie   |         |         |
| 100 | jährlicher Schuldendienst                           | DS   | Z   | TEUR    |      |      | = ST + Zfk  |         |         |
| 101 | mittleres Kreditsaldo                               | MKS  | Z   | TEUR    |      |      | Das mittlere Kreditsaldo ist der Mittelwert aus Kreditsaldo vom 01.01. und vom 31.12. und dient als Basis für die FK-Zinsen   |         |         |
| 102 | Änderung Schuldentilgungsreserve                    | DSR  | Z   | TEUR    |      |      | Änderung der Schuldentilgungsreserve zum vorigen Jahr. Die Schuldentilgungsreserve wird oftmals vom FK-Geber als Sicherheit gefordert.  |         |         |
| 103 | Zinsen auf Bargeld vom vorigen Jahr                 | Zbs  | Z   | TEUR    |      |      | Die Zinsen auf Bargeld werden vom vorhergehenden Jahr berechnet um Zirkelverweise zu vermeiden  |         |         |
| 104 | EBT   | EBT  | Z   | TEUR    |      |      | = EBIT - Zinsaufwand + Zinsertrag - FK-Finanzierungsgebühren  |         |         |

| Nr  | Bezeichnung   | Abk.  | Typ | Einheit | min. | max. | Beschreibung  | Quellen   | Ergebn. |
|-----|---|-------|-----|---------|------|------|---|---|---------|
| 105 | Steuern vom Einkommen und Ertrag                      | KST   | Z   | TEUR    |      |      | Die Steuern vom Einkommen und Ertrag werden aus dem EBT minus dem Verlustvortrag berechnet  |   |         |
| 106 | Verlustvortrag  |       | Z   | TEUR    |      | 0    |   |   |         |
| 107 | Gewinnvortrag   |       | Z   | TEUR    | 0    |      |   |   |         |
| 108 | Bilanzgewinn / Bilanzverlust                          | BG    | Z   | TEUR    |      |      | Der Bilanzgewinn / Bilanzverlust ist die Basis für die Gewinnausschüttung   |   |         |
| 109 | Steuern vom Einkommen und Ertrag finanzierungsneutral | KSTfn | Z   | TEUR    |      |      | Die Basis für die finanzierungsneutralen Steuern vom Einkommen und Ertrag ist der EBIT. Finanzierungskosten und -erträge werden nicht berücksichtigt.   |   |         |
| 110 | Erhöhung der Gewinnrücklagen für Folgeinvest.         |       | E   | TEUR    |      |      | Um die Folgeinvestitionen finanzieren zu können müssen Rücklagen gebildet werden. Idealerweise geschieht dies in den Jahren unmittelbar vor der Folgeinvestition  |   |         |
| 111 | Gewinnausschüttung                                    | GA    | Z   | TEUR    |      |      | Die Gewinnausschüttung ist limitiert auf den verfügbaren Cash und dem Bilanzgewinn  |   |         |
| 112 | free Cash Flow (finanzierungsneutraler Cash Flow)     | FCF   | Z   | TEUR    |      |      | Der finanzierungsneutrale Cash Flow ist die Basis für den projektbezogenen IRR und den projektbezogenen NPV. Er ist unabhängig von der Finanzierungsstruktur.   |   |         |
| 113 | flow to equity  | fte   | Z   | TEUR    |      |      | Der flow to equity ist die Basis für den eigenskapitalbezogenen IRR und den eigenskapitalbezogenen NPV. Er zeigt wie viele Zahlungsmittel im jeweiligen Jahr zum Eigenkapital zufließen   |   |         |
| 114 | Marktrendite  |       | E   | %       |      |      | Die Marktrendite kann beispielsweise aus der langfristigen Rendite des ATX im Sinne des Total Shareholder Values ermittelt werden.  | <a href="http://www.wienerbourse.at/quote/?D_NOTATION=92866&amp;TYPE=I">http://www.wienerbourse.at/quote/?D_NOTATION=92866&amp;TYPE=I</a> |         |
| 115 | Zinssatz Risikofreier Anlagen                         |       | E   | %       |      |      | Der Zinssatz Risikofreier Anlagen geht von einer risikofreien Anlage wie beispielsweise Staatsanleihen aus. Der Zinssatz für die Bundesanleihe 4,15% Bundesanl. 07-37/1/144A mit einer Laufzeit von 30 Jahren beträgt derzeit 4,125 % | <a href="http://www.wienerbourse.at/bonds/">http://www.wienerbourse.at/bonds/</a>   |         |
| 116 | Risikofaktor Beta                                     |       | E   |         |      |      | Der Risikofaktor Beta zeigt an, wie sehr der Unternehmenskurs im Vergleich zum Marktkurs (z.B. des ATX) schwankt.   |   |         |
| 117 | Marktzinssatz für Fremdkapital                        |       | E   | %       |      |      |   |   |         |
| 118 | Cash Flow available for debt service                  | CFaDS | Z   | TEUR    |      |      | Jener jährlich erwirtschaftete Cash Flow, welcher für die Schuldentilgung und Zinszahlung verwendet werden könnte.  |   |         |
| 119 | Debt Service Cover Ratio                              | DSCR  | A   | %       |      |      | Die DSCR beschreibt das Verhältnis des jährlichen Cash Flow available for Debt Service zum jährlichen Schuldendienst und ist somit ein Maß für die Zahlungsfähigkeit des jährlichen Schuldendienstes.                                 |   |         |
| 120 | projektbezogener IRR                                  | IRRp  | A   | %       |      |      | Zinssatz, bei welchem der projektbezogene Kapitalwert gleich Null ist. Der IRRp ist bezogen auf den finanzierungsneutralen Cash Flow. Er entspricht der, über die Nutzungsdauer erwirtschafteten Rendite des Projektes.               |   |         |

| Nr  | Bezeichnung                                     | Abk.              | Typ | Einheit | min. | max. | Beschreibung   | Quellen | Ergebn. |
|-----|---|-------------------|-----|---------|------|------|--|---------|---------|
| 121 | eigenkapitalbezogener IRR                       | IRR <sub>eq</sub> | A   | %       |      |      | Entspricht dem Internal Rate of Return auf das zugeschossene Eigenkapital unter Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur. Zinssatz, bei welchem der Net Present Value equity gleich Null ist.  |         |         |
| 122 | Loan Life Cover Ratio                           | LLCR              | A   | %       |      |      | Die LLCR des jeweiligen Jahres ist das Verhältnis des Barwertes des zukünftigen Cash Flow available for Debt Service zum noch ausstehenden Kreditbetrag. Als Zeitbasis dient die Kreditlaufzeit und als Abzinsungsfaktor dient der FK-Zinssatz inkl. Spread. |         |         |
| 123 | Marktwert des Unternehmens                      | NPV <sub>p</sub>  | A   | €       |      |      | Der projektbezogene Kapitalwert entspricht des im Laufe der Nutzungsdauer erzielten finanzierungsneutralen Cash Flow, nach der WACC-Methode auf- bzw. abgezinst auf den Betriebsbeginn des Kraftwerkes.  |         |         |
| 124 | Marktwert Eigenkapital                          | NPV <sub>eq</sub> | A   | €       |      |      | Entspricht dem Net Present Value unter Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur. Es wird hier der flow to equity mit dem gewünschten EK-Zinssatz auf- bzw. abgezinst.  |         |         |
| 125 | Project Life Cover Ratio                        | PLCR              | A   | %       |      |      | Die PLCR des jeweiligen Jahres ist das Verhältnis des Barwertes des zukünftigen Cash Flow available for Debt Service zum noch ausstehenden Kreditbetrag. Als Zeitbasis dient die Nutzungsdauer und als Abzinsungsfaktor dient der WACC.                      |         |         |
| 126 | Weighted Average Cost of Capital                | WACC              | Z   | %       |      |      | Berechnete Kapitalkosten aus gewichteten Eigen- und Fremdkapitalkosten als Basis für die Auf-/Abzinsung  |         |         |
| 127 | Cash Flow aus der Betriebstätigkeit für Tilgung |                   | Z   | TEUR    |      |      | Wird verwendet, wenn die Tilgungsstrategie 3 gewählt wurde. Entspricht dem Cash Flow aus der Betriebstätigkeit vor Steuern   |         |         |
| 128 | Preissteigerung Primärregelung                  |                   | E   | %       |      |      | jährliche Preissteigerung für Primärregelenergie   |         |         |
| 129 | Preissteigerung Sekundärregelung                |                   | E   | %       |      |      | jährliche Preissteigerung der Sekundärregelenergie   |         |         |
| 130 | technische Verfügbarkeit                        |                   | E   | %       | 0    | 100  | Entspricht der durchschnittlichen jährlichen Verfügbarkeit der Anlage, in welcher keine technischen Störungen auftreten, in Deutschland 99%)   |         |         |
| 131 | Netzanbindungsverluste                          |                   | E   | %       | 0    | 100  | Verluste welche durch die Anbindung des Kraftwerks zum Netz entstehen. Sie verringern die jährliche Produktion und erhöhen die jährlich benötigte Energiemenge.  |         |         |
| 132 | Desinvestition                                  |                   | Z   | TEUR    |      |      | Am Ende der Nutzungsdauer wird angenommen, dass das restliche Anlagevermögen zum Buchwert verkauft wird.   |         |         |