

PG-ROI

Wirtschaftlichkeitsanalyse für Kraftwerksprojekte



Version V61, April 2005

Handbuch

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Inhalt | 2 |
| 1 PG-ROI – Allgemeine Einführung | 3 |
| 1.1 Interessen von Kunden und Lieferanten..... | 3 |
| 1.2 Philosophie von PG-ROI..... | 4 |
| 1.2.1 Flexible Modellbildung | 4 |
| 1.2.2 Exakte Berechnung..... | 4 |
| 1.2.3 Maximale Bedienungsfreundlichkeit | 5 |
| 1.3 Leistungen von Spemann Consulting | 5 |
| 2 Eingabedaten und Bedienfunktionen | 6 |
| 2.1 Eingabedaten für PG-ROI..... | 6 |
| 2.2 Blatt „Input“ für Eingaben..... | 6 |
| 2.3 Blatt „Input“ als Hauptmenü | 7 |
| 2.3.1 Berechnen..... | 7 |
| 2.3.2 Zielwertsuche / Goal Seek..... | 7 |
| 2.3.3 Sprache..... | 7 |
| 2.3.4 Blattschutz | 7 |
| 2.4 Blattauswahl..... | 8 |
| 2.5 Import und Export von Daten..... | 8 |
| 2.6 Ausdruck..... | 8 |
| 3 Modellbildung | 9 |
| 3.1 Variante A / Variante B / Delta | 9 |
| 3.2 Wärmeauskopplung..... | 9 |
| 3.3 Alt- und Neuanlage..... | 10 |
| 3.4 Detaillierungsgrad Leistung und Kosten..... | 10 |
| 3.5 Detaillierungsgrad Steigerungsraten..... | 10 |
| 3.6 Detaillierungsgrad Investition..... | 10 |
| 4 Dateneingabe | 11 |
| 4.1 Übersicht Eingabedaten | 11 |
| 4.2 Allgemeine Daten | 11 |
| 4.3 Technische Betriebsdaten..... | 12 |
| 4.3.1 Elektrische Nettoleistung..... | 12 |
| 4.3.2 Elektrische Vollastbetriebsstunden..... | 12 |
| 4.3.3 Wirkungsgrad..... | 13 |
| 4.3.4 Wärmeauskopplung..... | 13 |
| 4.3.5 Details Leistung und Betriebsstunden..... | 14 |
| 4.3.6 Alterungsfaktoren | 14 |
| 4.4 Betriebskosten..... | 15 |
| 4.4.1 Fixe Betriebskosten..... | 15 |
| 4.4.2 Variable Betriebskosten..... | 16 |
| 4.4.3 Details Steigerung Kosten..... | 16 |
| 4.5 Minimal- und Maximalwerte / Verteilung..... | 17 |
| 4.6 Betriebserlöse..... | 18 |
| 4.7 Investition | 18 |
| 4.8 Zahlungsplan..... | 19 |
| 4.9 Nutzungsdauer | 19 |
| 4.10 Details Investition | 20 |
| 4.11 Finanzierung..... | 21 |
| 4.12 Kalkulatorische Eigenkapitalkosten | 21 |

| | |
|--|-----------|
| 5 Ergebnisse | 22 |
| 5.1 Betriebsergebnis..... | 22 |
| 5.2 Rentabilitätsrechnung..... | 23 |
| 5.2.1 Rentabilität Tabellen | 23 |
| Investition und Finanzierung..... | 23 |
| Gewinn und Steuer..... | 23 |
| Cashflow | 24 |
| Schuldendeckung..... | 24 |
| 5.2.2 Diagramme und Kennzahlen | 25 |
| Kennzahlen..... | 25 |
| Diagramm Cashflow | 25 |
| Diagramm Cashflow Monate | 25 |
| 5.3 Stromerzeugungskosten..... | 26 |
| 5.3.1 Stromerzeugungskosten Tabellen..... | 26 |
| Absolute Stromerzeugungskosten..... | 26 |
| Restkostenrechnung bei Wärmeerlös..... | 27 |
| Spezifische Stromerzeugungskosten..... | 27 |
| Mittlere Stromerzeugungskosten..... | 27 |
| Erzeugte elektrische Energie..... | 27 |
| 5.3.2 Diagramme und Kennzahlen | 28 |
| Kennzahlen Stromerzeugungskosten..... | 28 |
| Diagramm Stromerzeugungskosten..... | 28 |
| Diagramm Stromerzeugungskosten Monate..... | 28 |
| 5.4 Wahrscheinlichkeitsanalyse..... | 29 |
| 5.5 Multiple Sensitivitätsanalyse..... | 31 |
| Variation um eine Einheit oder ein Prozent..... | 31 |
| Variation innerhalb eines Bereichs | 31 |
| 5.6 Sensitivitätsanalyse..... | 33 |
| 5.7 Zielwertsuche / Goal Seek..... | 35 |
| 5.8 DEMO Version..... | 35 |
| 5.9 Bewertungskriterien..... | 36 |
| 6 Investitionstheorie | 38 |
| 6.1 Bilanz und Cashflow..... | 38 |
| 6.1.1 Investition mit Eigenkapital | 38 |
| 6.1.2 Investition mit Fremdkapital | 39 |
| 6.1.3 Abschreibung und Steuern..... | 39 |
| 6.1.4 Kapitaldienst – Zins und Tilgung..... | 39 |
| 6.1.5 Betriebsergebnis..... | 39 |
| 6.2 Dynamische Investitionsrechnung..... | 40 |
| 6.2.1 Cashflow -Zahlungsreihe und Barwert..... | 40 |
| 6.2.2 Kapitalwert..... | 41 |
| 6.2.3 Interne Verzinsung | 42 |
| Interne Verzinsung aus Kapitalwertformel | 42 |
| Modifizierte Interne Verzinsung..... | 43 |
| 6.2.4 Amortisationszeit | 44 |
| Amortisationszeit aus Kapitalwertkurve..... | 44 |
| Amortisationszeit bei langer Projektlaufzeit..... | 44 |
| 7 Beispiele | 45 |
| 7.1 Zusatzinvestition und Zielwertsuche..... | 45 |
| 7.2 Modernisierung..... | 47 |
| 7.3 Interne Verzinsung bei monatsgenauer Rechnung..... | 49 |
| 8 Installation und Lizenzbedingungen von PG-ROI | 50 |
| 8.1 Installation | 50 |
| 8.2 Lizenzbedingungen und Gewährleistung..... | 50 |
| Verzeichnis der Abbildungen | 52 |

1 PG-ROI – Allgemeine Einführung

PG-ROI ist ein detailliertes Computermodell für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken und Kraftwerksprojekten. Der Name PG-ROI stammt von **P**ower **G**eneration Tool für **R**eturn **O**n **I**nvestment Analysis. Es ist eine Weiterentwicklung die auf der Methodik und Funktionalität des Programms PROCAT beruht. Nutzer von PROCAT werden viele der Funktionen wiedererkennen und sich daher auf die neuen, zusätzlichen Funktionen konzentrieren.

Umgesetzt wurde das Computermodell als Datei von **Microsoft Excel**¹. Die Berechnungen sind also gestützt auf Excel und werden mittels integrierter Makros durchgeführt.

In PG-ROI werden technische Parameter eines Kraftwerks, seine Betriebsdaten, Kosten- und Marktinformationen sowie wichtige Daten zum Investitionsvolumen und der Finanzierung miteinander verbunden, um eine möglichst genaue Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkung dieser Investition zu erhalten.

Die Ergebnisse der Berechnung werden anhand von detaillierten Tabellen, anschaulichen Diagrammen sowie verdichtet als Kennzahlen ausgegeben, welche den Investoren und Anbietern als Grundlage für die Entscheidung dienen.

Vor einer Investition und bei der Bewertung von technischen Varianten sind folgende Fragen entscheidend:

- Ist ein Projekt überhaupt wirtschaftlich (Problem der Vorteilhaftigkeit)?
- Welche der zur Verfügung stehenden Alternativen bietet den größten Vorteil (Auswahlproblem)?

PG-ROI beantwortet beide Fragen und liefert damit die notwendige Grundlage für die Investitionsentscheidung.

1.1 Interessen von Kunden und Lieferanten

PG-ROI liefert die "belastbaren Zahlen" für die Entscheidungsträger auf beiden Seiten: Lieferanten und Kunden.

Stromerzeuger könnten sagen:

- "Wir wissen nicht, wie sich der Markt entwickeln wird, deshalb können wir keine Entscheidung treffen..."
- "Der Block wird in fünf Jahren stillgelegt, deshalb werden wir jetzt nicht in neue Technik investieren..."
- "Das Budget ist zu klein für ein solches Projekt, auch wenn es profitabel ist..."
- "Ich würde ja gerne investieren, aber muss die Stadtverwaltung überzeugen..."

Die Systemlieferanten könnten antworten:

- "Je besser die Produktivität, desto besser die Position im Markt..."
- "Ist die Amortisationszeit kürzer als drei Jahre, dann lohnt sich die Investition unabhängig von der langfristigen Strategie..."
- "Mit der richtigen Finanzierung bleibt der Cash flow in erträglichen Grenzen..."
- "Wir beschaffen eine Wirtschaftlichkeitsanalysen, um die Stadtverwaltung zu überzeugen..."

Beide Argumentationslinien benötigen Unterfütterung durch realistische und detaillierte Rechenprogramme. Wenn über Projekt-Rentabilität gesprochen wird, werden beide Seiten schnell zusammenarbeiten, um zusammen die beste Projektvariante zu ermitteln.

PG-ROI ist das Werkzeug, um aus den Daten aussagekräftige Ergebnisse zu machen.

Graphiken zeigen alle wirtschaftlich relevanten Einflüsse auf einen Blick, zusammen mit den wichtigsten Investitionskennzahlen Kapitalwert, Interne Verzinsung und Amortisationszeit, natürlich neben den Stromerzeugungskosten über die Lebensdauer.

| | | | | | |
|----------------------|----------|----------------|--|----------|----------------|
| Investition | Mio. EUR | 252,000 | Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2002 | Mio. EUR | 184,400 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | 108,000 | Interne Verzinsung bis 2011 | % / a | 22,5% |
| Eigenkapital | Mio. EUR | 108,000 | Interne Verzinsung bis 2022 | % / a | 28,4% |
| Kapitalbedarf | Mio. EUR | 360,000 | Amortisationszeit ab 1.1.2003 (a) | | 5,5 |

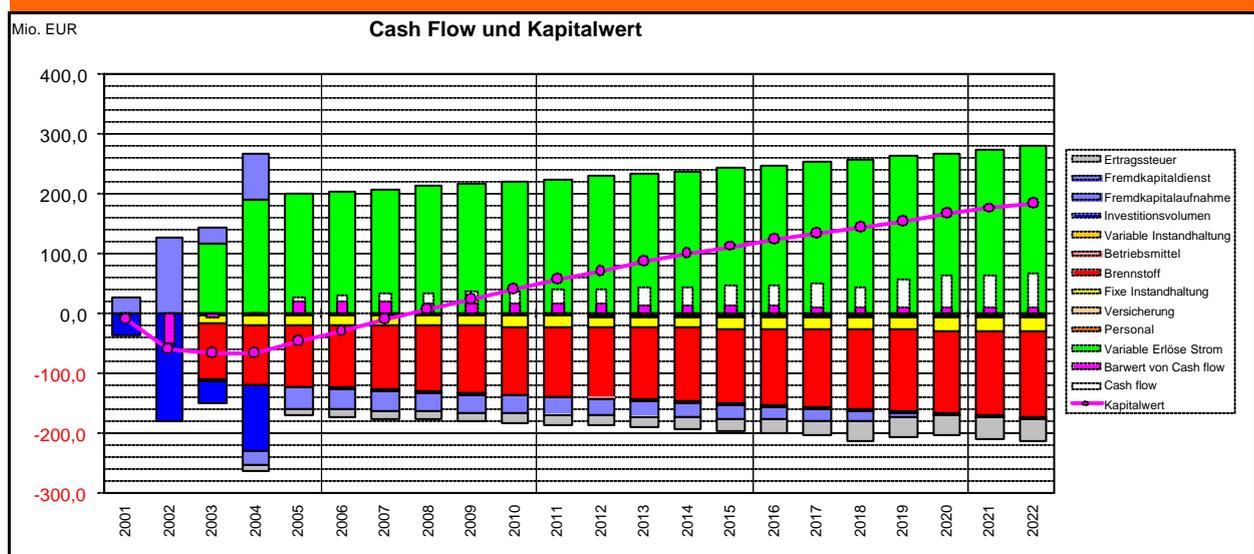


Abbildung 1-1 Übersicht PG-ROI Graphiken

¹ Microsoft®, Windows® und MS Excel® sind eingetragene Warenzeichen von Microsoft Corp. PG-ROI arbeitet ab den Versionen Excel 97 Excel 2000 und Excel 2003/XP und wird an neuere Versionen angepasst.

Da viele Eingabedaten nicht genau bekannt sind oder nur innerhalb einer Bandbreite abgeschätzt werden können, liefert PG-ROI ausführliche Sensitivitäts- und Wahrscheinlichkeitsanalysen. Sie entkräften die Argumentation, dass den Ergebnissen kein Glauben zu schenken sei, solange die Eingangsdaten nicht genau bekannt seien.

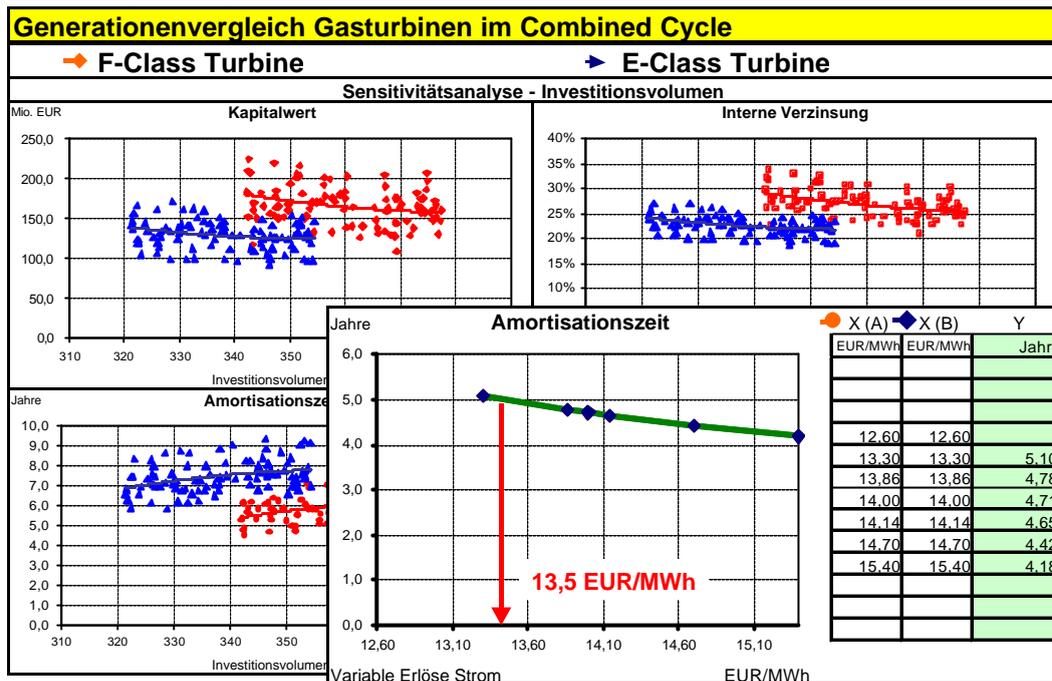


Abbildung 1-2 Übersicht PG-ROI Sensitivitätsanalysen

1.2 Philosophie von PG-ROI

Die Philosophie von PG-ROI beruht auf drei Prinzipien:

- Flexible Modellbildung
- Exakte Berechnung
- Maximale Bedienungsfreundlichkeit

1.2.1 Flexible Modellbildung

Die flexible Modellbildung ermöglicht es, mit einem einzigen Programm die Wirtschaftlichkeit der verschiedensten Fälle zu ermitteln:

- Neuanlagen
- Modernisierung und Nachrüstung
- Vergleich von technischen Varianten

Dabei können technisch völlig unterschiedliche Kraftwerke betrachtet werden:

- Dampfturbinen bzw. Kohlekraftwerke
- Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfkraftwerke
- Heizkraftwerke mit Fernwärmeauskopplung
- Industriekraftwerke
- Müllverbrennungsanlagen
- Nuklearkraftwerke

Mit PG-ROI kann die gesamte Bandbreite von der einfachen Nachrüstung einer Temperaturregelung bis zu einer Marktstudie über die Zukunft von Dampfkraftwerken in Europa abgedeckt werden, und das innerhalb kürzester Zeit und ohne Änderung der Programmierung.

1.2.2 Exakte Berechnung

Die Exaktheit der Berechnung ist aus mathematischer Sicht mit modernen Computerprogrammen kein Problem, es geht hierbei mehr um die Detaillierung der Modellbildung und die finanzmathematisch richtige Ableitung der Kennzahlen; besonders letzteres führt bei vielen anderen Wirtschaftlichkeitsprogrammen zu falschen Ergebnissen, die auf den ersten Blick meist nicht entdeckt werden.

PG-ROI ermittelt aus den Eingabedaten den Cashflow des Projekts und die Vollkosten der Produktion und berechnet daraus die investitionstheoretischen Kennzahlen

- Kapitalwert
- Interne Verzinsung
- Amortisationszeit

Daneben ergibt sich auch die wichtige Kenngröße der

- Stromerzeugungskosten (Life Cycle Costs)

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer Investition ist neben ihrer Höhe der zeitliche Verlauf von Einnahmen und Ausgaben, und eine nur jahresgenaue Berechnung verfälscht wichtige Informationen, daher rechnet PG-ROI monatsgenau über die gesamte Projektlaufzeit. Insbesondere die interne Verzinsung als wichtiges Entscheidungskriterium wird maßgeblich durch die Genauigkeit der Berechnung beeinflusst.

1.2.3 Maximale Bedienungsfreundlichkeit

Die Bedienung von PG-ROI ist so einfach wie möglich gehalten, wobei die Eingabe der Daten je nach benötigter Genauigkeit in verschiedenen Tabellen erfolgt. Die Bedienungselemente „Tasten“ erklären sich im allgemeinen von selbst und führen durch das Programm.

Besonderes Augenmerk wurde bei PG-ROI auf die vielfältigen Auswertungen gelegt, welche die berechneten Ergebnisse sinnvoll aufbereitet darstellen:

- Schrittweiser und nachvollziehbarer Rechenweg
- Alle Eingabedaten und Ergebnisse in übersichtlich strukturierten Tabellen
- Übersichtsblätter der wichtigsten Ergebnisse
- Diagramme
- Sensitivitätsanalysen
- Bewertungskriterien

Weil PG-ROI eine Datei des weit verbreiteten Programms MS Excel ist, kann jeder etwas erfahrene Benutzer von Excel sofort mit PG-ROI umgehen. Die Berechnungen werden mit Makros durchgeführt. PG-ROI arbeitet auf den Versionen Excel 97 und Excel 2000.

Alle Werte sind offengelegt. Der Benutzer hat also die Möglichkeit zu erkennen, wie die Daten zustande kommen. Anhand des vorliegenden Handbuchs kann jedermann nachlesen, welche Rechenoperationen sich dahinter verbergen. Die Darstellung der Rechenmethodik im Handbuch ist daher sehr viel sinnvoller als eine Offenlegung des Quellcodes, denn aus diesem könnte höchstens ein erfahrener Programmierer nach längerer Einarbeitung die entscheidenden Informationen ziehen.

Es gibt bei PG-ROI ein einziges **Eingabeblatt „Input“**, in dem alle für die technische und finanzielle Betrachtung nötigen Daten eingegeben werden. Auch werden hier die Berechnungen gestartet. Dem Benutzer ist damit ein höchstmögliches Maß an Bedienungskomfort gegeben.

Je nach Bedarf kann der Benutzer weitere **Detaileingaben** an- oder ausschalten, also nach eigenem Belieben den Detaillierungsgrad der Eingaben für Markt- und Betriebsdaten und damit die Genauigkeit der Modellbildung steigern.

Die sogenannten Ausgabeblätter mit den tabellarischen und grafischen Ergebnissen werden über die Excel-Leiste der **einzelnen Tabellenblätter** oder über ein Dialogfenster aufgerufen, die zur Orientierung entsprechend dem Inhalt gekennzeichnet sind. Auch hier besticht PG-ROI durch seine hohe Benutzerfreundlichkeit.

Die meisten Ergebnisse sind sowohl in **Tabellenform** als auch in **Diagrammen** dargestellt. Somit stehen die Informationen für eine weitergehende Berechnung ebenso zur Verfügung wie für anschauliche Betrachtungen als Grundlage für Präsentationen.

Viele Eingabedaten sind nicht genau bekannt und können nur in Bandbreiten angegeben werden. Daneben werden zukünftige Marktentwicklungen meist anhand von Szenarien abgeschätzt. Dieser Unsicherheit von Eingabedaten begegnet PG-ROI mit einer Vielfalt von Sensitivitätsanalysen und Wahrscheinlichkeitsaussagen, die innerhalb kürzester Zeit und automatisch berechnet werden.

In den späteren Kapiteln dieses Handbuchs wird ausführlich auf die Eingabedaten, die Rechenmethodik, die Bedienung, die Auswertung und die Sensitivitätsanalysen eingegangen. Anhand mehrerer Beispiele wird dann schrittweise gezeigt, wie typische Anwendungsfälle modelliert und deren Ergebnisse interpretiert werden sollten.

1.3 Leistungen von Spemann Consulting

Spemann Consulting ist spezialisiert auf die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Projekten der Industrie. Insbesondere für die Kraftwerksbranche steht mit PG-ROI ein leistungsfähiges und fast überall einsetzbares Programm zur Verfügung.

Viele Anbieter von Kraftwerken, Investoren und Berater entwickeln und benutzen eigene Programme, um die Wirtschaftlichkeit ihrer Projekte zu ermitteln. Auch wenn vereinzelt noch die Meinung vertreten wird, derartige Berechnungen könnten auch mit Papier und Bleistift zufriedenstellend gemacht werden, so setzt sich die Programmierung von Modellen doch schließlich durch. Dafür müssen Ingenieure und Kaufleute eng mit dem Programmierer zusammenarbeiten, um sowohl die technischen Abhängigkeiten als auch die Daten von Markt und Finanzierung richtig zu integrieren.

Der langjährige Umgang mit verschiedenen internen Modellen, die von anderen Firmen oder Beratern entwickelt wurden, zeigt, dass der Cashflow häufig falsch ermittelt wird, insbesondere bei der Einbeziehung von Fremdkapital, Abschreibung und Zinsen. Daneben fehlt oft eine eindeutige und richtige Berechnung der internen Verzinsung und der Amortisationszeit.

Bei der Umsetzung durch Programmierer geht zudem häufig der Blick für den späteren Einsatz verloren, so dass Programme zwar richtig rechnen, aber den Rechenweg nicht offen legen, wenig präsentable Auswertungen liefern und umständlich zu bedienen sind, was dazu führt, dass sie in der Praxis selten eingesetzt werden.

Aus dieser Erfahrung heraus bietet Spemann Consulting neben dem Programm PG-ROI die gesamte Kette von Dienstleistungen an, die zu einem sinnvollen Einsatz von Wirtschaftlichkeitsanalysen führen:

- Überprüfung (Benchmark) von existierenden Modellen
- Konzepte und Programmierung von neuen Modellen
- Schulung von Mitarbeitern in Vertrieb und Marketing zu Grundlagen der Kostenrechnung und Investitionstheorie
- Einarbeitung in PG-ROI anhand von Beispielen und Unterstützung bei ersten Projekten
- Hotline zu Bedienung von PG-ROI
- Berechnung von Projekten
- Erstellung von Präsentationen und Studien
- Analyse von Eingabedaten und Interpretation der Ergebnisse
- Präsentation von Studien bei Kunden (Deutsch, Englisch, Spanisch)
- Workshops mit Kunden und Anbietern zu spezifischen Projekten
- Weiterentwicklung von PG-ROI und Update der Versionen

Mit diesen Angeboten verfolgt Spemann Consulting das Ziel, die Methodik von Wirtschaftlichkeitsanalysen sowie ihre Anwendung im Kraftwerksbau qualitativ und quantitativ zu verbessern.

2 Eingabedaten und Bedienfunktionen

2.1 Eingabedaten für PG-ROI

Für die Rechnungen müssen grundsätzlich folgende Angaben über jede Alternative bekannt sein:

- Technische Daten (Leistung, Wirkungsgrad, Betriebsstunden)
- Investitionsvolumen und Zahlungsplan
- Finanzierung (Kredite und ihre Tilgung)
- Betriebskosten (Brennstoff, Personal, Wartung etc.)
- Betriebserlöse für erzeugten Strom

Es gibt mehrere Eingabeblätter:



- **Input** ist das zentrale Eingabeblatt.
- **Increase** wird benutzt, wenn die Steigerungsfaktoren für Kosten sich über die Jahre unterscheiden sollen.
- **Costs** und **Costs_M** sind für die jahres- bzw. monatsgenaue Eingabe von bestimmten Kosten vorgesehen.
- **Power** und **Power_M** ermöglichen die jahres- bzw. monatsgenaue Eingabe von Betriebsstunden und Lastpunkten.
- **Invest_M** ermöglicht die monatsgenaue Eingabe des Zahlungsplans, der Kredite und der steuerlichen Abschreibung.

Das Blatt Input wird immer ausgefüllt, die anderen Blätter werden nur dann benötigt, wenn detaillierte Daten zur Verfügung stehen. Wie die Daten eingegeben werden, wird in den folgenden Kapiteln ausführlich beschrieben.

2.2 Blatt „Input“ für Eingaben

Das PG-ROI-Blatt „Input“ ist das zentrale Eingabeblatt. Neben allgemeinen Informationen wie Projektname, Währung, Zins- und Steuersatz, Betriebskosten und Betriebserlösen werden in diesem Tabellenblatt auch die technischen Daten der Projekte sowie die Höhe der Investition und ihre Finanzierung eingegeben.

| Währung: EUR | | Projektbeschreibung: Erdgasbefeuetes Kraftwerk | | Delta | |
|--|------------|---|--|---|--------|
| Startpunkt | 01.01.2007 | 3x1, Vorteil F-Class: höhere Leistung, besserer Investitionsvolumen | | Berechnen | Export |
| Betrachtungsdauer ab Startpunkt (Jahre) | 22 | | | Zielwertsuche | Import |
| Diskontierungsschussatz: Pos 10,0%/ Neg 10,0% | 10,0% | | | Drucken | |
| Beraterstartpunkt | 01.01.2005 | | | Lösche Daten A | |
| Steuersatz auf Gewinn | 35,0% | | | Lösche Daten B | |
| Leistung Elektrische Nettoleistung MW: 700 Elektrische Vollastbetriebsstunden h/a: 8000 Elektrischer Netzwirkungsgrad %: 36,00% | | F-Class Turbine Wert: 700, Min %: 95,0%, Max %: 102,0%, Vert: 91,3% NCF Wert: 8000, Min %: 93,0%, Max %: 101,0%, Vert: 8409,6 MWh Wert: 36,00%, Min %: 99,0%, Max %: 100,5%, Vert: 6409,6 MWh | | E-Class Turbine Wert: 640, Min %: 95,0%, Max %: 103,0%, Vert: F Wert: 8250, Min %: 92,0%, Max %: 103,0%, Vert: F, 94,2% NCF Wert: 52,00%, Min %: 99,0%, Max %: 100,5%, Vert: 6023,6 MWh | |
| Betriebskosten Personal Mio. EUR/a: 2,5 Versicherung Mio. EUR/a: 2 Fixe Instandhaltung Mio. EUR/a: 13 Sonstige Kosten A Mio. EUR/a: Sonstige Kosten B Mio. EUR/a: Variable Instandhaltung EUR/MWh: 0,1 Brennstoff EUR/MWh: 3,5 Betriebsmittel EUR/MWh: 0,25 | | Wert Min % Max % Vert Steig. 2,5 90,0% 110,0% 3,0% 2 90,0% 110,0% 3,0% 13 70,0% 130,0% 3,0% 0,1 90,0% 110,0% 3,0% 3,5 2,0% 0,25 2,0% | | Wert Min % Max % Vert Steig. 2,5 90,0% 110,0% 3,0% 1,5 90,0% 110,0% 3,0% 8 70,0% 130,0% 3,0% 0,1 90,0% 110,0% 3,0% 3,5 2,0% 0,25 2,0% | |
| Betriebserlöse Fixe Erlöse Strom Mio. EUR/a: Sonstige Erlöse D Mio. EUR/a: Sonstige Erlöse E Mio. EUR/a: Sonstige Erlöse F Mio. EUR/a: Variable Erlöse Strom EUR/MWh: 35 | | Wert Min % Max % Vert Steig. 35 1,0% | | Wert Min % Max % Vert Steig. 35 1,0% | |
| Investition Investitionsvolumen Mio. EUR: 400 | | Min % Max % Vert 95,0% 105,0% | | Min % Max % Vert 95,0% 105,0% | |
| Nutzungsdauer Übergabe (= Ende Inbetriebsetzung) Datum: 01.01.2007 Nutzungsdauer ab BG Jahre: 20 Abschreibungsdauer Steuer Jahre: 15 | | Investitionsplan Monate vor Übergabe 01.01.2007 20 15 | | Investitionsplan Monate vor Übergabe 01.01.2007 20 15 | |
| Finanzierung Fremdkapitalanteil 1: 70,00% Fremdkapitalzinssatz: 8,00% Tilgung Beginn: 01.01.2009 Tilgungsdauer: 15 Fremdkapitalanteil 2: Fremdkapitalzinssatz: Tilgung Beginn: Tilgungsdauer: | | Monate nach Übergabe -16 10,0% 40,000 -6 20,0% 90,000 -2 20,0% 90,000 -1 10,0% 40,000 1 10,0% 40,000 13 30,0% 120,000 | | Monate nach Übergabe -16 10,0% 34,000 -6 20,0% 68,000 -2 20,0% 68,000 -1 10,0% 34,000 1 10,0% 34,000 13 30,0% 102,000 | |
| Kalkulatorische Eigenkapitalkosten Eigenkapitalanteil: 30% Zinssatz: 10,00% Tilgungsdauer (annuitätisch) Jahre: 15 | | Summe 100,0% 400,000 | | Summe 100,0% 340,000 | |

Abbildung 2-1 Blatt „Input“ für Dateneingabe

Alle Felder, die farbig hinterlegt sind, stellen **Eingabefelder** dar, in die Daten eingegeben werden müssen oder können. Sämtliche **Einheiten** sind den entsprechenden Feldern zugeordnet (z.B. Mio. USD oder USD/MWh), sie ändern sich automatisch, wenn eine andere Währung eingegeben wird.

Es gibt keine allgemein gültige Aussage, welche Felder als MUSS-Felder und welche als KANN-Felder anzusehen sind. Ob in die einzelnen Feldern Daten einzugeben sind oder ob sie frei bleiben können, hängt von der jeweils betrachteten Fragestellung ab.

Dabei können die Kann-Felder leer bleiben, ohne dass ein Fehler auftritt. Wenn z. B. das Feld 'Steuersatz' leer bleibt, wird der Steuersatz intern auf Null gesetzt, und die Steuerwirkung wird vernachlässigt. Natürlich brauchen auch Muss-Felder einer Anlage nicht ausgefüllt zu werden, wenn diese Anlage nicht betrachtet werden soll. Z. B. kann das Feld 'Wirkungsgrad' in der Anlage leer bleiben, wenn die elektrische Leistung = Null ist.

In PG-ROI sind **Sicherheitsabfragen** eingebaut, so dass eine Falsch-eingabe oder das Fehlen von Daten während der Eingabe farbig angezeigt wird. Diese farbige Kennzeichnung dient nur als Hinweis auf mögliche falsche Eingaben, die Berechnungen werden dennoch durchgeführt.

Beispiele: Volllastbetriebsstunden > 8760 h sind technisch unmöglich; die Summe der einzelnen Zahlungen im Zahlungsplan muss immer 100% erreichen.

Für einige Eingabefelder gibt es **Kommentare**, die sichtbar werden, wenn man mit der Maus über die entsprechende Zelle fährt.

| | Wert | Min % | Max % |
|-----|--------|-------|--------|
| MW | 720 | 95,0% | 102,9% |
| h/a | 8000 | 93,0% | 101,0% |
| --- | 56,50% | 98,6% | 100,2% |

| | Wert | Min % | Max % |
|------------|------|---------------|--------|
| Mio. EUR/a | 2,5 | 99,0% | 110,0% |
| Mio. EUR/a | 2 | 0,347 EUR/MWh | % |
| Mio. EUR/a | 13 | 68,2% | 127,3% |

Abbildung 2-3 Kommentare zu Eingabefeldern

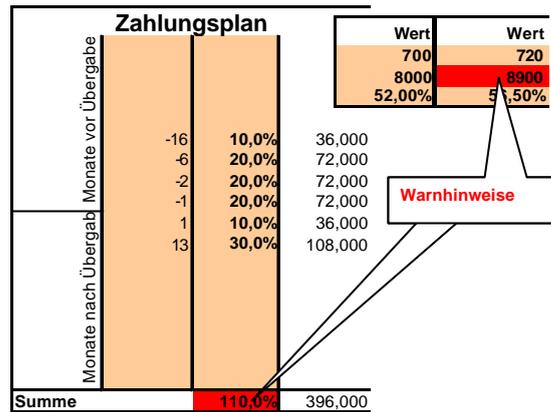


Abbildung 2-2 Warnhinweise bei Eingaben

Diese Kommentare enthalten zusätzliche Hinweise zur Konvertierung von Werten in andere Einheiten, so z. B. die Umrechnung von absoluten Kosten (wie sie PG-ROI verwendet) in spezifische Kosten (pro MWh). Die Kommentare aktualisieren sich nicht automatisch, sondern mittels der Taste „Update Comments“ im Hauptmenü.

In den Kapiteln zu „Eingabe“ in diesem Handbuch werden die einzelnen Eingabefelder ausführlich behandelt.

2.3 Blatt „Input“ als Hauptmenü

Gleichzeitig dient das Blatt „Input“ auch als Hauptmenü: Hier befinden sich verschiedene Bedien- und Auswahl-Tasten.

In den folgenden Kapiteln werden diese Bedienelemente beschrieben. Die Auswahlfelder „Dropdown-Menüs“ werden im Kapitel 3 „Modellbildung“ beschrieben.



Abbildung 2-4 Menütasten im Blatt „Input“

2.3.1 Berechnen

Dieses Bedienfeld startet die vollständige Berechnung der eingegebenen Daten, die in Abhängigkeit von der Leistungsfähigkeit des eingesetzten Rechners einige Zeit in Anspruch nimmt (im Normalfall weniger als 20 Sekunden).

Der Status der Berechnung lässt sich in der Statusleiste an der linken unteren Ecke des Bildschirms verfolgen. Die Berechnung sollte nicht unterbrochen werden, da sonst keine oder falsche Ergebnisse erhalten werden. Falls doch unterbrochen wurde, empfiehlt sich ein erneuter Import der Daten, gefolgt von einer neuen Berechnung.

2.3.2 Zielwertsuche / Goal Seek

Mit dieser Funktion kann ein beliebig vorgewählter Eingabewert so lange verändert werden, bis ein gewünschtes Ergebnis erreicht ist. Er stellt also die Umkehrung der normalen Berechnung dar und beantwortet damit z.B. folgende Fragen:

- Wie hoch darf die Investition sein, damit die Amortisationszeit gerade 3 Jahre beträgt?
- Wieviel Stunden muss das Kraftwerk laufen, damit die interne Verzinsung genau 25 % beträgt?

Weitergehende Informationen siehe Kapitel 5.7.

2.3.3 Sprache

Die Sprache aller Eingabe- und Ausgabeblätter kann mit dem Dropdown-Feld „Sprache“ zwischen Deutsch, Englisch und Spanisch umgeschaltet werden. Die Beschriftungen von Bedienungselementen und Dialogfeldern bleiben im allgemeinen Englisch.

2.3.4 Blattschutz

Wer mit PG-ROI arbeitet, hat die Möglichkeit, die Darstellung von Diagrammen und Tabellen nach seinen Bedürfnissen zu verändern und selbst zu gestalten. Dazu kann auf jedem Tabellenblatt der **Blattschutz** aufgehoben werden. (Menü Extras \ Schutz \ Blattschutz aufheben). Anschließend lässt sich das Tabellenblatt beliebig formatieren (z.B. Skalierung oder Gestaltung der Linien eines Diagramms).

Es empfiehlt sich, eine veränderte Datei unter neuem Namen im selben Verzeichnis zu speichern und neue Rechnungen mit der Originalversion von PG-ROI durchzuführen.

2.4 Blattauswahl

PG-ROI besteht aus vielen Tabellenblättern, die über den unteren Bildrand ausgewählt werden können.

Die Reihenfolge der Blätter ist

- Eingabeblätter
- Ergebnisse Übersicht
- Ergebnisse Tabellen
- Sensitivitätsanalysen

Mit der Taste „F2“ wird ein Dialogfenster eingeblendet, mit dem die Blätter auch direkt gewählt werden können, was die Suche verkürzt wird.

Das Deckblatt "Cover" enthält den Projektnamen und die Bezeichnung der Varianten; es kann für den jeweiligen Fall angepasst werden.

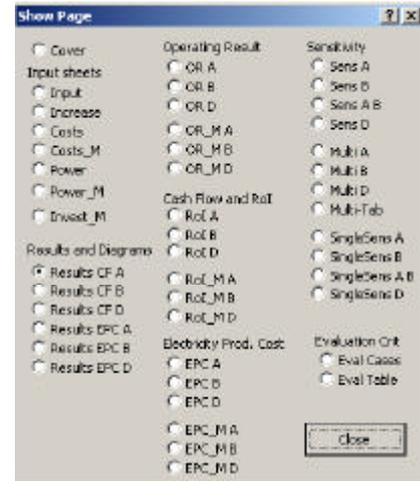


Abbildung 2-5 Blattauswahl über Dialog

2.5 Import und Export von Daten

Die Speicherung und der Versand von Daten zwischen mehreren Anwendern von PG-ROI erfolgt am sinnvollsten als Text-Datei, da diese nur wenig Speicherplatz einnimmt und sich leicht via Email verschicken lässt. Damit wird auch die Datensicherheit verbessert, denn mit den reinen Daten kann jemand, der PG-ROI nicht hat, auch praktisch nichts anfangen.

Über die Taste „Import“ können bereits bestehende txtfiles eingelesen werden. Dazu werden im **Import und Export Dialogfenster** der Pfad und Dateiname der zu importierenden Datei über den Browser ausgewählt. Im Dialogfenster wird eine Liste der vorhandenen txt-Dateien zur Auswahl angezeigt.

Beim **Export** wird über denselben Dialog ein neuer Name für eine Datei vergeben.

Beim Export können wahlweise die Daten der Sensitivitätsanalysen und der Bewertungskriterien mit ausgelagert werden. Daneben können statt Formeln nur Werte von Eingabezellen ausgelagert werden. Dadurch werden Formelbezüge in Zellen durch den angezeigten Wert ersetzt, was insbesondere bei externen Verknüpfungen sinnvoll sein kann.

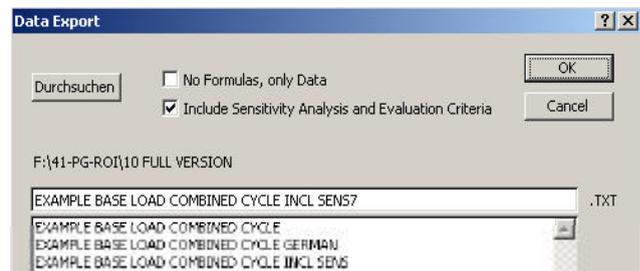


Abbildung 2-6 Import und Export Dialogfenster

2.6 Ausdruck

Mit der Taste „Drucken“ öffnet sich ein Fenster, in dem Ein- und Ausgabeseiten ausgewählt werden. Zur Erleichterung können die beiden Tasten „all“ bzw. „none“ genutzt werden, um alle Felder für eine Kategorie zu wählen.

Nach Bestätigung mit „Start Print“ folgt eine Abfrage, ob direkt ausgedruckt werden soll oder zuerst die Druckvorschau gezeigt werden soll.

Über die Taste „Change Print Color“ kann zudem die **Farbe im Ausdruck** ein- oder ausgeschaltet werden, so dass der Ausdruck der Eingabeblätter, Tabellen und Ergebnisse in schwarzweiß erfolgen kann. Nur die Diagramme werden weiterhin farbig ausgedruckt (bzw. auf Schwarzweißdruckern in Grauschattierung). Bei Verneinung oder Abbruch werden alle Seiten farbig ausgedruckt.

Zudem kann mit den entsprechenden Tasten das **Papierformat** aller Blätter zwischen DIN A4 und der US Paper Size Letter gewechselt werden.

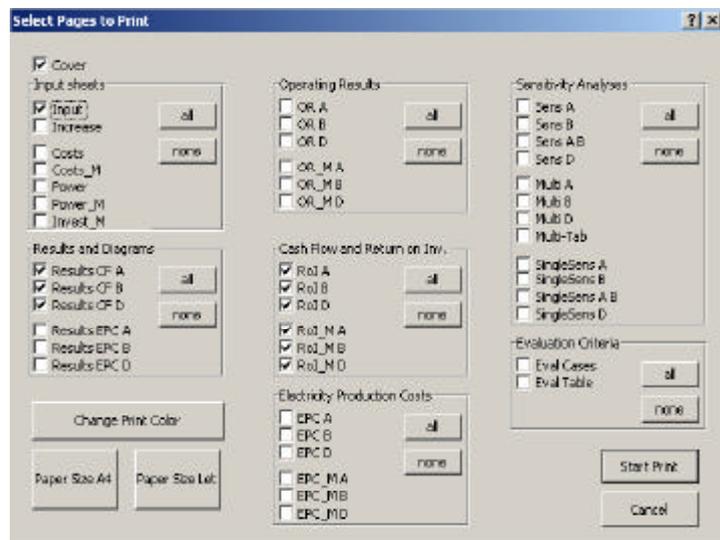


Abbildung 2-7 Dialogfeld Ausdruck

3 Modellbildung

3.1 Variante A / Variante B / Delta

Ein besonderes Merkmal von PG-ROI ist die gleichzeitige Berechnung von zwei Varianten (im allgemeinen genannt Variante A und Variante B) und deren Differenz (Delta). Bei der Berechnung einer einzigen Variante ist dieses Merkmal zwar überflüssig, und man sollte nur die Variante A betrachten. Die meisten Fälle (insbesondere Modernisierung und der Vergleich von Varianten) setzen dagegen die gleichzeitige Berechnung von zwei Varianten voraus.

PG-ROI bietet daher drei Auswahlmöglichkeiten, welche der Varianten bzw. Optionen berechnet werden sollen:

Berechnung einer einzelnen Anlage: Wenn nur eine einzelne Anlage ohne Varianten berechnet werden soll, dann werden alle technischen und finanziellen Projektdaten nur für die Variante A eingegeben. Die Felder der Variante B bleiben frei und werden nicht beachtet (Taste „Lösch Daten B“ ermöglicht dies schnell und einfach).

Berechnung von zwei Varianten ohne Delta: Wenn es zwei Varianten eines Projekts gibt, dann werden alle technischen und finanziellen Projektdaten getrennt für die Varianten A und B eingegeben, und beide Varianten werden zwar gleichzeitig, aber getrennt voneinander berechnet. Die Ergebnisse der Delta-Variante werden nicht beachtet, sie sind sinnlos.

Berechnung von zwei Varianten mit Delta: Die **Delta-Berechnung** ermöglicht zusätzlich zu dem eben beschriebenen einen direkten Vergleich der beiden Alternativen A und B. Sie führt häufig selbst dann zu sinnvollen Aussagen, wenn die direkte Berechnung von A und B keine Interpretation zulässt.

Die farbliche Umrandung der Varianten (Rot, Blau und Grün) zieht sich durch das gesamte Programm, um die Unterscheidung der Alternativen zu vereinfachen.

Die Wahl der zu berechnenden Varianten und die Interpretationsmöglichkeiten der jeweiligen Ergebnisse erfordern anfangs etwas Übung, weswegen im Kapitel 7 mehrere Beispiele zu typischen Fragestellungen erläutert werden.

Im Vorgriff auf die Beschreibung der Methodik in Kapitel 6 sei hier die grundsätzliche Überlegung zur Delta-Berechnung gegeben: Die Daten für die Differenzinvestition (Variante A minus B) werden automatisch ermittelt. Sie ist eine fiktive Investition, deren Zahlungsreihe sich aus der Differenz der Zahlungsreihen der zwei Varianten A und B ergibt, durch einfache Subtraktion der Erlöse, Kosten, Kapitaldienste, Steuern usw. Die Renditekennzahlen lassen sich dagegen nicht durch Subtraktion ermitteln, sondern sie müssen anhand der Differenz-Zahlungsreihe errechnet werden. Ähnliches gilt auch für die spezifischen Stromerzeugungskosten, bei denen die absolute Kostendifferenz auf die Mehr- bzw. Minderleistung bezogen wird.

Pluspunkt Delta-Berechnung: Die Betrachtung der Differenzinvestition bietet den großen Vorteil, dass sich alle Einflussgrößen, die bei beiden Varianten in gleicher Höhe vorliegen, durch die Subtraktion gegenseitig aufheben, sie tauchen dadurch in der Differenzinvestition nicht mehr auf.

Dieser Fall ist typisch bei Modernisierungsprojekten, wo sich z. B. durch den Ersatz einer Schaufelreihe zwar die Leistung ändern kann, die Personalkosten aber konstant bleiben. In der Delta-Berechnung heben sich die Personalkosten dann gegenseitig auf und sind für die Berechnung irrelevant.

3.2 Wärmeauskopplung

PG-ROI hat für die Berechnung von Heizkraftwerken, die neben dem Hauptprodukt Strom auch gleichzeitig Wärme bzw. Dampf verkaufen, spezielle Eingabefelder vorgesehen. Diese werden mit Hilfe des entsprechenden Dropdown-Feldes „Mit Wärmeauskopplung“ eingeblendet:

Die Erlöse aus dem Wärmeverkauf gehen gleich den Erlösen aus dem Stromverkauf in das Betriebsergebnis und den Cashflow ein.

Die Erlöse aus der Wärmeauskopplung werden bei der Berechnung der spezifischen Stromerzeugungskosten als Gutschrift bewertet, es wird also davon ausgegangen, dass Strom das Hauptprodukt und Wärme das Nebenprodukt ist. Genauer wird diese sogenannte Restkostenrechnung im Kapitel 5.3 erläutert.

| Leistung | | Wert |
|------------------------------------|-----|--------|
| Elektrische Nettoleistung | MW | 720 |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | h/a | 8000 |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | % | 56,50% |
| Thermische Nettoleistung | MW | 500 |
| Thermische Vollastbetriebsstunden | h/a | 7500 |

Abbildung 3-1 Eingabefelder für Wärmeauskopplung

3.3 Alt- und Neuanlage

Mit Hilfe des Dropdown-Fensters „Alt-/Neuanlage“ öffnen und schließen sich weitere Eingabefelder (Spalte „Jetzt“), in welche die aktuellen Werte einer bestehenden Anlage eingegeben werden.

In diesem Fall wird nämlich davon ausgegangen, dass eine Anlage bereits produziert, sie aber später durch eine andere ersetzt wird. Zum Zeitpunkt der kommerziellen Übergabe (s. Kapitel 4.9) gelten dann nicht mehr die Daten der alten Anlagen, sondern der neuen. Für vollständig neue Kraftwerke entfällt naturgemäß die Eingabe von Daten einer bestehenden Anlage, so dass dann „Neuanlage“ gewählt wird.

| Details Leistung Monate | | Amortisationszeit aus Kapitalwert akkumuliert | F-Class Turbine | | | | |
|------------------------------------|--|---|-----------------|-------------|-------|--------|------|
| Details Kosten/Erlöse Aus | | Altanlage und Neuanlage | Jetzt | Neue Anlage | | | |
| Details Steigerung Aus | | Altanlage und Neuanlage (Neuanlage) | Wert | Wert | Min % | Max % | Vert |
| Leistung | | | | | | | |
| Elektrische Nettoleistung | | MW | 700 | 720 | 95,0% | 102,9% | |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | | h/a | 7900 | 8000 | 93,0% | 101,0% | |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | | | 52,00% | 56,50% | 98,6% | 100,2% | |
| Betriebskosten | | | Wert | Wert | Min % | Max % | Vert |
| Personal | | Mio. EUR/a | 3,5 | 2,5 | 90,0% | 110,0% | |
| Versicherung | | Mio. EUR/a | 2 | 2 | 90,0% | 110,0% | |
| Fixe Instandhaltung | | Mio. EUR/a | 13 | 13 | 68,2% | 127,3% | |
| Sonstige Kosten A | | Min EUR/a | | | | | |

Abbildung 3-2 Alt- und Neuanlage

Die Stromerzeugung sowie die Betriebskosten und -erlöse für Alt- und Neuanlage werden addiert zu einer fiktiven Gesamtanlage, für welche dann alle weiteren Ergebnisse berechnet werden.

| | Jetztige Anlage | Neuanlage | Summe | |
|-----------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| Betriebskosten | | | | |
| Personal - Jetzt | 3,500 | 1,700 | 3,500 | 2,400 |
| Personal - Neu | | 1,200 | 2,400 | 2,400 |
| Personal | 3,500 | 2,900 | 2,400 | 2,400 |

Abbildung 3-3 Summe aus Alt- und Neuanlage

PG-ROI bietet mit der Betrachtung von Alt- und Neuanlage eine einzigartige Möglichkeit, die Modernisierung von Kraftwerken zu berechnen. Die komplexe Modellbildung für einen solchen Fall der Modernisierung wird im Kapitel 7.2 ausführlich dargestellt.

3.4 Detaillierungsgrad Leistung und Kosten

PG-ROI arbeitet wahlweise in drei verschiedenen **Detaillierungsgraden**, je nachdem, wie genau die Eingabedaten bekannt sind und wie detailliert die Rechnung sein soll:

- In der einfachsten Betrachtungsform wird angenommen, dass sich die Werte (z.B. Betriebsstunden, Kosten und Erlöse) über den Betrachtungszeitraum nicht ändern.
- Bei jahresgenauen Daten werden die Daten der Jahre gesondert eingegeben und gleichmäßig auf die Monate des Jahres verteilt.
- Bei monatsgenauen Daten wird während der ersten 5 Jahre (60 Monate) die Verteilung innerhalb des Jahres monatsgenau berücksichtigt, die restliche Zeit wird jahresweise angegeben.

Die stufenweise Detaillierung gilt nur für bestimmte Größen, nämlich die Vollastbetriebsstunden und die sonstigen Kosten und Erlöse. Damit lassen sich die meisten Projekte ausreichend genau modellieren.

Die Berechnung ist in jedem der drei Fälle **monatsgenau** (z. B für den Zahlungsplan und den Zeitpunkt der Inbetriebsetzung), auch wenn die Ergebnisse nur für die ersten 5 Jahre in den Tabellen und Diagrammen für die Monate angezeigt werden.

| | |
|---------------------------|---|
| Details Leistung Monate | Amortisationszeit aus Kapitalwert akkumuliert |
| Details Kosten/Erlöse Aus | Altanlage und Neuanlage |
| Details Steigerung Aus | Ohne Wärmeauskopplung |
| Details Steigerung Jahre | |
| Details Steigerung Aus | |

Abbildung 3-4 Dropdown-Menüs für Detaillierung

Die Umschaltung erfolgt mit den Dropdown-Feldern „Details Leistung“ und „Details Kosten/Erlöse“.

Genauer zur Detaillierung von Leistung und Kosten findet sich in den jeweiligen Kapiteln, seine Bedeutung (insbesondere die Auswirkung auf die interne Verzinsung) zeigt das Beispiel in Kapitel 7.3.

3.5 Detaillierungsgrad Steigerungsraten

Für die Steigerungsraten von Kosten und Erlösen bietet PG-ROI eine Wahlmöglichkeit:

- konstant über die Betrachtungsdauer (z. B. Steigerung der Brennstoffkosten um 2% pro Jahr)
- jährliche Schritte (3% im ersten Jahr, 2% im zweiten Jahr, 5% im dritten Jahr usw.)

Durch diese Detaillierung ist es sehr einfach möglich, Szenarien für Marktentwicklungen nachzubilden. Genauer zur Eingabe und ein Beispiel dazu finden sich im Kapitel 4.4.3.

3.6 Detaillierungsgrad Investition

Für bestimmte Projekte sind die einzelnen Komponenten, welche die Investition ergeben, genauer bekannt. In diesem Fall ist es sinnvoll, anhand des Projektzeitplans und der Einzelpreise einen detaillierten Investitions- und Zahlungsplan aufzustellen, und die Zahlung der Kredite ebenfalls daran zu spiegeln. Für diesen Fall bietet PG-ROI das Blatt „Invest_M“, das im Kapitel 4.9 genauer behandelt wird.

4 Dateneingabe

4.1 Übersicht Eingabedaten

Es gibt ein Vielzahl von Eingabedaten, und welche Zahlen, Daten und technischen Werte für das jeweilige Projekt benötigt werden, ist abhängig von der Fragestellung.

| Allgemeine Daten | Betriebskosten | Investition |
|---------------------------------|-------------------------|--|
| Startpunkt | Personal | Investitionsvolumen incl. Zahlungsplan |
| Betrachtungsdauer ab Startpunkt | Versicherung | Datum Übergabe |
| Diskontierungszinssatz | Instandhaltung | Nutzungsdauer ab IBS |
| Barwertzeitpunkt | Weitere fixe Kosten | Abschreibungsdauer Steuer |
| Steuersatz auf Gewinn | Brennstoff | Finanzierung |
| Leistungsdaten | Betriebsmittel | Fremdkapitalanteil 1 und 2 |
| Elektr. Nettoleistung | Variable Instandhaltung | Fremdkapitalzinssatz 1 und 2 |
| Elektr. Volllastbetriebsstunden | Betriebserlöse | Tilgungsbeginn 1 und 2 |
| Elektr. Nettowirkungsgrad | Fixe Erlöse Strom | Tilgungsdauer 1 und 2 |
| Therm. Nettoleistung | Fixe Erlöse Wärme | Eigenkapitalanteil |
| Therm. Volllastbetriebsstunden | Weitere fixe Erlöse | Zinssatz Eigenkapital |
| Alterungsfaktoren | Variable Erlöse Strom | Tilgungsdauer Eigenkapital |
| | Variable Erlöse Wärme | Zahlungsplan |

Abbildung 4-1 Übersicht Eingabedaten

4.2 Allgemeine Daten

Die allgemeinen Daten werden im Blatt „Input“ im oberen Abschnitt eingegeben; sie gelten für die Berechnung beider Varianten gleichermaßen, sie können auch als übergeordnete Daten bezeichnet werden.

Nur der **Projektname** wird im Blatt "Cover" im entsprechenden Feld eingegeben, er erscheint auf allen Ausdrucken dieser Datei.

Darunter werden die Namen der Varianten A, B und Delta A-B eingegeben. Die Delta-Variante kann häufig als „Vorteil von ‚A‘ über ‚B“ bezeichnet werden. Auch sie erscheinen auf allen Blättern.

Abbildung 4-2 Allgemeine Daten

Die **Währung** kann frei vorgegeben werden, am besten als Code aus drei Buchstaben. Diese Währung gilt für alle Geldeinheiten im Programm; Umrechnungen aus anderen Währungen müssen separat oder als Formel in den Zellen der Eingaben erfolgen.

Der **Startpunkt** ist der Beginn der Berechnungen und gleichzeitig der Anfang der Zeitachse in den Diagrammen von Cashflow und Stromerzeugungskosten. Er liegt wegen der Übersichtlichkeit immer am Anfang eines Kalenderjahres, der aus einem Dropdown-Menü ausgewählt wird.

Hinweis: Wenn der Startpunkt verändert wird, ändert sich die Zeitachse in den Details, aber die Eingaben verschieben sich nicht automatisch mit!

Die **Betrachtungsdauer ab Startpunkt** ist die Anzahl der Jahre (5 bis 50 Jahre) für alle Berechnungen. Alle Eingaben von Investitionen, Kosten und Erlösen außerhalb des Betrachtungszeitraums werden nicht berücksichtigt. Sie entspricht auch der Länge der X-Achse in den Diagrammen von Cashflow und Stromerzeugungskosten.

Die Betrachtungsdauer wird deshalb durch den Anwender vorgegeben, weil sich die Rentabilität und alle Kennzahlen der Investition mit dieser Betrachtungsdauer verändern. Eine fest vorgeschriebene Betrachtungsdauer, z. B. 25 Jahre ist für bestimmte Fälle nicht sinnvoll, denn verschiedene Varianten können sich gerade in der Nutzungsdauer unterscheiden (s. Beispiel Modernisierung). Im allgemeinen wird die Betrachtungsdauer jedoch die Summe aus Bauzeit und Nutzungsdauer sein.

Die Barwerte von Kosten und Erlösen werden über die Betrachtungsdauer summiert. Die Ergebnisse in Diagrammen und Tabellen werden ebenfalls bis zum Ende der Betrachtungsdauer dargestellt.

Der **Diskontierungssatz** wird durch den Anwender vorgegeben. Bei Eingabe Diskontierungssatz = 0 sind der Barwert und der nominelle Wert identisch. Typische Eingabewerte liegen zwischen 6 und 12%. Über den Diskontierungszinssatz findet sich mehr in Kapitel 6.2 „Dynamische Investitionsrechnung“.

Der **Barwertzeitpunkt** ist entscheidend für alle Berechnungen, bei denen Zahlungsströme und Kosten verschiedener Perioden miteinander verglichen werden sollen. Es ist der Zeitpunkt, auf den alle zukünftigen Kosten und Erlöse mit dem Diskontierungszins abgezinst werden, so dass sie sich als Barwerte miteinander vergleichen lassen.

Pluspunkt Barwertzeitpunkt: Der Barwertzeitpunkt kann bei PG-ROI frei vorgegeben werden. Hierin unterscheidet sich das PG-ROI-Modell von anderen vergleichbaren Modellen, die den Barwertzeitpunkt häufig zwangsläufig auf den Zeitpunkt der Übergabe legen (Beginn kommerzieller Betrieb oder Ende der IBS). Bei PG-ROI kann sowohl dieser Zeitpunkt gewählt werden, als auch z. B. der Zeitpunkt „Vertragsabschluss“ oder auch der Endwert, d. h. der aufgezinste Vorteil am Ende der Betrachtungsdauer. Mehr dazu im Kapitel 6.2.1 „Cashflow und Barwert“.

Der **Steuersatz auf Gewinn** wird als Prozentsatz eingegeben. Der steuerpflichtige Gewinn jedes Jahres wird mit diesem Steuersatz multipliziert (wenn der Gewinn positiv ist). Der Steuersatz kann zwischen 0% (keine Ertragssteuer) und 100% liegen. Ein Verlusttrag ist nicht vorgesehen.

4.3 Technische Betriebsdaten

Es gibt viele Parameter, die ein Kraftwerk technisch beschreiben (z. B. Daten des Wasser-Dampf-Kreislaufs, Brutto-Leistung, Höhe des elektrischen Eigenbedarfs, Spezifika des Brennstoffs etc.). Sie sind aber fast alle für die Berechnung des wirtschaftlichen Nutzens irrelevant und sollen in Spezialprogrammen zur Auslegung von Kraftwerken verwendet werden.

In PG-ROI werden nur Daten mit wirtschaftlicher Auswirkung aufgenommen:

- Netto-Leistung
- Netto-Wirkungsgrad
- Betriebsstunden

Im Falle der Wärmeauskopplung kommen noch die thermische Nettogleistung und die thermischen Betriebsstunden dazu.

| Leistung | | Wert |
|----------------------------------|-----|--------|
| Elektrische Nettogleistung | MW | 720 |
| Elektrische Vollastbetriebsstund | h/a | 8000 |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | 56,50% |
| Thermische Nettogleistung | MW | 500 |
| Thermische Vollastbetriebsstun | h/a | 6000 |

Abbildung 4-3 Technische Betriebsdaten

Auf diese Weise ist es möglich, mit PG-ROI technisch völlig verschiedene Kraftwerke zu beschreiben.

Falls dennoch eine Abhängigkeit von Leistungsgrößen von weiteren Parametern berücksichtigt werden soll, so ist dies problemlos über formelhafte Verknüpfung der Eingabefelder von PG-ROI mit externen Tabellen von Excel möglich.

4.3.1 Elektrische Nettogleistung

Die **Elektrische Nettogleistung** ist die Leistung, die maximal an das Leitungsnetz übertragen wird. Sie wird in MW angegeben. Die vom Generator erzeugte Bruttogleistung und der elektrische Eigenbedarf werden nicht betrachtet.

Wenn ein einzelner Wert für die elektrische Nettogleistung das tatsächliche Lastverhalten nur ungenügend widerspiegelt, dann können im Blatt „Power“ (siehe Kapitel 4.3.4) zusätzlich drei weitere Lastpunkte vorgegeben werden, zu denen dann auch jeweils ein Wirkungsgrad und eine Menge von Betriebsstunden gehören. Der durchschnittliche Wirkungsgrad wird daraus automatisch errechnet.

Die Leistung unterliegt häufig einer Verschlechterung (Alterung), welche sich durch Wartung/Modernisierung teilweise wieder ausgleichen lässt. Insbesondere bei Gasturbinen sind diese Alterungsfaktoren in Abhängigkeit von der (äquivalenten) Betriebsstundenzahl bekannt. Sie werden bei PG-ROI als sog. Alterungsfaktoren in den detaillierten Eingabentabellen ‚Power‘ und ‚Power_M‘ eingegeben. Siehe Kapitel 4.3.4.

4.3.2 Elektrische Vollastbetriebsstunden

Elektrische Vollastbetriebsstunden sind die theoretische Anzahl der Betriebsstunden, welche die Anlage während einer Periode mit der angegebenen elektrischen Nettogleistung läuft. Es ist eine Rechengröße, die nicht mit den tatsächlichen Betriebsstunden gleichgesetzt werden darf.

Gleichwertig zu den Vollastbetriebsstunden ist der **NCF** (englisch = Net Capacity Factor). Es gelten die folgenden Beziehungen:

$$\text{Vollastbetriebsstunden [h]} = \frac{\text{erzeugte Jahresleistung [MWh]}}{\text{Nettogleistung [MW]}} \quad \text{Net Capacity Factor [\%]} = \frac{\text{erzeugte Jahresleistung [MWh]}}{\text{Nettogleistung [MW]} \cdot 8760\text{h}}$$

Gleichung 4-1 Vollastbetriebsstunden und Net Capacity Factor

Der Net Capacity Factor ist nicht gleich der Verfügbarkeit, die sich anhand festgelegter Definitionen auf die geplante und erreichte Zeitverfügbarkeit bezieht. Der NCF spiegelt ausschließlich die tatsächlich erzeugte Energiemenge im Verhältnis zur theoretischen Obergrenze wider.

Die Vollastbetriebsstunden jedes Jahres werden gleichmäßig über die Monate verteilt, und zwar vom Ende der Inbetriebsetzung über die gesamte Nutzungsdauer. Wenn der kommerzielle Betrieb z. B. im Mai 2002 beginnt und die Nutzungsdauer 10 Jahre beträgt, dann werden die Betriebsstunden von Mai 2002 bis April 2011 jeden Monat 1/12 der Jahres-Vollastbetriebsstunden betragen.

Wenn diese gleichmäßige Verteilung dem tatsächlichen Betrieb nicht entspricht, können die Betriebsstunden für einzelne Jahre und Monate direkt vorgegeben werden, was im folgenden Kapitel beschrieben wird.

Die äquivalenten Betriebsstunden, die häufig für die Ermittlung von Lebensdauer und Wartungsintervallen bei Gasturbinen herangezogen werden, errechnen sich einerseits aus den tatsächlichen Betriebsstunden (Vollast oder Teillast) und aus Faktoren für die Fahrweise (Anzahl Anfahrvorgänge). Da diese Berechnung herstellerepezifisch ist, kann sie bei PG-ROI nicht direkt berücksichtigt werden, vielmehr muss sie in Nebenrechnungen erfolgen, deren Ergebnis sich in den Betriebsstunden, Alterungsfaktoren und natürlich den detaillierten Wartungskosten niederschlagen sollte.

4.3.3 Wirkungsgrad

Der **elektrische Nettowirkungsgrad** wird in Prozent eingegeben. Er stellt das Maß für die Güte der Wärmeausnutzung des Kraftwerks dar und ergibt sich aus der erzeugten elektrischen Energie geteilt durch die eingesetzte Energie in Form von Brennstoff. Häufig wird statt des elektrischen Nettowirkungsgrades η sein Kehrwert, der spezifische Wärmeverbrauch w angegeben, in Kilojoule thermischer Energie pro erzeugter Kilowattstunde elektrischer Energie. Die Umrechnung geschieht folgendermaßen:

$$\text{Wirkungsgrad } [\eta] = \frac{\text{Elektrische Nettoleistung} \left[\frac{\text{kW}}{\text{kJ/s}} \right]}{\text{eingesetzte thermische Energie} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{s}} \right]} = \frac{3600 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kJ}} \right]}{w}$$

Gleichung 4-2 Wirkungsgrad und spezifischer Wärmeverbrauch

Es ist vom durchschnittlichen Wirkungsgrad über die Nutzungsdauer der Anlage auszugehen. Das bedeutet, dass z. B. Anfahr- und Abfahrzeiten, bei denen die Leistung und Wirkungsgrad vermindert sind, im Wirkungsgrad enthalten sein müssen oder über die vier Lastpunkte schrittweise eingegeben werden.

Der Wirkungsgrad unterliegt wie die Leistung häufig einer Verschlechterung (Alterung). Sie werden bei PG-ROI als sog. Alterungsfaktoren in den detaillierten Eingabenblättern ‚Power‘ und ‚Power_M‘ eingegeben. Siehe Kapitel 4.3.4.

Der spezifische Wärmeverbrauch wird im Kommentarfeld zum Wirkungsgrad im Blatt „Input“ angegeben.

4.3.4 Wärmeauskopplung

Wählen Sie im Blatt „Input“ mit dem Dropdown-Menü das Feld „Mit Wärmeauskopplung“, wenn das Kraftwerk nicht nur Strom, sondern auch Dampf produziert und verkauft.

Die **thermische Nettoleistung** wird bei Anlagen mit KraftWärme-Kopplung analog zur elektrischen Nettoleistung in MW eingegeben. Sie entspricht der Wärmeleistung, die an das Wärmenetz abgegeben wird.

Die thermischen **Volllastbetriebsstunden** sind die rechnerische Anzahl der Betriebsstunden, welche die Anlage während einer Periode mit der angegebenen thermischen Nettoleistung läuft. Sie wird in Betriebsstunden pro Jahr angegeben.

Die thermische Nettoleistung wird mit den thermischen Volllastbetriebsstunden multipliziert, um die variablen Wärmeerlöse zu bestimmen.

Brennstoffkosten ändern sich nicht bei Wärmeauskopplung. Es wird auch kein thermischer Wirkungsgrad berücksichtigt, sondern davon ausgegangen, dass die Wärme ein Nebenprodukt ist. Somit bezieht sich der Wirkungsgrad ausschließlich auf die elektrische Leistung, die ans Netz abgegeben wird. Es wäre daher unsinnig, eine thermische Leistung ohne elektrische Leistung bzw. Betriebsstunden anzugeben.

Die Betriebsstundenzahl der Wärmeauskopplung kann analog zur elektrischen Leistung jahres- und monatsweise eingegeben werden. Einziger Unterschied ist, dass es bei der Wärmeauskopplung nur einen Lastpunkt mit dem Wert aus dem Blatt „Input“ gibt.

| Thermische Leistung | Stunden | MW |
|---------------------|---------|---------|
| 500 | | |
| | | Eta |
| | | 2002-11 |
| | | 2002-12 |
| 500 | | 2003-01 |
| 500 | | 2003-02 |
| 400 | | 2003-03 |
| 600 | | 2003-04 |
| 450 | | 2003-05 |

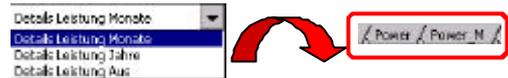
Abbildung 4-4
Details Wärme

4.3.5 Details Leistung und Betriebsstunden

Durch das Dropdown-Menü „Details Leistung“ öffnen sich neue Eingabeblätter

- „Power“ für jährliche Betrachtung und
- „Power_M“ für monatliche Betrachtung,

in denen die **Volllastbetriebsstundenzahl** individuell pro Jahr bzw. während der ersten fünf Jahre sogar monatsweise eingegeben werden kann.



Auf diese Weise können mit PG-ROI folgende Fälle modelliert werden:

- Wechsel zwischen **Volllastbetrieb** und **Teillastbetrieb** mit unterschiedlichen Wirkungsgrad (z. B. für Minimum-Last in Nachtstunden)
- Schrittweise Inbetriebnahme von Gasturbinen und Abhitzeessel
- Zeitweise Ausserbetriebnahme von Gasturbinen und Kessel während einer Modernisierung

Die Abbildung zeigt einen Ausschnitt aus dem Blatt „Power_M“, bei dem die schrittweise Inbetriebnahme eines Kraftwerks modelliert wurde: Die nominale Leistung beträgt 720 MW bei 56,5% Wirkungsgrad, aber zuerst geht im Monat 01/2003 nur eine Gasturbine mit 230 MW und 36,8% Wirkungsgrad in Betrieb, einen Monat später die zweite Gasturbine und weitere 12 Monate später der Abhitzeessel, so dass ab Monat 02/2004 die Anlage in ihrer endgültigen Konfiguration läuft und die Eingaben bei den Gasturbinen nicht mehr notwendig sind.

Zusätzlich könnte auch noch die Betriebsstundenzahl (hier 8000h / 12 = 667h) der einzelnen Monate variiert werden.

Aus den einzelnen Lastpunkten wird die **Volllastbetriebsstundenzahl** errechnet. In einer Zelle des Tabellenblatts wird zudem für Informationszwecke ein durchschnittlicher Wirkungsgrad über die Gesamtlauzeit errechnet.

Pluspunkt Flexibilität: Unterschiedliche **Lastpunkte** (z.B. Volllast, Mittelast, Minimallast) haben i.d.R. unterschiedliche Wirkungsgrade. In PG-ROI können bis zu vier Lastpunkte unabhängig voneinander eingegeben werden, von denen der erste den Basisdaten aus dem Input-Blatt entspricht.

| MW | Betriebsstunden | | | 720 |
|---------|-----------------|--------|--------|--------|
| | 720 | 230 | 230 | |
| Eta | 56,50% | 36,80% | 36,80% | 49,65% |
| 2002-11 | | | | |
| 2002-12 | | | | |
| 2003-01 | | 667 | | 213 |
| 2003-02 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-03 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-04 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-05 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-06 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-07 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-08 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-09 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-10 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-11 | | 667 | 667 | 426 |
| 2003-12 | | 667 | 667 | 426 |
| 2004-01 | | 667 | 667 | 426 |
| 2004-02 | 667 | | | 667 |
| 2004-03 | 667 | | | 667 |
| 2004-04 | 667 | | | 667 |
| 2004-05 | 667 | | | 667 |
| 2004-06 | 667 | | | 667 |
| 2004-07 | 667 | | | 667 |

Abbildung 4-5 Details Leistung und Betriebsstunden

Wenn die Details Leistung auf Monate oder Jahre ausgewählt sind, dann gelten ausschließlich die Stundenzahlen, die in den Blättern „Power“ oder „Power_M“ eingegeben werden. Die Vorgabe der jährlichen Volllastbetriebsstunden im Blatt „Input“ ist für die Berechnung irrelevant, sie kann aber sinnvollerweise für Formelbezüge zu den Blättern „Power“ und „Power_M“ genutzt werden. Insbesondere bei den Sensitivitätsanalysen ist das ein großer Vorteil, denn dort wird nur der Wert im Blatt „Input“ variiert – durch Formelverknüpfung verändern sich diese Werte dann auch.

Bitte beachten: die Vorgabe des Startzeitpunkts und der Nutzungsdauer bedingt damit auch nicht mehr den Zeitraum für den Betrieb – es gelten nur noch die manuell eingegebenen Werte in den Blättern „Power“ und „Power_M“.

Andere Möglichkeiten werden in den Beispielen am Ende des Handbuchs erläutert (Kapitel 7).

4.3.6 Alterungsfaktoren

Bei vielen Kraftwerken bzw. Turbinen nimmt die Leistung und der Wirkungsgrad über die Lebensdauer ab. Die Gründe hierfür sind für PG-ROI nicht interessant, sondern nur die rechnerische Auswirkung auf Leistung und Brennstoffkosten. Die Eingabe einer solchen Verschlechterung der Anlagendaten erfolgt in den Blättern „Power“ und „Power_M“ über sogenannte Alterungsfaktoren. – je einer für elektrische Leistung und Wirkungsgrad. Typischerweise liegen die Faktoren zwischen 95 und 100%; sie springen nach einer Generalüberholung der Anlage oder einem Austausch von Teilen wieder auf höhere Werte, wie in der Graphik beispielhaft gezeigt wird.

Wenn keine Daten eingetragen sind, gilt der Faktor 1, es brauchen demnach nicht alle Felder ausgefüllt zu werden.

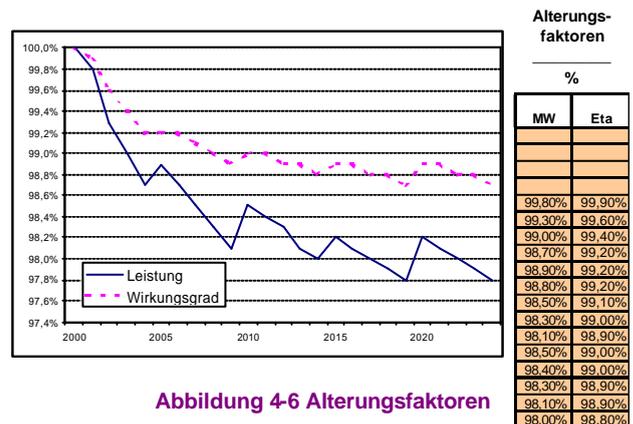


Abbildung 4-6 Alterungsfaktoren

4.4 Betriebskosten

Die Betriebskosten setzen sich aus fixen und variablen Bestandteilen zusammen:

| Betriebskosten | | Wert | Min % | Max % | Vert | Steig. |
|-------------------------|------------|------|-------|-------|------|--------|
| Personal | Mio. EUR/a | 2,5 | | | | 3,0% |
| Versicherung | Mio. EUR/a | 2 | | | | 0% |
| Instandhaltung | Mio. EUR/a | 13 | | | | 0% |
| Sonstige Kosten A | Mio. EUR/a | | | | | |
| Sonstige Kosten B | Mio. EUR/a | | | | | |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | 0,1 | | | | 3,0% |
| Brennstoff | EUR/GJ | 2,6 | | | | 2,0% |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | 0,25 | | | | 2,0% |

Note: A callout box points to 'Sonstige Kosten A' and 'Sonstige Kosten B' with the text: 'Bezeichnung für sonstige Kosten hier ändern'. A bracket groups 'Personal', 'Versicherung', and 'Instandhaltung' as 'Fixe Kosten'. Another bracket groups 'Variable Instandhaltung', 'Brennstoff', and 'Betriebsmittel' as 'Variable Kosten'. A separate callout points to the 'Steig.' column with the text: 'Jährliche Steigerungsraten'.

Abbildung 4-7 Übersicht Betriebskosten

Die fixen Betriebskosten sind Personal, Versicherung, ein fixer Anteil an Instandhaltungskosten sowie zwei beliebig vorzugebende weitere Kostenarten. Die Namen dieser Kostenarten können beliebig angepasst werden, um dann in allen Eingabe- und Ausgabebblätter zu erscheinen.

Die fixen Betriebskosten jedes Jahres werden gleichmäßig über die Monate verteilt, und zwar vom Ende der Inbetriebsetzung über die gesamte Nutzungsdauer. Wenn der kommerzielle Betrieb z. B. im Mai 2002 beginnt und die Nutzungsdauer 10 Jahre beträgt, dann werden die Versicherungskosten von Mai 2002 bis April 2011 jeden Monat 1/12 des eingegebenen Wertes betragen.

Dies gilt nicht für die sonstigen Kosten, wenn die Detaillierung der Kosten aktiviert ist (siehe Kapitel 4.4.3).

Die variablen Betriebskosten setzen sich aus dem variablen Anteil der Instandhaltungskosten, dem Brennstoff und Betriebsmitteln zusammen.

Die variablen Kosten werden als spezifische Größe pro erzeugter MWh elektrischer Energie bzw. pro GJ eingegeben. Der absolute Betrag der Kosten ergibt sich erst aus der Multiplikation mit der erzeugten Strommenge [MWh] jedes Monats.

Alle Kosten unterliegen ihren jeweiligen jährlichen **Steigerungsraten**, die in Feldern neben den Kosten eingegeben werden:

Kostensteigerungen werden immer im Januar eines neuen Kalenderjahres wirksam. Wenn der Startpunkt der 1.1.2002 ist, dann erfolgt die erste Steigerung im Januar 2003, die zweite im Januar 2004 etc. Eine monatsweise Aufteilung der Steigerungsraten ist nicht vorgesehen, sondern die Kosten bleiben dann in jedem Monat eines Jahres konstant.

Wenn die Kosten nicht mit einer konstanten Rate über die Projektlaufzeit steigen, dann kann diese Steigerung auch für jedes Jahr einzeln vorgegeben werden. Siehe dazu Kapitel 3.5 und 4.4.3 über den Einsatz von detaillierten Steigerungsraten.

4.4.1 Fixe Betriebskosten

Die drei Kostenarten Personal, Versicherung und (fixe) Instandhaltung sind fest vorgegeben und steigen gemäß der eingegebenen Steigerungsrate. Daneben gibt es zwei frei wählbare Kostenarten.

Die **Personalkosten** werden direkt eingegeben. Häufig können sie als Formel aus einem durchschnittlichen Jahreslohn inkl. Personalnebenkosten, multipliziert mit der durchschnittlichen Anzahl von Mitarbeitern, für das gesamte Kraftwerk ermittelt werden.

Die **Versicherungskosten** werden direkt eingegeben. Um sie zu ermitteln, wird häufig ein prozentualer Anteil vom Investitionsvolumen angesetzt (Größenordnung 0,5 - 2%).

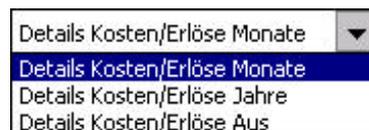
Für viele Kraftwerke ist es sinnvoll, die Kosten für **Instandhaltung** (Wartung) in einen fixen und einen variablen Anteil aufzutrennen. Der fixe Anteil wird direkt in Millionen Geldeinheiten pro Jahr eingegeben. Oft wird dabei ein Wert pro kW oder MW installierter Nettoleistung angegeben, da sich dafür Richtwerte für verschiedene Kraftwerkstypen finden. Die Umrechnung auf absolute Werte geschieht dann am besten durch Multiplikation mit der installierten elektrischen Nettoleistung.

Zwei Positionen für **Sonstige Kosten A und B** können nach Bedarf benutzt werden. Beispielsweise Sonderkosten der Instandhaltung oder eine Abgabe auf CO₂-Ausstoß. Über eine Verknüpfung mit den Betriebsstunden (Power, Power_M) kann relativ einfach ein sog. CO₂-Rechner erstellt werden.

| Mio. EUR | Turbinen-Schaufeln | Sonstige Kosten B |
|----------|--------------------|-------------------|
| 2001 | 2,1 | |
| 2002 | | |
| 2003 | 2,5 | |
| 2004 | | |
| 2005 | | |
| 2006 | 2,1 | |
| 2007 | | |
| 2008 | | |
| 2009 | | |
| 2010 | 2,5 | |
| 2011 | | |

Abbildung 4-8 Details Kosten

Das besondere an den sonstigen Kosten A und B ist, dass sie für einzelne Jahre bzw. Monate direkt vorgegeben werden können. Durch die Auswahl im Dropdown-Menü „Details Kosten/Erlöse“ öffnen sich die separaten **Eingabeblätter „Costs“** (jährliche Betrachtung) und **„Costs_M“** (monatliche Betrachtung), in denen die Kosten und Erlöse individuell pro Monat bzw. Jahr eingegeben werden.



Die Eingaben im Eingabeblatt „Costs“ oder „Costs_M“ sind **vorrangig** gegenüber den Eingaben im Blatt „Input“, so dass die im Blatt „Input“ vorher festgelegte Nutzungsdauer für die Anlagen dann nicht beachtet wird, sondern es wird direkt mit dem Geldbetrag gerechnet, der für die einzelnen Zeiträume angegeben ist, multipliziert mit der zugehörigen Steigerungsrate.

Damit können diskontinuierlich auftretende Kosten gut abgebildet werden, wie z. B. die Verschiebung und Verlängerung von Wartungsintervallen: Die Betriebsstunden bzw. deren Ausfall würden dabei monatsgenau im Blatt „Power_M“ eingegeben, ebenso die zugehörigen Sonderkosten z. B. unter dem Namen „Turbinenschaufeln“ im Blatt „Costs_M“.

4.4.2 Variable Betriebskosten

Drei Kostenarten ergeben die variablen Betriebskosten, die gemäß der jeweils eingegebenen Steigerungsrate steigen.

Die **variablen Instandhaltungskosten** werden spezifisch in Geldeinheiten pro erzeugter MWh elektrischer Energie angegeben. Für sie gilt auch, dass sie im Blatt „Costs“ und „Costs_M“ detailliert über Monate und Jahre betrachtet werden können (siehe dazu das vorherige Kapitel).

Die **Brennstoffkosten** werden als spezifische Brennstoffkosten in Geldeinheiten pro Gigajoule (GJ = 10⁹ J = 10⁶ kJ) angegeben, eine Größe, die sich leicht aus anderen Angaben errechnen lässt, so zum Beispiel aus dem Preis pro Tonne Brennstoff und dem Heizwert desselben nach nebenstehender Formel:

$$\frac{\text{Euro}}{\text{GJ}} = 1000 \cdot \frac{\text{Preis}_{\text{proTonne}}}{\text{Heizwert}} = \frac{\text{Euro/t}}{\text{kJ/kg}}$$

**Gleichung 4-3
Spezifische Brennstoffkosten**

Die ebenfalls häufig gebrauchte Einheit mBTU (million British Thermal Units) lässt sich leicht in GJ umrechnen: 1 GJ = 1,0551 mBTU.

Alle Brennstoffnebenkosten (z. B. für Transport) sollten in den Brennstoffkosten enthalten sein bzw. als fixe Betriebskosten erfasst werden (z. B. in den sonstigen Kosten).

Die Brennstoffkosten machen einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten eines fossil befeuerten Kraftwerks aus. Sie errechnen sich für jede Periode (Jahre oder Monate) aus den spezifischen Brennstoffkosten (dem Preis für Brennstoff, der elektrischen Nettoleistung [MW], den Volllastbetriebsstunden [h] und dem elektrischen Nettowirkungsgrad [-] nach folgender Formel. Zum Wirkungsgrad siehe Kapitel 4.3.2.

$$\text{Brennstoffkosten [Euro]} = 3,6 \cdot \frac{\text{spez Brennstoffkosten [Euro/GJ]} \cdot \text{Leistung [MW]} \cdot \text{Volllastbetriebsstunden [h]}}{\text{Wirkungsgrad}}$$

Gleichung 4-4 Absolute Brennstoffkosten

Diese spezifischen Brennstoffkosten beziehen sich immer auf die eingesetzte Wärmeenergie des Brennstoffs.

Die **Betriebsmittelkosten** werden als spezifische Kosten in Geldeinheiten pro erzeugter elektrischer MWh eingegeben. Typische Betriebsmittelkosten sind Kalk als Zuschlag in Kohlekraftwerken, Wasser oder Chemikalien für Rauchgaswäsche.

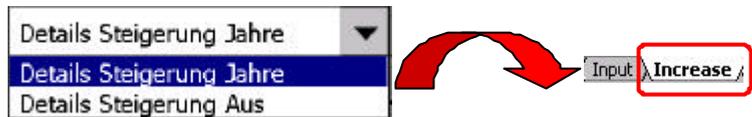
Die Betriebsmittelkosten errechnen sich für jede Periode (Monate oder Jahre) aus den spezifischen Betriebsmittelkosten, der elektrischen Nettoleistung und den Volllastbetriebsstunden:

$$\text{Betriebsmittelkosten [Euro]} = \text{spez Betriebsmittelkosten [Euro/MWh]} \cdot \text{Leistung [MW]} \cdot \text{Volllastbetriebsstunden [h]}$$

Gleichung 4-5 Betriebsmittelkosten

4.4.3 Details Steigerung Kosten

Durch die Auswahl im DropdownMenü „Details Steigerung“ öffnet sich das separate **Eingabeblatt „Increase“**, in dem die **Steigerungsraten von Kosten und Erlösen** individuell pro Jahr eingegeben werden können.



Dort können für alle Betriebskosten und -erlöse die jeweiligen Steigerungsraten eingetragen werden. Die Steigerungen beziehen sich jeweils auf den Wert des Vorjahres.

Beispiel: Ausgangswert 1000 EUR im Jahr 2002. Steigerung um 4% im zweiten Jahr führt zu 1040 EUR. Steigerung um 5% im dritten Jahr führt zu 1092 EUR.

Die Eingaben in dem Eingabeblatt „Increase“ sind **vorrangig** gegenüber den Eingaben im Blatt „Input“. Wenn also die Details Steigerung pro Jahr gewählt wurden, dann werden die eingegebenen Steigerungsraten im Blatt „Input“ nicht mehr beachtet.

Beispiel: Nachfolgend eine grafische Darstellung für steigende und fallende Raten am Beispiel von Stromerlösen und Brennstoff für einen Markt kurz vor seiner Deregulierung:

Zuerst wird ein Ansteigen der Strompreise erwartet, gefolgt von einer Senkung der Preise nach ein paar Jahren. Für die Brennstoffkosten wird zunächst eine deutliche Steigerung, danach eine Sättigung erwartet.

Über eine Taste können die Werte für Steigerung aus dem Blatt „Input“ automatisch in das Blatt „Increase“ übertragen werden.

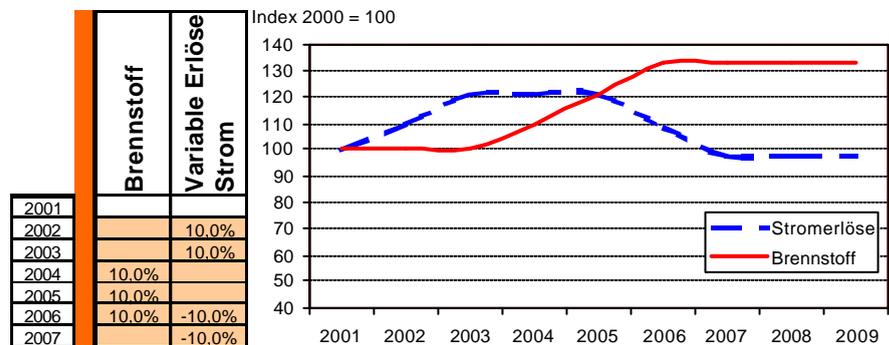


Abbildung 4-9 Szenario für Preis- und Kostensteigerung

PG-ROI nimmt neben den Steigerungsraten keine weitere „Inflation“ an. Gerechnet wird also durchgängig in realen Werten. Da die Inflation ja nichts anderes ist als der gewichtete Mittelwert von Steigerungsraten einzelner Güter und Dienstleistungen, wird eine Berechnung durch Beachtung einer zusätzlichen Inflationsrate nur ungenauer.

Etwas anders verhält es sich in Ländern mit Hyperinflation, die auf jeden Fall berücksichtigt werden müsste. Hier zeigt die Praxis, dass sowieso in harten Währungen (meist US-Dollar oder Euro) gerechnet wird.

4.5 Minimal- und Maximalwerte / Verteilung

Viele der in den vorangehenden Kapitel beschriebenen Eingaben sind nicht genau bekannt und können nur geschätzt werden. PG-ROI bietet hierfür die Wahrscheinlichkeitsanalyse an, eine besondere Form einer mehrdimensionalen Sensitivitätsanalyse. Im Kapitel 5.4 wird sie genauer beschrieben und interpretiert. Die notwendigen Angaben für die Wahrscheinlichkeitsanalyse werden im Blatt „Input“ eingegeben:

In die farbig hinterlegten Eingabefelder wird in die erste Spalte („Wert“) der Basiswert eingetragen (entspricht 100%). Diese Angaben sollten dem besten Schätzwert entsprechen.

Die Felder „Min%“ und „Max%“ geben die Bandbreite an, in der sich die Eingabewerte bewegen können. Sie werden als Prozentzahlen vom Basiswert eingetragen. Wenn der Basiswert für Personalkosten 2,5 beträgt und als Minimalwert 90% und Maximalwert 110% eingetragen wird, dann bewegen sich die Personalkosten zwischen 2,25 und 2,75.

| Leistung | | | Wert | Min % | Max % |
|------------------------------------|------------|--|--------|-------|-------|
| Elektrische Nettoleistung | MW | | 720 | 95% | 103% |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | h/a | | 8000 | 93% | 101% |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | | 56,50% | 99% | 100% |
| Betriebskosten | | | Wert | Min % | Max % |
| Personal | Mio. EUR/a | | 2,5 | 90% | 110% |
| Versicherung | Mio. EUR/a | | 2 | 90% | 110% |
| Instandhaltung | Mio. EUR/a | | 13 | 68% | 127% |
| Sonstige Kosten A | Mio. EUR/a | | | | |
| Sonstige Kosten B | Mio. EUR/a | | | | |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | | 0,1 | 100% | 110% |
| Brennstoff | EUR/GJ | | 2,6 | | |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | | 0,25 | | |

Abbildung 4-10 Eingabe von Min / Max Werten

In der Wahrscheinlichkeitsanalyse werden viele Berechnungen durchgeführt, wobei die Eingabedaten zufällig und statistisch unabhängig zwischen dem Minimal- und Maximalwert schwanken. Da sich alle Werte gleichzeitig ändern, wird mit einer genügend hohen Anzahl von Berechnungen das gesamte Feld der möglichen Eingaben abgedeckt und damit ein Feld von Ergebnissen geschaffen.

Bei der Delta-Berechnung stellt sich die Frage, inwieweit die Eingaben wirklich unabhängig voneinander schwanken sollten. Anhand eines Beispiels soll dies erläutert werden:

Sei Variante A die Anlage mit einer leistungsstarken Turbine (720 MW) und Variante B dieselbe Anlage mit einer schwächeren Turbine (640 MW), dafür aber mit einer geringeren Investition. Die Delta-Berechnung ist dann das Maß dafür, ob sich der Differenzpreis zwischen der teureren und billigeren Turbine lohnt, ob also diese Zusatzinvestition sich durch Verkauf von zusätzlich erzeugter Leistung rechtfertigen lässt.

Die zusätzlich erzeugte Strommenge und damit die Wirtschaftlichkeit hängt natürlich maßgeblich von der Betriebsstundenzahl ab. Angenommen, die Betriebsstundenzahl kann zwischen 5000 und 8000 Stunden pro Jahr liegen, dann ergibt sich folgende Eingabe:

| Details Leistung Aus | | Amortisationszeit aus Kapitalwert akkumuliert | | F-Class Turbine | | | | E-Class Turbine | | | |
|------------------------------------|-----|---|--|-----------------|-------|-------|------|-----------------|-------|-------|------|
| Details Kosten/Erlöse Aus | | Neuanlage | | Wert | Min % | Max % | Vert | Wert | Min % | Max % | Vert |
| Details Steigerung Aus | | Ohne Wärmeauskopplung | | | | | | | | | |
| Leistung | | | | | | | | | | | |
| Elektrische Nettoleistung | MW | | | 720 | | | | 640 | | | |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | h/a | | | 8000 | 62,5% | 100% | | 8000 | 62,5% | 100% | |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | | | 56,50% | | | | 52,00% | | | |

Abbildung 4-11 Statistisch unabhängige Verteilung

In der Realität wird die Anzahl der Betriebsstunden nicht vom Turbinentyp abhängen, sondern vom Markt, so dass der Vergleich von 5000h bei Variante A mit 7000h bei Variante B unsinnig wäre. Hier ist es sinnvoll, denselben Wert für beide Varianten anzunehmen und dafür das Delta zu errechnen. So ergibt sich ein Delta für 5000h, ein weiteres für 5100h usw. bis 8000h.

Diese Funktionalität (die ausschließlich für die Delta-Berechnung gebraucht wird), bietet PG-ROI mit der Eingabe von „F“ in der Spalte „Verteilung“ von Variante B.

| Leistung | | Wert | Min % | Max % | Vert | Wert | Min % | Max % | Vert |
|------------------------------------|-----|--------|-------|-------|------|--------|-------|-------|------|
| Elektrische Nettoleistung | MW | 720 | | | | 640 | | | |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | h/a | 8000 | 62,5% | 100% | | 8000 | 62,5% | 100% | F |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | 56,50% | | | | 52,00% | | | |

Abbildung 4-12 Abhängige Verteilung

Damit wird sichergestellt, dass beide Varianten bei der Wahrscheinlichkeitsanalyse um den gleichen Prozentsatz (ihres jeweiligen Ausgangswertes) nach oben oder unten variieren. Dabei werden die Prozentwerte „Min%“ und „Max%“ aus der Variante A in die Variante B übernommen.

4.6 Betriebserlöse

Die Betriebserlöse setzen sich aus fixen und variablen Bestandteilen zusammen:

Die **fixen Betriebserlöse** sind relativ selten anzutreffen; nur in bestimmten Märkten oder bei Spitzenlastkraftwerken wird z. B. ein Preis für das Bereitstellen einer Kapazität gezahlt. Ebenso gibt es für Wärmeauskopplung nur in seltenen Fällen fixe Erlöse. Um die Modellbildung flexibel zu gestalten, können noch drei weitere fixe Erlösarten („Sonstige Erlöse D, E, F“) benannt werden. Diese Bezeichnungen werden dann in alle Eingabe- und Ausgabeblätter übernommen.

| Betriebserlöse | Bezeichnung hier ändern | Wert |
|-----------------------|-------------------------|-------|
| Fixe Erlöse Strom | Mio. EUR/a | 10 |
| Fixe Erlöse Wärme | Mio. EUR/a | |
| Sonstige Erlöse D | Mio. EUR/a | |
| Sonstige Erlöse E | Mio. EUR/a | |
| Sonstige Erlöse F | Mio. EUR/a | |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh | 32,00 |
| Variable Erlöse Wärme | EUR/MWh | 2 |

Abbildung 4-13 Übersicht Betriebserlöse

Ein spezieller Fall für sonstige Erlöse wäre z. B. ein (fiktiver) Verkaufserlös der Anlage am Ende der Betrachtungszeit (Restwert). Damit können Varianten mit unterschiedlicher Nutzungsdauer vergleichbar gemacht werden.

Die fixen Betriebserlöse jedes Jahres werden gleichmäßig über die Monate verteilt, und zwar vom Ende der Inbetriebsetzung über die gesamte Nutzungsdauer. Wenn der kommerzielle Betrieb z. B. im Mai 2002 beginnt und die Nutzungsdauer 10 Jahre beträgt, dann werden die fixen Erlöse Strom von Mai 2002 bis April 2011 jeden Monat 1/12 des eingegebenen Wertes betragen.

Dies gilt nicht für die sonstigen Erlöse, wenn die Detaillierung der Erlöse aktiviert ist (analog zu den Betriebskosten, siehe dazu Kapitel 4.4.1).

Die **variablen Betriebserlöse** sind primär die variablen Erlöse der Stromerzeugung, eingegeben in Geldeinheiten pro MWh. Daneben sind analog auch variable Erlöse für Wärmeauskopplung vorgesehen.

Die variablen Erlöse werden als spezifische Größe pro erzeugter MWh elektrischer bzw. thermischer Energie eingegeben. Der absolute Betrag der Erlöse ergibt sich erst aus der Multiplikation mit der erzeugten Strommenge [MWh] jedes Monats.

Alle Erlöse unterliegen ihren jeweiligen jährlichen **Steigerungsraten**, die in Feldern neben den Erlösen eingegeben werden (analog zu Betriebskosten, daher siehe dazu Kapitel 4.4.3).

4.7 Investition

Das **Investitionsvolumen** beinhaltet alle direkten Anlagenkosten des Kraftwerks (Material, Löhne usw.) sowie die Kosten für Vorbereitung, Planung, Erstellung und IBS. Dazu kommen noch die Bauherrneigenleistung (z. B. Grundstücks- und Erschließungskosten, Gebühren), die im engeren Sinne nicht zu den Anlagenkosten zählen.

Die Summe dieser Kosten wird in Mio. Geldeinheiten angegeben. Eine häufig benutzte Größe ist auch das spezifische Investitionsvolumen pro installierten Kilowatt. Diese Größe, multipliziert mit der elektrischen Nettoleistung ergibt dann den absoluten Wert. Im Kommentarfeld zum Investitionsvolumen wird der spezifische Preis angegeben:

| | |
|---------------------|----------------|
| Investition | 500,000 EUR/kW |
| Investitionsvolumen | Mio. EUR 360 |

Abbildung 4-14 Spezifisches Investitionsvolumen

Das Investitionsvolumen enthält keine **Bauzeitzinsen**. Diese werden erst bei der Berechnung des Kapitalbedarfs in der Rentabilitätsrechnung berücksichtigt. Dabei gilt:

- Investitionsvolumen + Bauzeitzinsen = Kapitalbedarf

Die Bauzeitzinsen auf das Investitionsvolumen lassen sich mittels eines Dropdown-Feldes zuschalten. Dabei gibt es noch zusätzlich die Wahl zwischen Bauzeitzinsen mit Zinseszins und ohne Zinseszins.

Die Bauzeitzinsen fallen nur für den Fremdkapitalanteil an, nicht aber für Eigenkapital. Sie erhöhen das Kreditvolumen bis zum Beginn der Tilgung, werden also aktiviert. Die Verteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital ändert sich durch die Einbeziehung von Bauzeitzinsen, da diese ja nur das Fremdkapital und nicht das Eigenkapital erhöhen.

Bauzeitzinsen werden für jeden Monat errechnet (s. Gleichung für eine beliebige Periode j) und kumuliert, bis die Rückzahlung beginnt. Wenn Zinseszinsen berechnet werden sollen, dann werden die bisher angefallenen Zinsen zum kumulierten Fremdkapital addiert und darauf dann die neuen Zinsen berechnet.

$$\text{Bauzeitzinsen}_j = \text{kumulierte s Fremdkapital}_j \cdot \left[(1 + \text{Zinssatz FK})^{j/12} - 1 \right]$$

Gleichung 4-6 Bauzeitzinsen Fremdkapital

Es gibt eine sog. **Preisformel**, mit der die Steigerung des Investitionsvolumens vom Startpunkt bis zum Zahlungszeitpunkt während der Bauzeit berücksichtigt wird. Damit soll die Kostensteigerung während der Bauzeit einer Anlage (Materialkosten, Personalkosten etc.) in der Preisbildung berücksichtigt werden. Als einfacher in der Praxis hat sich allerdings erwiesen, die Preissteigerungen in einer Nebenrechnung zu ermitteln und im absoluten Investitionsvolumen und dem prozentualen Zahlungsplan zu integrieren. Dementsprechend bietet PG-ROI keine Preisformel an.

4.8 Zahlungsplan

Die Investition fällt im allgemeinen nicht auf einmal an und auch nicht kontinuierlich über die Bauzeit, sondern gemäß einem ausgehandelten **Zahlungsplan**. Dieser wird in der Eingabematrix „Zahlungsplan“ eingegeben, jeweils für die Varianten A und B.

| Investition | | Mio. EUR | Min % | Max % | Vert | | Min % | Max % | Vert |
|---|---------|----------|---------------------|-------|--------|----------|---------------------|-------|--------|
| Investitionsvolumen | | 360 | 95% | 105% | | | 338 | 95% | 105% |
| Nutzungsdauer | | | Zahlungsplan | | | | Zahlungsplan | | |
| Übergabe (=Ende Inbetriebsetzung) | Datum | 1.1.2003 | Monate vor Übergabe | | | 1.1.2003 | Monate vor Übergabe | | |
| Nutzungsdauer ab IBS | Jahre | 20 | | | | 20 | | | |
| Abschreibungsdauer Steuer | Jahre | 15 | | | | 15 | | | |
| Finanzierung | | | | | | | | | |
| Keine Bauzeitinsen | | | | | | | | | |
| Fremdkapitalanteil 1 | | 70,00% | | -16 | 10,0% | 70,00% | | -16 | 10,0% |
| Fremdkapitalzinssatz | | 8,00% | | -6 | 20,0% | 8,00% | | -6 | 20,0% |
| Tilgung Beginn | Annuity | 1.5.2004 | | -2 | 20,0% | 1.5.2004 | | -2 | 20,0% |
| Tilgungsdauer | Jahre | 15 | | -1 | 10,0% | 15 | | -1 | 10,0% |
| Fremdkapitalanteil 2 | | | | 1 | 10,0% | | | 1 | 10,0% |
| Fremdkapitalzinssatz | | | | 13 | 30,0% | | | 2 | 10,0% |
| Tilgung Beginn | Linear | | | | | | | 14 | 20,0% |
| Tilgungsdauer | Jahre | | | | | | | | |
| Kalkulatorische Eigenkapitalkosten | | | | | | | | | |
| Eigenkapitalanteil | | 30% | | | | 30% | | | |
| Zinssatz | | 10,00% | | | | 10,00% | | | |
| Tilgungsdauer (annuitätisch) | Jahre | 15 | Summe | | 100,0% | 15 | Summe | | 100,0% |

Abbildung 4-15 Zahlungsplan

In der linken Spalte werden die Zahlungszeitpunkte vom Anwender relativ zum Übergabetermin festgelegt (oberer Abschnitt: in Monaten vor Übergabe mit negativen Vorzeichen, unterer Abschnitt: in Monaten nach Übergabe). Wenn die Übergabe am 1.1.2003 erfolgt, dann bedeutet „-1 Monat“ = Dezember 2002 und „+1 Monat“ = Februar 2003. Diesen maximal 16 Zeitpunkten werden rechts daneben bestimmte Zahlungsraten (als prozentualer Anteil am jeweiligen Investitionsvolumen) zugeordnet.

Selbstverständlich muss die Gesamtsumme aller Teilzahlungen 100% ergeben und innerhalb der Betrachtungsdauer liegen, d. h. die erste Zahlung muss nach dem Startpunkt liegen (s. Kapitel 4.2).

In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse ist es demnach unerheblich, wie lange die tatsächliche **Bauzeit** ist. Für den Investor zählen ausschließlich die Zahlungstermine und der Beginn des kommerziellen Betriebs.

Die Zahlungen der Investition – wie alle anderen Zahlungen auch – erfolgen bei PG-ROI am Monatsende.

4.9 Nutzungsdauer

Der Zeitpunkt der **Übergabe** (= Ende Inbetriebsetzung IBS oder Beginn des kommerziellen Betriebs) wird als Datum eingegeben, es muss immer an ersten Tag eines Kalendermonats liegen.

| Nutzungsdauer | | Datum | |
|-----------------------------------|-------|----------|--|
| Übergabe (=Ende Inbetriebsetzung) | | 1.1.2003 | |
| Nutzungsdauer ab IBS | Jahre | 20 | |
| Abschreibungsdauer Steuer | Jahre | 15 | |

Abbildung 4-16 Nutzungsdauer

Die **Nutzungsdauer ab IBS** wird ab Übergabe berechnet bis zum Ende des kommerziellen Betriebs. Sie ist nicht automatisch mit der technischen Lebensdauer gleichzusetzen. Bei PG-ROI ist die wirtschaftliche Nutzungsdauer entscheidend, die technische Lebensdauer kann durchaus darüber liegen.

Die Nutzungsdauer wird in Jahren eingegeben. Wenn eine Anlage im Mai 2002 in Betrieb geht und zehn Jahre läuft, dann reicht die Nutzungsdauer bis April 2011.

Die fixen Betriebskosten und Betriebserlöse jedes Jahres werden gleichmäßig über die Monate verteilt, und zwar vom Ende der Inbetriebsetzung über die gesamte Nutzungsdauer. Wenn der kommerzielle Betrieb z. B. im Mai 2002 beginnt und die Nutzungsdauer 10 Jahre beträgt, dann fallen die Kosten und Erlöse von Mai 2002 bis April 2011 jeden Monat 1/12 des jährlichen Wertes an.

Dies gilt nicht für die sonstigen Kosten und Erlöse, wenn die Detaillierung der Kosten aktiviert ist (siehe Kapitel 4.4.1).

Die **steuerliche Abschreibungsdauer** kann von der kommerziellen Nutzungsdauer deutlich abweichen. Sie wird in Jahren eingegeben und beginnt mit der Übergabe.

Wichtig für die Ermittlung der Rentabilität ist die steuerliche Abschreibungsdauer deshalb, weil sie zu steuerlich abzugsfähigen Kosten führt und dadurch den Gewinn und die Steuerlast vermindert. Obwohl die (lineare) Abschreibung zu keiner Auszahlung führt, hat sie über diese Steuererminderung einen Einfluss auf den Cashflow.

Falls keine 100%ige Abschreibung erfolgt oder einzelne Komponenten verschiedene Abschreibungsdauern unterliegen, können diese Abschreibungsdauern detailliert erfasst werden. Siehe dazu die Beschreibung im Kapitel 4.9.

4.10 Details Investition

Für eine Abschätzung eines Projekts im frühen Entwicklungsstadium mag der soeben beschriebene Zahlungsplan hinreichend genau sein, und für viele Projekte werden die Daten auch nicht näher bekannt sein (insbesondere bei Marktanalysen). Für spezifische Einzelprojekte dagegen kann es sinnvoll und möglich sein, den Zahlungsplan noch sehr viel genauer zu beschreiben. Wenn für einzelne Hauptkomponenten wie Bauland, Gebäude, Maschinen etc. die Terminpläne vorliegen, und der Baufortschritt an Zahlungen geknüpft ist, dann bietet PG-ROI im Eingabeblatt „Invest_M“ die Möglichkeit, sowohl den Zahlungsplan als auch die Kreditaufnahme detailliert einzugeben.



Abbildung 4-17 Blatt „Invest_M“

Sobald das Blatt „Invest_M“ sichtbar ist, werden, werden die Daten des Zahlungsplans und der Kreditaufnahme im Blatt „Input“ nicht mehr berücksichtigt (sie sind unsichtbar, nicht aber gelöscht, so dass eine Formelverknüpfung zwischen „Input“ und „Invest_M“ weiterhin möglich ist). Auch die 100%-Abschreibungsregel sowie Bauzeitinsen werden nicht mehr berücksichtigt.

In der ersten Zeile wird für bis zu zehn Komponenten der absolute Wert des Anlageanteils in Mio. eingegeben. Der Titel für „Andere Investition A, B, C, D“ kann direkt in diesen Feldern überschrieben werden.

Die Zeilen „% Abschreibung“ und „Jahre Abschreibung“ beziehen sich auf die steuerliche Abschreibung. Bauland und Erschließungskosten z. B. werden häufig gar nicht abgeschrieben, Gebäude über sehr lange Zeiträume und Anlagenkomponenten über kürzere Zeiträume. Aus den Einzelwerten wird die gesamte Abschreibung gebildet, wobei immer eine lineare Abschreibung über die Abschreibungsdauer erfolgt, degressive Abschreibung oder andere Formen werden nicht erfasst.

In den anderen Zeilen wird der prozentuale Anteil der Zahlungen jeder Anlagenkomponente monatsgenau eingegeben als Prozentwert. Die Werte jeder Spalte sollten also immer 100% ergeben, sonst ist die Berechnung unvollständig. Die Prozentwerte geben demnach an, in welchem Monate ein wie großer Anteil einer Anlagenkomponente bezahlt wird.

Ähnliches gilt für die Kredite, die in Abschnitten gezogen werden können (die Summe jeder Spalte sollte auch 100% ergeben). Der Beginn und die Dauer der Rückzahlung werden weiterhin im Blatt „Input“ eingegeben.

Wenn die monatsgenaue Eingabe „Invest_M“ aktiviert ist, werden keine Bauzeitinsen berücksichtigt (das entsprechende Dropdown im Blatt „Input“ wird automatisch auf „keine Bauzeitinsen“ umgestellt). Auch wenn dies als Nachteil erscheint, können bei PG-ROI doch sogar sehr viel komplexere Bauzeitinsen in die Berechnung integriert werden. In diesem Fall wird ein einer detaillierten Nebenrechnung genau die tatsächliche Kredithöhe errechnet (Grundkredit plus Bauzeitinsen). Dieser Wert wird in die oberste Zeile eingetragen. Die prozentualen Anteile der Auszahlungen werden in den Monatsfeldern durch eine einfache Formel errechnet, in welcher das jeweilige absolute Auszahlungsvolumen eingetragen und durch die tatsächliche Kredithöhe geteilt wird (z. B. für die erste Zelle vom Kredit 1 im obigen Beispiel: Die Formel $=12/N\$6'$, ergibt 20% bei einer Kredithöhe von 60 ohne Bauzeitinsen, aber nur 18,46% bei einer Kredithöhe inkl. Bauzeitinsen von 65). Die Summe der Prozentwerte einer Spalte ergibt im zweiten Fall nicht mehr 100%, sondern bleibt darunter, da die Bauzeitinsen ja nicht ausbezahlt werden.

In der rechten Spalte „% Kredit“ wird der kumulierte Fremdkapitalanteil informativ dargestellt. Er errechnet sich aus der Kumulation der erfolgten Kreditzahlungen geteilt durch die Summe der kumulierten Zahlungen. Im Diagramm kann für den Monat 2005-07 gefolgert werden, dass 88% der bisher geleisteten Zahlungen durch Kredite abgedeckt wurden. Natürlich ist auch eine Überdeckung möglich, das heißt es wurden mehr Kredite an den Investor ausgezahlt als dieser an Zahlungen an seinen Lieferanten zu leisten hatte. Im obigen Beispiel ist dies im Monat 2005-03 der Fall.

| Kategorie | Bauland | Gebäude | Erschließung | Anlage (Bau) | Anlage (Maschinen) | Anlage (EI. / Leittech) | Andere Investition A | Andere Investition B | Andere Investition C | Andere Investition D | Kredit 1 | Kredit 2 | % Kredit |
|--------------|---------|---------|--------------|--------------|--------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------|----------|----------|
| Mio. EUR | 20 | 30 | 10 | 100 | 120 | 20 | 30 | | | | 60 | 100 | |
| % Abschreib. | | 100% | | 100% | 100% | 100% | 50% | | | | | | |
| Jahre Absch. | | 5.0 | | 2.5 | 2.0 | 1.0 | 2.0 | | | | | | |
| 2005-01 | 50.0% | | 20.0% | | | | | | | | 20.0% | | 100% |
| 2005-02 | 50.0% | 10.0% | | | | | | | | | 20.0% | | 96% |
| 2005-03 | | 10.0% | 50.0% | | | | | | | | 20.0% | | 109% |
| 2005-04 | | 10.0% | | | | | 50.0% | | | | 20.0% | | 94% |
| 2005-05 | | 10.0% | | | | | 50.0% | | | | 20.0% | | 87% |
| 2005-06 | | 20.0% | | 10.0% | | | | | | | | | 71% |
| 2005-07 | | 20.0% | | | | | | | | | 20.0% | | 88% |
| 2005-08 | | 10.0% | | 10.0% | | | | | | | | | 77% |
| 2005-09 | | 10.0% | | 10.0% | 30.0% | | | | | | | | 65% |
| 2005-10 | | | | 10.0% | | 20.0% | | | | | | | 60% |
| 2005-11 | | | | 10.0% | | | | | | | | | 68% |
| 2005-12 | | | | | 30.0% | 40.0% | | | | | | | 48% |
| 2006-01 | | | 30.0% | | | | | | | | | | 55% |
| 2006-02 | | | | | | 30.0% | | | | | | | 54% |
| 2006-03 | | | | 10.0% | 30.0% | | | | | | | | 52% |
| 2006-04 | | | | | | | | | | | | | |
| 2006-05 | | | | | | | | | | | | | |
| 2006-06 | | | | 10.0% | 10.0% | 10.0% | | | | | | | 48% |
| 2006-07 | | | | | | | | | | | | | |
| 2006-08 | | | | | | | | | | | | | |

4.11 Finanzierung

Das Investitionsvolumen wird durch Eigen- und Fremdkapital (Kredite) finanziert, wobei 0% Fremdkapital eine reine Eigenkapitalfinanzierung bedeutet, 100% Fremdkapital eine reine Kreditfinanzierung.

Pluspunkt PG-ROI: Die Finanzierung kann individuell eingegeben werden und beweist damit Realitätsnähe. Der Benutzer kann eine oder auch zwei verschiedene Finanzierungsteile getrennt voneinander eingeben (FK-Anteil 1 und FK-Anteil 2). Für beide FK-Anteile kann ein separater Zinssatz eingegeben werden, ebenso lassen sich **Tilgungsbeginn** und **Tilgungsdauer** unabhängig voneinander festlegen. Zusätzlich kann für beide Kredite mittels eines Dropdown-Feldes gewählt werden, nach welcher **Tilgungsart** die Rückzahlungen erfolgen sollen: annuitätisch oder linear.

Selbstverständlich darf die Summe aus beiden FK-Anteilen 100 % nicht übersteigen.

Der **Fremdkapitalanteil** am gesamten Investitionsvolumen wird prozentual (zwischen 0% und 100%) erfasst. Wenn der FK-Anteil Null ist, bedeutet das eine reine Eigenkapitalfinanzierung, beträgt er 100%, so wird kein Eigenkapital eingesetzt.

Der **Fremdkapitalzinssatz** reflektiert den gewichteten mittleren Zinssatz für Fremdkapital, der an den Kreditgeber zu zahlen ist. Eingegeben wird eine Prozentzahl pro Jahr. Je höher das Risiko eines Projekts, desto höher wird der Zinssatz liegen.

| Finanzierung | | Keine Bauzeitinsen | | |
|----------------------|---------|--------------------|-------|----------|
| Fremdkapitalanteil 1 | --- | | | 70,00% |
| Fremdkapitalzinssatz | --- | | | 8,00% |
| Tilgung Beginn | Annuity | ▼ | Datum | 1.5.2004 |
| Tilgungsdauer | | | Jahre | 15 |
| Fremdkapitalanteil 2 | --- | | | 10,00% |
| Fremdkapitalzinssatz | --- | | | 5,00% |
| Tilgung Beginn | Linear | ▼ | Datum | 1.8.2004 |
| Tilgungsdauer | | | Jahre | 4 |

Abbildung 4-18 Eingabefelder Finanzierung

Im Feld **Tilgungsbeginn** wird der Beginn der Kreditrückzahlung als Datum eingetragen. Oft wird die Tilgung des Fremdkapitals im ersten Betriebsjahr beginnen, es kann aber abweichend davon ein späterer Zeitpunkt gelten, so dass sich eine sogenannte tilgungsfreie Zeit ergibt, in der lediglich Zinsen anfallen. Dadurch gestattet der Kreditgeber dem Investor, einen anfänglich niedrigen Cashflow im Betrieb zu überbrücken.

Die **Tilgungsdauer FK** wird in Jahren ab Tilgungsbeginn eingegeben. Sie richtet sich nach den vertraglich vereinbarten Kreditbedingungen. Es gilt: je höher das Risiko für den Kreditgeber, desto kürzer wird er die Tilgungszeit setzen.

Die beiden wichtigsten **Tilgungsarten** für Kredite sind annuitätisch und linear. Bei der **annuitätischen Tilgung** bleibt der Kapitaldienst über die Laufzeit konstant. Während der Tilgungsanteil über die Jahre zunimmt, nimmt der Zinsanteil ab.

Bei der **linearen Tilgung** wird in jedem Jahr der Laufzeit ein konstanter Anteil von der anfänglichen Kreditsumme getilgt und die verbleibende Kredithöhe verzinst, die Zinszahlung verringert sich dabei. Der gesamte Kapitaldienst, d. h. die Summe aus Zins und Tilgung, verringert sich ebenfalls über die Laufzeit.

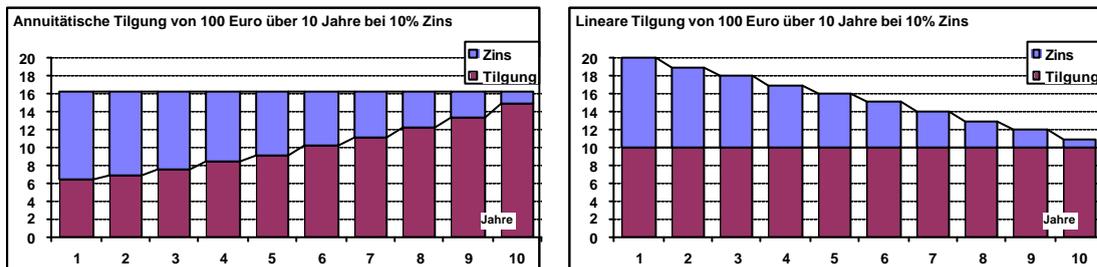


Abbildung 4-19 Annuitätische und lineare Tilgung

Die Zahlungszeitpunkte für Zins und Tilgung sind wie die Betriebskosten und -erlöse auf das Ende der Kalenderrmonate gelegt.

Bei der Rentabilitätsrechnung gibt es keinen Eigenkapitaldienst. Ein (wie auch immer gestalteter) Eigenkapitaldienst würde nämlich zu keiner Auszahlung führen und damit das Geldvermögen und den Cashflow nicht beeinflussen. Gewissermaßen könnte man den Cashflow selbst als eine Art Eigenkapitaldienst betrachten, aber das wäre erst das Ergebnis der Berechnung, keine Eingabegröße.

4.12 Kalkulatorische Eigenkapitalkosten

Die Eingabefelder für kalkulatorische Eigenkapitalkosten sind nur für die Stromerzeugungskostenrechnung (Vollkostenrechnung) relevant, nicht dagegen für die Berechnung des Cashflows und die daraus resultierende Rentabilität der Investition (siehe dazu auch Kapitel 6.1 mit der Herleitung des Cashflows).

Für die Ermittlung der Stromerzeugungskosten wird neben dem Kapitaldienst für Kredite auch ein Kapitaldienst für den verbleibenden Eigenkapitalanteil angesetzt. Da dieser zu keiner Zahlung führt, ist er rein kalkulatorisch.

| Kalkulatorische Eigenkapitalkosten | | |
|------------------------------------|-------|--------|
| Eigenkapitalanteil | --- | 20% |
| Zinssatz | --- | 10,00% |
| Tilgungsdauer (annuitätisch) | Jahre | 15 |

Abbildung 4-20 Kalkulatorische Eigenkapitalkosten

Der **Eigenkapitalanteil (EK-Anteil)** der Anlage wird automatisch aus dem Fremdkapitalanteil berechnet ($EK = 100\% \text{ minus FK}$). Wenn der FK-Anteil Null ist, bedeutet das eine reine Eigenkapitalfinanzierung, und der EK-Anteil beträgt 100%.

Der **Eigenkapitalzinssatz** kommt in der Rentabilitätsrechnung nicht vor. In die Stromerzeugungskostenrechnung wird er jedoch für die Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalkosten benötigt. Sinnvollerweise wird ein Zinssatz in Höhe des Diskontierungszinssatzes angenommen.

Die **Tilgungsdauer EK** wird in Jahren ab Übergabe eingegeben. Er sollte auf jeden Fall kürzer als die Nutzungsdauer sein. Für die Stromerzeugungskostenrechnung wird immer von einer annuitätischen Tilgung des Eigenkapitals ausgegangen.

5 Ergebnisse

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Projekts führt über viele Zwischenschritte zu Ergebnissen, die zuerst detailliert in Tabellenform für alle Monate und Jahre aufgelistet, daraus in Diagrammen veranschaulicht und schließlich zu Kennzahlen verdichtet werden.

PG-ROI beinhaltet eine ganze Reihe von Ausgabebättern, die denen diese Ergebnisse dargestellt werden.

| Darstellung | Inhalt | Ergebnisblätter |
|--------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Kennzahlen und Diagramme | Cashflow A/B/D | Results CF A/B/D |
| | Stromerzeugungskosten A/B/D | Results EPC A/B/D |
| Tabellen | Betriebsergebnis A/B/D | OR A/B/D OR_M A/B/D |
| Tabellen | Cashflow A/B/D | Rol A/B/D Rol_M A/B/D |
| | Stromerzeugungskosten A/B/D | EPC A/B/D EPC_M A/B/D |
| | Wahrscheinlichkeitsanalysen A/B/D | Sens A/B/D/A B |
| Sensitivitätsanalysen | Multiple Sensitivitätsanalysen A/B/D | Multi A/B/D Multi-Tab |
| | Einfache Sensitivitätsanalysen A/B/D | SingleSens A/B/A B/D |
| Bewertungskriterien | Vier Abwandlungen für A | Eval Case |
| | Sensitivitätsanalysen für A | Eval Table |

Abbildung 5-1 Übersicht Ausgabebättern

In der folgenden Beschreibung wird nur auf die Variante A eingegangen. Die Informationen zu Variante B und zur Delta-Variante gelten analog. Die Tabellenblätter für A, B und D befinden sich immer direkt nebeneinander.

Datenquelle für die Grafiken sind grundsätzlich die dazugehörigen Tabellen (nur die Datenbasis für die Wahrscheinlichkeitsanalyse ist nicht sichtbar).

- Tabelle „EPC A“ ist die Datenbasis für das obere Diagramm in „Results EPC A“
- Tabelle „EPC_M A“ ist die Datenbasis für das untere Diagramm in „Results EPC A“
- Tabelle „Rol A“ ist die Datenbasis für das obere Diagramm in „Results CF A“
- Tabelle „Rol_M A“ ist die Datenbasis für das untere Diagramm in „Results CF A“
- Tabelle „Multi-Tab“ ist die Datenbasis für das Diagramm „Multi A“
- Tabelle „SingleSens A“ ist die Datenbasis für die Diagramme im selben Blatt
- Tabelle „Eval Table“ ist die Datenbasis für die Diagramme, die mit der Taste im selben Blatt aufgerufen werden können

5.1 Betriebsergebnis

Das Betriebsergebnis (OR = Operating Result) jeder Variante wird in Tabellenblättern dargestellt.



Die Bestandteile des Betriebsergebnisses werden jahresgenau im Blatt „OR A“ dargestellt. Wenn eine monatsgenaue Eingabe der Kosten/Erlöse oder Leistungsdaten gewählt wurde (siehe Kapitel 4.3.4 und 4.4.1), sind die ersten fünf Jahre ab Startpunkt monatsgenau im zusätzlichen Blatt „OR_M A“ sichtbar.

Im oberen Bereich sind die Betriebserlöse, darunter die Betriebskosten, in der letzten Zeile das Betriebsergebnis dargestellt. Alle Daten sind in Millionen Geldeinheiten angegeben.

Die Nominalwerte sind in den einzelnen Jahresspalten dargestellt. Der ermittelte Barwert über den Betrachtungszeitraum ist in der zweiten Spalte ablesbar (zum Barwert siehe Kapitel 6.2.1). Es gibt jeweils noch Zwischensummen für variable und fixe Betriebskosten und -erlöse.

Wenn bei einer Modernisierung auch die bestehende Altanlage berechnet wird (siehe Kapitel 3.2), werden die Werte von „Jetzt“ und „neue Anlage“ in zwei zusätzlichen Zeilen aufgeblendet, die dann in einer Summe zusammengefasst werden, wie im kleinen Bild in der Tabelle angedeutet wurde.

| Generationenvergleich Gasturbinen im Combined Cycle | | | | | | | | |
|---|-----------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| F-Class Turbine | | | | | | | | |
| Betriebsergebnis | Mio. EUR | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Betriebserlöse | Barwert | | | | | | | |
| Fixe Erlöse Strom | | | | | | | | |
| Fixe Erlöse Wärme | | | | | | | | |
| Sonstige Erlöse D | | | | | | | | |
| Sonstige Erlöse E | | | | | | | | |
| Sonstige Erlöse F | | | | | | | | |
| Betriebserlöse (Fix) | | | | | | | | |
| Variable Erlöse Strom | 1.705,078 | | 117,413 | 189,716 | 199,514 | 203,504 | 207,574 | 207,574 |
| Variable Erlöse Wärme | | | | | | | | |
| Betriebserlöse (Variab.) | 1.705,078 | | 117,413 | 189,716 | 199,514 | 203,504 | 207,574 | 207,574 |
| Betriebserlöse | 1.705,078 | | 117,413 | 189,716 | 199,514 | 203,504 | 207,574 | 207,574 |
| Betriebskosten | | | | | | | | |
| Personal | 26,333 | | | 2,652 | 2,732 | 2,814 | 2,898 | 2,985 |
| Versicherung | 16,176 | | | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| Fixe Instandhaltung | | | | | | | | |
| Sonstige Kosten A | | | | | 3,500 | 3,500 | | |
| Sonstige Kosten B | | | | | | | 2,500 | 2,500 |
| Betriebskosten (Fix) | | | | | 20,221 | | 2,500 | 2,500 |
| Variable Instandhaltung | Personal | 20,221 | | | 3,500 | 3,500 | 2,500 | 2,500 |
| Brennstoff | 913,133 | | 93,324 | 101,102 | 103,288 | 105,354 | 107,461 | 107,461 |
| Betriebsmittel | 13,321 | | 0,917 | 1,482 | 1,559 | 1,590 | 1,622 | 1,622 |
| Betriebskosten (Variab.) | 932,300 | | 94,615 | 103,194 | 105,495 | 107,612 | 109,770 | 109,770 |
| Betriebskosten | 1.111,739 | | 113,059 | 122,132 | 124,941 | 127,580 | 130,278 | 130,278 |
| Betriebsergebnis | | | | | | | | |
| Betriebsergebnis | 593,340 | | 4,353 | 67,584 | 74,573 | 75,924 | 77,296 | 77,296 |

Abbildung 5-2 Betriebsergebnis

Die Daten des Betriebsergebnisses werden nicht in Diagrammen angezeigt. Bei Bedarf kann aber natürlich ein weiteres Diagramm mit der Verknüpfung auf die Tabelle „OR A“ oder „OR_M A“ erzeugt werden.

Für alle Zahlungen (Erlöse und Kosten und Finanzierung) wird angenommen, dass sie am Ende eines Monats anfallen.

5.2 Rentabilitätsrechnung

Der Begriff Rentabilität gilt im Rahmen von PG-ROI zusammenfassend für die Berechnung des Cashflows, seines Barwerts, des Kapitalwertes, der internen Verzinsung und der Amortisationszeit, also den vier wichtigen Kenngrößen, die aus dem Cashflow abgeleitet werden und eine Bewertung von Investitionsalternativen ermöglichen. Es sei darauf hingewiesen, dass keine einzelne dieser Kennzahlen dabei notwendigerweise die anderen dominiert, so dass sie parallel als Entscheidungshilfe dienen können.

Die Grundlage der Rentabilitätsrechnung ist die Zahlungsreihe der Entwicklung des Geldvermögens (Ein- und Auszahlungen), sie wird allgemein Cashflow genannt. Insofern kann die Rentabilitätsrechnung im PG-ROI-Modell auch als Cashflow-Rechnung bezeichnet werden. Siehe Kapitel 6.1 zur Herleitung des Cashflows und zu den Grundlagen der Investitionstheorie und Kapitel 6.2 zur Erläuterung der Kennzahlen.

Für alle Zahlungen (Erlöse und Kosten und Finanzierung) wird angenommen, dass sie am Ende eines Monats anfallen.

Die Ergebnisse der Rentabilitätsrechnung werden sowohl in Tabellenform als auch in Diagrammen dargestellt. Die Kennzahlen der Rentabilität werden zusammen mit den Diagrammen in den Übersichtsblättern ausgegeben (RoI = Return of Investment).

5.2.1 Rentabilität Tabellen

D / RoI A / RoI B / RoI D / RoI_M A / RoI_M B / RoI_M D / E

Die Bestandteile der Rentabilitätsrechnung werden jahresgenau im Blatt „RoI A“ dargestellt. Wenn eine **monatsgenaue** Eingabe der Kosten/Erlöse oder Leistungsdaten gewählt wurde (siehe Kapitel 4.3.4 und 4.4.1), sind die ersten fünf Jahre ab Startpunkt monatsgenau im zusätzlichen Blatt „RoI_M A“ sichtbar.

Alle Zahlenwerte sind Millionen Geldeinheiten. Die Nominalwerte sind in den einzelnen Jahresspalten dargestellt. Der ermittelte **Barwert** sämtlicher Zeilen ist in der zweiten Spalte ablesbar (zum Barwert siehe Kapitel 6.2.1).

Investition und Finanzierung

Im **ersten Teil der Tabelle** wird die **Investition** und **Finanzierung** dargestellt: die Zusammensetzung des Investitionsvolumens aus Fremd- und Eigenkapital, die Bauzeitinszen auf Fremdkapital und der resultierende Kapitalbedarf.

Das Fremdkapital wird gemäß dem Fremdkapitalanteil aus bis zu zwei Krediten zum jeweiligen Zahlungsplan des Investitionsvolumens aufgenommen.

Der **Zahlungsplan** wird im Blatt „Input“ monatsgenau eingegeben und von PG-ROI auch monatsgenau berechnet. Die jahresgenaue Darstellung im Blatt „RoI A“ ist nur eine Zusammenfassung der monatsgenauen Darstellung, wie sie im Blatt „RoI_M“ erkennbar wird (kleines Fenster in der Abbildung).

| Rentabilität | | Mio. EUR | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 200 |
|----------------------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|-----|
| Investition | | Barwert | | | | | |
| Eigenkapital | 64.748 | 7.200 | 36.000 | 7.200 | 21.600 | | |
| Fremdkapital | 258.991 | 28.800 | 144.000 | 28.800 | 86.400 | | |
| Bauzeitinszen FK | | | | | | | |
| Investitionsvolumen | 323.739 | 36.000 | 180.000 | 36.000 | 108.000 | | |
| Fremdkapitaldienst | | | | | | | |
| Fremdkapitaltilgung | 130.218 | | | | 14.950 | 25.800 | |
| Fremdkapitalzins | 81.817 | | | | 13.897 | 20.054 | |
| Fremdkapitaldienst | 212.035 | | | | 28.847 | 45.854 | |

| 2002-07 | 2002-08 | 2002-09 | 2002-10 | 2002-11 | 2002-12 | 2003-01 | 2003-02 | 2003-03 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 14,400 | | | 14,400 | 7,200 | | 7,200 | | |
| 57,600 | | | 57,600 | 28,800 | | 28,800 | | |
| 72,000 | | | 72,000 | 36,000 | | 36,000 | | |

Abbildung 5-3 Investitionsvolumen und Fremdkapitaldienst

Der **Fremdkapitaldienst** besteht aus Tilgung und Zinsen, wobei die Zahlungen für beide Kredite zusammengezählt werden.

Gewinn und Steuer

Eine Rentabilitätsrechnung ohne Berücksichtigung der Ertragssteuer wäre unvollständig, da die Steuerlast eine Auszahlung ist und dadurch das Geldvermögen erheblich beeinflusst. Im **zweiten Teil der Tabelle** wird daher der **Gewinn** vor und nach **Gewinnsteuer** ermittelt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Gewinnsteuer nicht durch Buchungen beeinflusst wird, die außerhalb des Kraftwerksbetriebs liegen.

Der **zu versteuernde Gewinn** (Bruttogewinn, Earning before taxes) ergibt sich aus dem Betriebsergebnis abzüglich der Abschreibungen und der Zinsen auf Fremdkapital. Die Tilgung des Fremdkapitals dagegen mindert den Gewinn nicht, auch wenn sie den Cashflow beeinflusst. Auf den Bruttogewinn (wenn er in der entsprechenden Periode positiv ist) wird die **Gewinnsteuer²** als prozentualer **Steuersatz** erhoben (siehe Kapitel 4.2).

Der verbleibende **Gewinn nach Steuer** (Nettogewinn, Earning after interest and taxes) ist zwar keine Größe des Cashflows, trotzdem aber eine sinnvolle Aussage, insbesondere wenn der Unterschied zwischen Gewinn und Cashflow erklärt werden soll.

| Rentabilität | | Mio. EUR | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|---------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|------|
| Ertragssteuer und Gewinn | | | | | | | |
| Betriebsergebnis | 355.908 | -17.500 | -17.500 | -17.500 | 69.382 | 69.382 | |
| Abschreibung | -173.426 | -24.000 | -24.000 | -24.000 | -24.000 | -24.000 | |
| Fremdkapitalzins | -81.817 | -13.897 | -20.054 | -18.260 | -16.466 | | |
| Gewinn vor Steuer | 100.664 | -41.500 | -55.397 | -61.554 | 27.121 | 28.915 | |
| Ertragssteuer | -78.320 | | | | -9.493 | -10.120 | |
| Gewinn nach Steuer | 22.345 | -41.500 | -55.397 | -61.554 | 17.629 | 18.795 | |

Abbildung 5-4 Gewinn vor und nach Steuer

Die Ertrags- oder Gewinnsteuer selbst geht in voller Höhe in den Cashflow ein.

Andere Steuern als die Ertragssteuer können als sonstige Kosten direkt eingegeben werden, falls sie in ihrer absoluten Höhe bekannt sind.

² Die Einbeziehung von Steuern hat zwar große Auswirkungen auf die Rentabilitätsrechnung, ist aber gleichzeitig sehr komplex und mit großen methodischen Problemen behaftet. Trotz dieser Probleme sollen die Steuern wenigstens größenordnungsmäßig erfasst werden.

Die steuerliche Abschreibung drückt den Vermögensverlust durch Abnutzung aus, worauf auch der offizielle deutsche Name (Absetzung für Abnutzung, AfA) hindeutet. Sie geht immer von den aktivierten Herstellkosten (bei einer modernisierten Anlage ist dies das Investitionsvolumen) bzw. vom Restbuchwert bei einer Altanlage aus.

Eine Anlage wird bis auf den Wert Null abgeschrieben. Damit wird steuerlich angenommen, dass die Anlage nach der Abschreibungsdauer keinen Wert mehr hat und damit kein weiterer Vermögensverlust steuermindernd geltend gemacht wird.

Die Abschreibung erfolgt linear (d. h. in nominal gleichen Teilen) über die Abschreibungsdauer ab dem Zeitpunkt der Übergabe, wobei verschiedene Abschreibungszeiträume für unterschiedliche Anlagenkomponenten nicht aufgeschlüsselt werden. Als Richtwert kann man 20 Jahre für eine neue Anlage und 5-10 Jahre für eine modernisierte Großkomponente (Kessel, Turbine) annehmen. Die Höhe der Abschreibung hängt vom Buchwert und damit vom Investitionsvolumen zzgl. Bauzeitinsen ab.

Cashflow

Im **dritten Teil der Tabelle** wird der **Cashflow** aus seinen Bestandteilen hergeleitet. Die einzelnen Bestandteile des **Betriebsergebnisses** gehen alle in den Cashflow ein. Das **Investitionsvolumen** wirkt sich in voller Höhe negativ auf den Cashflow aus, dem steht allerdings die Aufnahme von **Fremdkapital** gemäß dem FK-Anteil positiv gegenüber. Dieses Fremdkapital wird später zurückgezahlt, was den Cashflow belastet, ebenso wie die **Ertragssteuer**.

Der resultierende **Cashflow** ist eine nominelle Größe für jede Periode. Aus ihm wird die **interne Verzinsung** errechnet, wobei nur die interne Verzinsung über die gesamte Betrachtungsdauer entscheidend ist, die in der zweiten Spalte angezeigt wird. Der **Barwert** des Cashflows wird für alle Perioden ermittelt und kumuliert, woraus sich der **Kapitalwert** ergibt. Die Methodik von Barwert und Kapitalwert wird in Kapitel 6.2.1 ausführlich erläutert.

| Rentabilität | Mio. EUR | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|----------------------------|-----------|---------|----------|---------|----------|----------|----------|----------|
| Cash flow | | | | | | | | |
| Variable Erlöse Strom | 1.055,346 | | | | | | 184,320 | 184,320 |
| Betriebserlöse (Variab.) | 1.055,346 | | | | | | 184,320 | 184,320 |
| Betriebserlöse | 1.055,346 | | | | | | 184,320 | 184,320 |
| Personal | -20,221 | | | -2,500 | -2,500 | -2,500 | -2,500 | -2,500 |
| Versicherung | | | | -2,000 | -2,000 | -2,000 | -2,000 | -2,000 |
| Fixe Instandhaltung | | | | -13,000 | -13,000 | -13,000 | -13,000 | -13,000 |
| Betriebskosten (Fix) | -141,344 | | | -17,500 | -17,500 | -17,500 | -17,500 | -17,500 |
| Variable Instandhaltung | -3,298 | | | | | | -0,576 | -0,576 |
| Brennstoff | -546,352 | | | | | | -95,422 | -95,422 |
| Betriebsmittel | -8,245 | | | | | | -1,440 | -1,440 |
| Betriebskosten (Variab.) | -557,895 | | | | | | -97,438 | -97,438 |
| Betriebskosten | -699,439 | | | -17,500 | -17,500 | -17,500 | -114,938 | -114,938 |
| Investitionsvolumen | -323,739 | -36,000 | -180,000 | -36,000 | -108,000 | | | |
| Fremdkapitalaufnahme | 258,991 | 28,800 | 144,000 | 28,800 | 86,400 | | | |
| Fremdkapitaldienst | -212,035 | | | | -28,847 | -45,854 | -44,060 | -42,266 |
| Ertragssteuer | -78,320 | | | | | | -9,493 | -10,120 |
| Cash flow | 0,805 | -7,200 | -36,000 | -24,700 | -67,947 | -63,354 | 15,829 | 16,995 |
| Cash flow, kumuliert | | -7,200 | -43,200 | -67,900 | -135,847 | -199,202 | -183,373 | -166,378 |
| Interne Verzinsung | 10,1% | | | | | | | |
| Barwert von Cash flow | 0,805 | -7,374 | -33,362 | -21,557 | -53,560 | -45,231 | 10,265 | 10,020 |
| Kapitalwert | 19,8 a | -7,374 | -40,736 | -62,292 | -115,852 | -161,083 | -150,818 | -140,798 |

Abbildung 5-5 Cashflow und seine Bestandteile

Schuldendeckung

Im **vierten Teil der Tabelle** wird die **Schuldendeckungsrate** ermittelt, welche angibt, wie sicher der Fremdkapitaldienst durch den Cashflow abgedeckt wird. Sie ist damit eine Kennzahl, die von Kreditgebern als Kriterium für die Vergabe von Krediten herangezogen wird, denn je höher die Schuldendeckung ist, desto größer die Chance für den Gläubiger, seinen Kapitaldienst zu erhalten, auch wenn die Erlöse niedriger sein sollten als geplant. Es kann zum Beispiel vom Kraftwerksbetreiber der Nachweis für eine minimale Schuldendeckung (>1,5) in jedem Jahr der Tilgungsdauer verlangt werden.

Die Schuldendeckungsrate errechnet sich aus dem Betriebsergebnis abzüglich der Ertragssteuer, welches mit dem Fremdkapitaldienst (Zins und Tilgung) ins Verhältnis gesetzt wird.

Im Beispiel beträgt das Ergebnis nach Steuer im Jahr 2006 genau 63,807 Mio. Euro, aus dem der Fremdkapitaldienst in Höhe von 34,104 Mio. Euro geleistet werden muss, was einer Schuldendeckungsrate von 1,87 entspricht.

Eine Rate kleiner als Eins bedeutet, dass der Kredit nicht aus dem laufenden Ertrag zurückgezahlt werden kann.

| Rentabilität | Mio. EUR | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|--------------------------------------|----------|------|-------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Schuldendeckungsrate | | | | | | | | |
| Betriebsergebnis | | | 4,353 | 67,584 | 74,573 | | 75,924 | 77,296 |
| Ertragssteuer | | | | | -11,187 | -11,174 | -12,117 | -13,068 |
| Cash flow für Schuldendeckung | | | 4,353 | 56,397 | 63,399 | | 63,807 | 64,228 |
| Fremdkapitaldienst | | | | | 24,379 | 35,448 | 34,104 | 32,760 |
| Schuldendeckungsrate | | | | | 2,31 | 1,79 | 1,87 | 1,96 |

Abbildung 5-6 Schuldendeckungsrate

5.2.2 Diagramme und Kennzahlen

Die verschiedenen Diagramme geben die Ergebnisse in anschaulicher Form wieder, und die Kennzahlen verdichten die Information auf einzelne Werte; beide zusammen bieten den besten Überblick, weshalb sie in PG-ROI auf einem Blatt zusammengefasst sind.



Kennzahlen

Die Übersichtsblätter enthalten im oberen Teil die Kennzahlen der Rentabilitätsrechnung. Ihre Herleitung wird in Kapitel 6 ausführlich behandelt.

- Kapitalbedarf, unterteilt nach Fremd- und Eigenkapital
- Kapitalwert des gesamten Projektes
- Interne Verzinsung nach zehn Jahren und am Ende der Betrachtungsdauer (optional: abgewandelte Int. Verzinsung)
- Amortisationszeit in Jahren (siehe Kapitel 6.2.4 zur Definition der Amortisationszeit)

| | | | | | |
|----------------------|----------|----------------|--|----------|----------------|
| Investition | | | Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2002 | Mio. EUR | 184,400 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | 252,000 | Interne Verzinsung bis 2011 | % / a | 22,5% |
| Eigenkapital | Mio. EUR | 108,000 | Interne Verzinsung bis 2022 | % / a | 28,4% |
| Kapitalbedarf | Mio. EUR | 360,000 | Amortisationszeit ab 1.1.2003 (a) | | 5,5 |

Abbildung 5-7 Kennzahlen Rentabilität

Diagramm Cashflow

Das Diagramm zum Cashflow gibt den besten Überblick über die Rentabilität des Projekts. Es liefert zugleich die besten Ansätze für eine Interpretation:

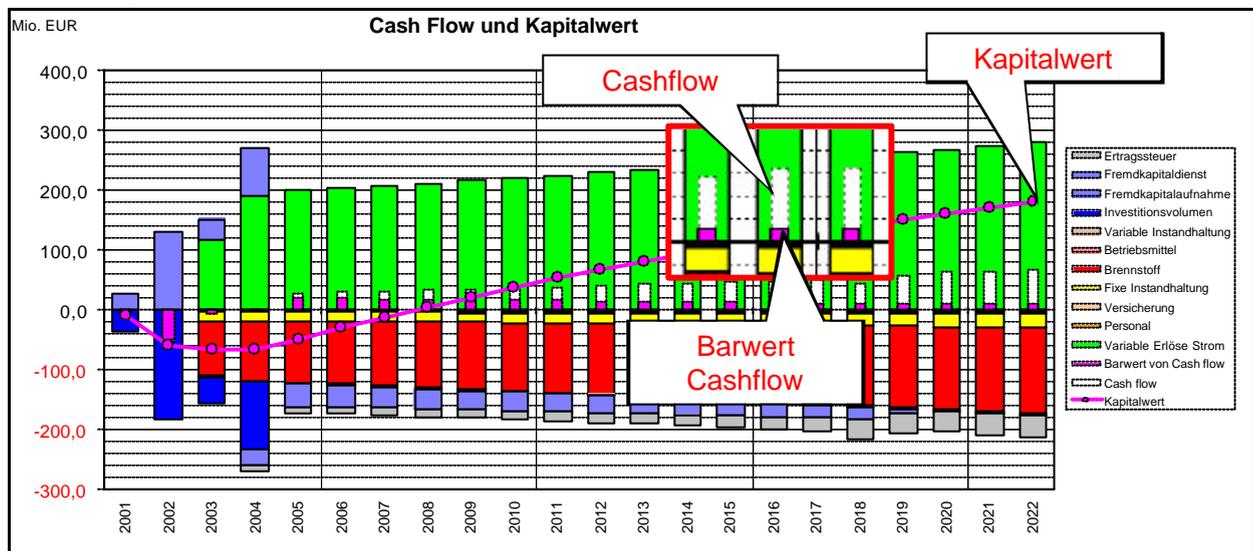


Abbildung 5-8 Diagramm Cashflow und Kapitalwert

Über den gesamten Betrachtungszeitraum werden hier sowohl die **Einnahmen** (positiv = Balken oberhalb der Nulllinie) als auch die **Ausgaben** (negativ = Balken unterhalb der Nulllinie) sichtbar, aufgeteilt nach den einzelnen Bestandteilen des Cashflows (siehe Legende und vorhergehendes Kapitel).

Die Summe aus Ausgaben und Einnahmen ist der **Cashflow** (weißer Balken), der abgezinst und als **Barwert dieses Cashflow** als rosafarbener Balken dargestellt wird.

Kumuliert ergibt die Summe der Barwerte die Kapitalwertkurve, deren Verlauf man anhand der rosafarbenen Linie über den Zeitverlauf gut verfolgen kann. Der letzte Punkt der Kurve ist der **Kapitalwert**.

Der Schnittpunkt Kapitalwertkurve mit der X-Achse entspricht dem Ende der **Amortisationszeit** (es gibt auch abweichende Definitionen der Amortisationszeit, sie werden in Kapitel 0 erläutert).

Diagramm Cashflow Monate

Wenn eine **monatsgenaue** Eingabe der Kosten/Erlöse oder Leistungsdaten gewählt wurde (siehe Kapitel 4.3.4 und 4.4.1), sind die ersten fünf Jahre ab Startpunkt monatsgenau im einem zusätzlichen Diagramm sichtbar.

In diesem Diagramm werden insbesondere der Zahlungsplan (blaue Balken) und die schrittweise Inbetriebsetzung (grüne Balken der Erlöse aus Stromverkauf) sehr gut erkennbar.

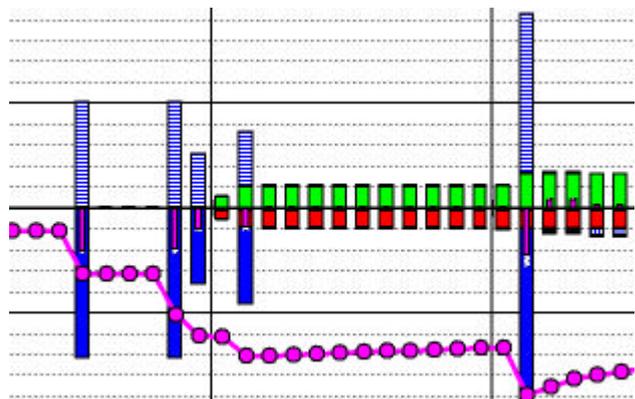


Abbildung 5-9 Diagramm Cashflow monatsgenau

5.3 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten ist eine Vollkostenrechnung, bei der alle realen Kosten aus dem Betrieb der Anlage und die kalkulatorischen Kapitalkosten der Investition addiert werden. Die Vollkosten entsprechen dem minimalen Preis, den ein Stromerzeuger vom Kunden verlangen würde, um seine Kosten zu decken und eine gewünschte Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erreichen.

Die Kapitalkosten stellen neben den Brennstoffkosten den zweiten großen Anteil an den Gesamtkosten von Kraftwerken. Sie setzen sich bei der Stromerzeugungskostenrechnung aus dem realen Kapitaldienst für das Fremdkapital und dem kalkulatorischen Kapitaldienst für das Eigenkapital zusammen, d. h. der annuitätischen Verzinsung und Tilgung des gesamten Investitionsvolumens.

Die steuerliche Absetzung für Abnutzung (AfA), häufig Abschreibung genannt, ist kein Bestandteil der (kalkulatorischen) Stromerzeugungskostenrechnung. Das liegt daran, dass die steuerliche Abschreibungsdauer oft nicht den wirtschaftlichen Wertverlust des Anlagevermögens widerspiegelt, sondern von steuerpolitischen Gesichtspunkten bestimmt wird (z. B. durch Sonderabschreibungen). Anstelle des steuerlichen Wertverlustes werden deshalb bei PG-ROI die Finanzierungskosten in Form des Kapitaldienstes zur Ermittlung der Stromerzeugungskosten verwendet.

Die Ergebnisse der Stromerzeugungskostenrechnung werden sowohl in Tabellen als auch in Diagrammen dargestellt (Results EPC = Results Electricity Production Costs).

5.3.1 Stromerzeugungskosten Tabellen



Die Bestandteile der Stromerzeugungskosten werden jahresgenau im Blatt „EPC A“ dargestellt. Wenn eine **monatsgenaue** Eingabe der Kosten/Erlöse oder Leistungsdaten gewählt wurde (siehe Kapitel 4.3.4 und 4.4.1), sind die ersten fünf Jahre ab Startpunkt monatsgenau im zusätzlichen Blatt „EPC_M A“ sichtbar.

Absolute Stromerzeugungskosten

Im **oberen Teil der Tabelle** sind die **absoluten Kosten** in Millionen Geldeinheiten aufgeführt, getrennt nach Kapitalkosten und Betriebskosten. In der dritten Spalte finden sich die Barwerte der Kosten über den Betrachtungszeitraum (zum Barwert siehe Kapitel 6.2.1).

| Stromerzeugungskosten | | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|---------------------------------|-----------------|------------------|------|------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Kapitalkosten | | | | | | | | | |
| Eigenkapital | Mio. EUR | Barwert | | | | 9,285 | 13,927 | 13,927 | 13,927 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | | | | | 25,949 | 31,731 | 36,300 | 34,870 |
| Kapitalkosten | Mio. EUR | 286,821 | | | | 35,233 | 51,658 | 50,227 | 48,797 |
| Betriebskosten | | | | | | | | | |
| Personal | Mio. EUR | 26,333 | | | 2,652 | 2,732 | 2,811 | 2,898 | 2,985 |
| Versicherung | Mio. EUR | 16,176 | | | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| Fixe Instandhaltung | Mio. EUR | 136,929 | | | 13,792 | 14,205 | 14,632 | 15,071 | 15,523 |
| Betriebskosten (Fix) | Mio. EUR | 179,438 | | | 18,444 | 18,937 | 19,445 | 19,969 | 20,508 |
| Variable Instandhaltung | Mio. EUR | 5,846 | | | 0,374 | 0,610 | 0,648 | 0,668 | 0,688 |
| Brennstoff | Mio. EUR | 913,133 | | | 93,324 | 101,102 | 103,288 | 105,354 | 107,461 |
| Betriebsmittel | Mio. EUR | 13,321 | | | 0,917 | 1,482 | 1,559 | 1,590 | 1,622 |
| Betriebskosten (Variab.) | Mio. EUR | 932,300 | | | 94,615 | 103,194 | 105,495 | 107,612 | 109,770 |
| Betriebskosten | Mio. EUR | 1.111,739 | | | 113,059 | 122,132 | 124,941 | 127,500 | 130,278 |
| Stromerzeugungskosten | | | | | | | | | |
| Stromerzeugungskosten | Mio. EUR | 1.398,559 | | | | 113,059 | 157,365 | 177,808 | 179,075 |

| 2004-01 | 2004-02 | 2004-03 | 2004-04 | 2004-05 | 2004-06 | 2004-07 | 2004-08 | 2004-09 | 2004-10 | 2004-11 | 2004-12 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | | | | 1,161 | 1,161 | 1,161 | 1,161 | 1,161 | 1,161 | 1,161 | 1,161 |
| | | | | 3,278 | 3,268 | 3,258 | 3,249 | 3,239 | 3,229 | 3,219 | 3,209 |
| | | | | 4,439 | 4,429 | 4,419 | 4,409 | 4,399 | 4,389 | 4,379 | 4,369 |
| 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 | 0,228 |
| 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 | 0,167 |

Abbildung 5-10 Stromerzeugungskosten absolut

Um eine aussagekräftige Summe der Kosten aller Jahre zu berechnen, wird nicht eine Summe gebildet, sondern die Barwertmethode benutzt: Alle Kosten jedes Monats werden mit dem Diskontierungszinssatz auf den Barwertzeitpunkt abgezinst. Diese einzelnen Barwerte werden dann addiert und ergeben den Barwert der absoluten Stromerzeugungskosten über den Betrachtungszeitraum. Dafür wird grundsätzlich die nebenstehende Formel verwendet.

Durch Berechnung des Barwertes lassen sich auch Kostenreihen verschiedener Varianten miteinander vergleichen. Der **Barwert der absoluten Stromerzeugungskosten** kann als Kriterium für den Vergleich von Alternativen dienen: Die Variante mit dem niedrigsten Barwert der Vollkosten ist die günstigste.

$$\text{Barwert} = \sum_{j=1}^{\text{Betrachtungsdauer}} \left[\frac{\text{Summe Kosten}_j}{(1+i)^j} \right]$$

Gleichung 5-1 Barwert absolute Stromerzeugungskosten

Wenn zwei Varianten nicht den gleichen Output haben, d. h. wenn entweder die Leistung oder die Volllastbetriebsstunden unterschiedlich sind, oder wenn ihre Nutzungsdauer unterschiedlich ist, dann ist der reine Barwertvergleich unsinnig. Als Kriterium dienen dann die spezifischen Stromerzeugungskosten je erzeugter Kilowattstunde.

Restkostenrechnung bei Wärmeerlös

Wenn ein Kraftwerk gleichzeitig Wärme und Strom erzeugt, dann wäre eine Aufteilung der Kosten auf die Stromerzeugung und die Wärmeerzeugung sinnvoll. Die Kosten fallen aber gleichzeitig und für beide zusammen an, so wird z. B. der Brennstoff auch verbraucht, wenn keine Wärme ausgekoppelt wird. Deshalb ist eine direkte Aufteilung nicht möglich, und man greift auf die Methode der Restkostenrechnung³ zurück.

Bei dieser Restkostenrechnung werden die beiden Produkte elektrische und thermische Energie hierarchisch gegliedert, so dass die elektrische Energie das Hauptprodukt und die thermische Energie das Nebenprodukt ist. Dann werden alle Kosten der Stromerzeugung zugeschlagen und von diesen die Erlöse aus dem Wärmeverkauf abgezogen. Auf diese Weise erhält man zwar keine Kosten für die Wärmeerzeugung, aber einen brauchbaren Wert für die Stromerzeugungskosten, die sogenannten Restkosten.

Zu beachten ist, dass die Gutschrift aus Wärmeerlösen in der Stromerzeugungskostenrechnung ein negatives Vorzeichen hat, da sie die (positiv definierten) Vollkosten verringert.

Die Gutschrift aus Wärmeerlös fließt nur in die Stromerzeugungskostenrechnung ein, sie entspricht in ihrer Höhe den Wärmeerlösen in der Rentabilitätsrechnung.

| Stromerzeugungskosten | 2003 | 2004 | 2005 |
|---------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Vollkosten | | | |
| Kapitalkosten + Betriebskosten | 113,059 | 155,795 | 174,315 |
| Gutschrift Wärmeerlös | | | |
| Fixe Erlöse Wärme | -2,500 | -2,500 | -2,500 |
| Variable Erlöse Wärme | -25,000 | -30,000 | -30,000 |
| Wärmeerlös | -27,500 | -32,500 | -32,500 |
| Stromerzeugungskosten | | | |
| Stromerzeugungskosten | 85,559 | 123,295 | 141,815 |

Abbildung 5-11 Restkosten bei Wärmeerlös

Spezifische Stromerzeugungskosten

Im unteren Teil der Tabelle werden die **spezifischen Stromerzeugungskosten** pro MWh hergeleitet, die sich aus den absoluten Kosten und der erzeugten Strommenge errechnen.

| Stromerzeugungskosten | | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
|---------------------------------|----------------|---------------|------|------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Kapitalkosten | | Mittlere SEK | | | | | | | |
| Eigenkapital | EUR/MWh | 1,991 | | | | 1,662 | 2,418 | 2,418 | 2,418 |
| Fremdkapital | EUR/MWh | 4,453 | | | | 4,645 | 6,551 | 6,302 | 6,054 |
| Kapitalkosten | EUR/MWh | 6,444 | | | | 6,307 | 8,969 | 8,720 | 8,472 |
| Betriebskosten | | Mittlere SEK | | | | | | | |
| Personal | EUR/MWh | 0,592 | | | 0,752 | 0,489 | 0,489 | 0,503 | 0,518 |
| Versicherung | EUR/MWh | 0,363 | | | 0,567 | 0,358 | 0,347 | 0,347 | 0,347 |
| Fixe Instandhaltung | EUR/MWh | 3,076 | | | 3,911 | 2,543 | 2,540 | 2,616 | 2,695 |
| Betriebskosten (Fix) | EUR/MWh | 4,031 | | | 5,230 | 3,390 | 3,376 | 3,467 | 3,560 |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | 0,131 | | | 0,106 | 0,109 | 0,113 | 0,116 | 0,119 |
| Brennstoff | EUR/MWh | 20,515 | | | 26,462 | 18,097 | 17,932 | 18,291 | 18,656 |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | 0,299 | | | 0,260 | 0,265 | 0,271 | 0,276 | 0,282 |
| Betriebskosten (Variab.) | EUR/MWh | 20,945 | | | 26,829 | 18,472 | 18,315 | 18,683 | 19,057 |
| Betriebskosten | EUR/MWh | 24,977 | | | 32,058 | 21,861 | 21,691 | 22,149 | 22,618 |
| Stromerzeugungskosten | | Mittlere SEK | | | | | | | |
| Stromerzeugungskosten | EUR/MWh | 31,420 | | | | 32,058 | 28,168 | 30,659 | 30,869 |

Abbildung 5-12 Stromerzeugungskosten spezifisch

Häufig werden die nominalen, spezifischen Stromerzeugungskosten im ersten Betriebsjahr zum Vergleich verschiedener Anlagen verwendet; dieses Vorgehen ist nur sinnvoll, wenn in diesem Jahr schon alle Kostenarten enthalten sind. Durch die Angabe der Tilgungszeiträume, getrennt für FK und für EK, wird es in den Stromerzeugungskosten zu Sprüngen kommen: Da die Kapitalkosten in die Stromerzeugungskostenrechnung eingehen, liegen die Kosten während der Tilgungszeit höher als danach.

Die Restkosten für Wärmeerlös verringern die spezifischen Stromerzeugungskosten analog zu den absoluten Kosten.

Mittlere Stromerzeugungskosten

Die spezifischen Stromerzeugungskosten werden für jeden Monat ermittelt, indem die (nominalen) Vollkosten des Jahres durch die erzeugte elektrische Energie (MWh) der entsprechenden Periode dividiert werden. Um daraus eine Kennzahl über den gesamten Betrachtungszeitraum zu erhalten, werden die **mittleren Stromerzeugungskosten** (levelized electricity production costs) berechnet.

Ein arithmetischen Mittelwert der spezifischen Stromerzeugungskosten ist nicht sinnvoll, weil dabei Perioden mit unterschiedlicher Energieerzeugung gleich behandelt würden; genau diese Gewichtung wird durch die Barwertbildung erreicht. Die mittleren Stromerzeugungskosten sind daher in Analogie zum Kapitalwert der Cashflow-Rechnung definiert als Barwert der absoluten Stromerzeugungskosten geteilt durch den Barwert der erzeugten elektrischen Energie gemäß der Formel (mit dem Diskontierungszinssatz i aus der Rentabilitätsrechnung):

$$\text{Gleichung 5-2 Mittlere Stromerzeugungskosten} = \frac{\sum_{j=1}^{\text{Betrachtungsdauer}} \left[\frac{\text{Summe Kosten}_j}{(1+i)^j} \right]}{\sum_{j=1}^{\text{Betrachtungsdauer}} \left[\frac{\text{elektr. Leistung [MW]} \cdot \text{Volllaststunden}_j [\text{h}]}{(1+i)^j} \right]}$$

Die mittleren Stromerzeugungskosten sollten nur als Vergleichsgröße zwischen Alternativen herangezogen werden, da sie sich technisch-wirtschaftlich nicht sinnvoll interpretieren lassen. Auf keinen Fall können sie als anfängliche Stromerzeugungskosten zum Startpunkt interpretiert werden und auch nicht als durchschnittlicher Preis, den ein Stromerzeuger vom Kunden verlangen muss, um seine Kosten zu decken und eine gewünschte Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erreichen. Diese Zahlen sollten per Zielwertsuche für die variablen Stromerlöse ermittelt werden.

Erzeugte elektrische Energie

Zusätzlich finden sich am Ende der Tabelle Angaben über die pro Periode erzeugte Strommenge in MWh und eine Auflistung der variablen Stromerlöse inklusive Steigerung pro MWh.

| | | 2003 | 2004 | 2005 |
|------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|
| Stromproduktion | MWh | 3.526.667 | 5.586.667 | 5.760.000 |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh | 33,293 | 33,959 | 34,638 |

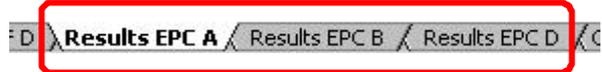
Abbildung 5-13 Stromproduktion

³ Die Restkostenrechnung hat nichts mit dem Restwert der Anlage am Ende der Betrachtungszeit zu tun.

5.3.2 Diagramme und Kennzahlen

Kennzahlen Stromerzeugungskosten

Im oberen Abschnitt sind die spezifischen Stromerzeugungskosten pro MWh in einer Übersicht dargestellt. Für die ersten fünf Jahre die jeweiligen Werte für Kapitalkosten sowie variable und fixe Betriebskosten, zusätzlich die mittleren Stromerzeugungskosten über die Betrachtungsdauer (Life Cycle Costs).



| Stromerzeugungskosten | | Mittlere SEK | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|------------------------------|----------------|---------------|------|------|---------------|---------------|---------------|
| Kapitalkosten | EUR/MWh | 6,444 | | | | 6,307 | 8,968 |
| Betriebskosten (Fix) | EUR/MWh | 4,031 | | | 5,230 | 3,390 | 3,376 |
| Betriebskosten (Variab.) | EUR/MWh | 20,945 | | | 26,829 | 18,472 | 18,315 |
| Stromerzeugungskosten | EUR/MWh | 31,420 | | | 32,058 | 28,168 | 30,659 |

Abbildung 5-14 Mittlere Stromerzeugungskosten

Diagramm Stromerzeugungskosten

Das Diagramm darunter zeigt die Stromerzeugungskosten über den Betrachtungszeitraum. Es werden hier die **einzelnen Kostenarten** sichtbar (siehe Legende). Ganz links werden die **mittleren Stromerzeugungskosten** dargestellt, rechts die einzelnen Jahre.

Innerhalb der Balken sind schmale Einblendungen für die Gruppierung nach Kapitalkosten, fixen und variablen Betriebskosten.

Als Referenzwerte sind die **variablen Stromerlöse** als grüne Linie in diese Darstellung integriert.

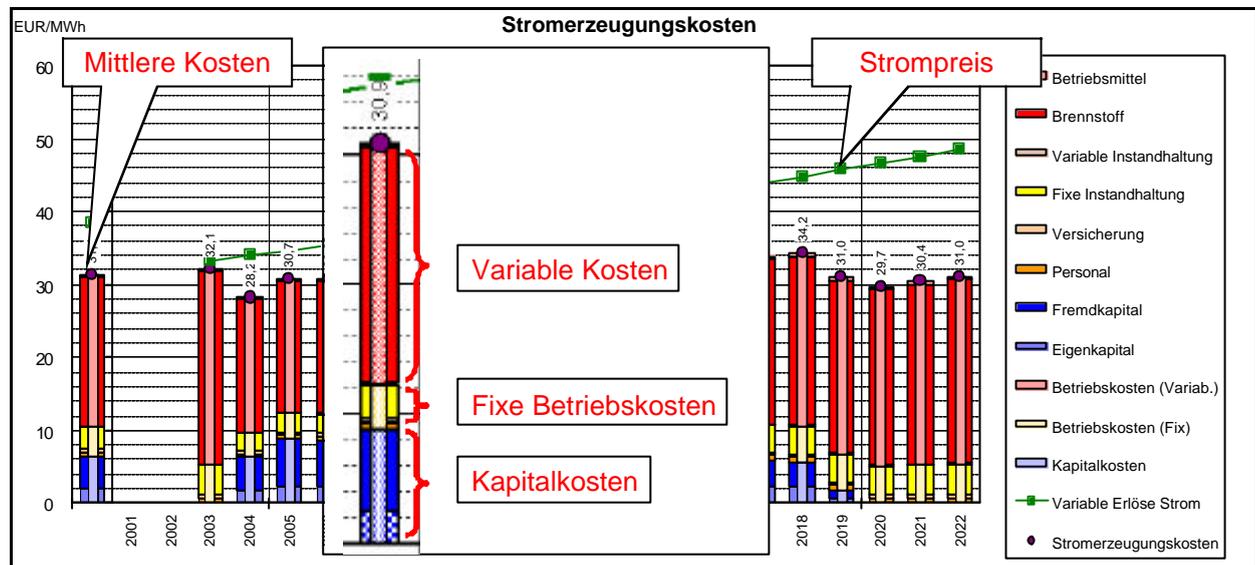


Abbildung 5-15 Diagramm Stromerzeugungskosten Jahre

Diagramm Stromerzeugungskosten Monate

Wenn eine **monatsgenaue** Eingabe der Kosten/Erlöse oder Leistungsdaten gewählt wurde (siehe Kapitel 4.3.4 und 4.4.1), sind die ersten fünf Jahre ab Startpunkt monatsgenau im einem zusätzlichen Diagramm sichtbar.

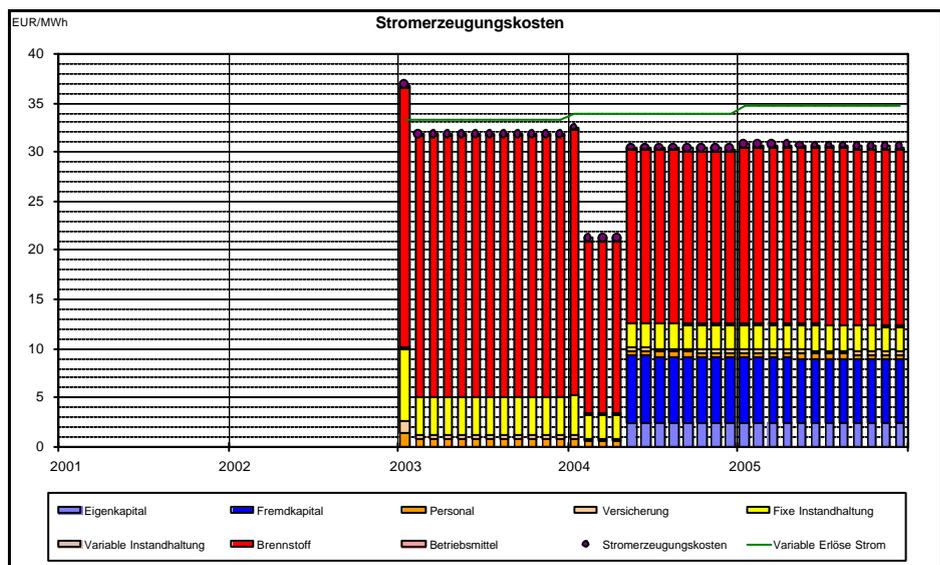


Abbildung 5-16 Diagramm Stromerzeugungskosten Monate

5.4 Wahrscheinlichkeitsanalyse

In der Wahrscheinlichkeitsanalyse wird die Abhängigkeit der vier Kennzahlen

- Kapitalwert
- Interne Verzinsung
- Amortisationszeit
- Stromerzeugungskosten



von verschiedenen Eingabedaten betrachtet.

Anmerkung: Die Daten werden nicht automatisch aktualisiert, wenn im Blatt „Input“ eine neue Berechnung angestoßen wurde, weil ihre Berechnung je nach Anzahl der gewählten Berechnungen einige Minuten dauert, sondern mittels eines **Button** „Calculate“.

Das besondere an dieser Auswertung ist, dass alle Eingabedaten innerhalb ihrer Bandbreite schwanken (siehe dazu die Eingabe von Werten „Min%“ und „Max%“ im Blatt „Input“, Kapitel 4.5). Durch die vielfache Berechnung mit statistisch verteilten Werten ergibt sich eine Menge Daten, deren Ergebnis sinnvollerweise nur grafisch dargestellt werden kann. Die folgenden beiden Diagramme sind die Auswertung bezogen auf den Kapitalwert:

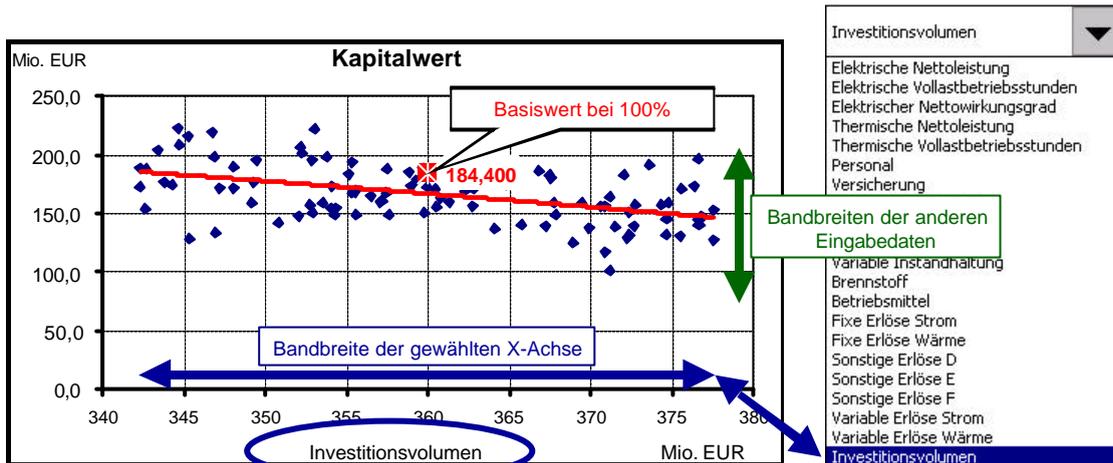


Abbildung 5-17 Wahrscheinlichkeitsanalyse: Investition

Es ergeben sich sogenannte Sternfelder, welche die Abhängigkeit je einer der vier Kennzahlen von einer Eingabegröße auf der X-Achse wiedergeben. Im obigen Diagramm ist dies das Investitionsvolumen.

In der Mitte der Daten ist zudem eine **Trendlinie** des Sternfelds eingefügt, die aber nicht unbedingt die wahrscheinlichsten Werte wiedergibt. Der Ausgangswert, wenn alle Eingabedaten 100% betragen, ist hervorgehoben.

Je steiler der **Kurvenverlauf**, desto größer ist der Einfluss einer Änderung der betrachteten X-Achse auf das Ergebnis. Je breiter die vertikale Streuung um die Trendlinie, desto größer ist der gesammelte Einfluss der restlichen Eingabedaten. Im obigen Diagramm lässt sich ablesen, dass der Kapitalwert

- bei einem Investitionsvolumen von 345 Mio. Euro zwischen 125 und 225 Mio. Euro beträgt
- bei einem Investitionsvolumen von 375 Mio. Euro zwischen 100 und 200 Mio. Euro beträgt.

Neben der trivialen Aussage, dass der Kapitalwert bei höherer Investition fällt, wird im Diagramm deutlich, dass der Einfluss der Schwankung aller anderen Parameter in Summe eine größere Auswirkung hat als das Investitionsvolumen selbst. Der genaue Preis des Kraftwerks ist demnach nicht das **entscheidende Kriterium** für oder gegen eine Investition, solange nicht genauere Daten über den Markt und den Betrieb vorliegen.

Dieselben Daten können z. B. auch in Abhängigkeit von der Betriebsstundenzahl aufgetragen werden; es stehen 25 verschiedene X-Achsen zur Auswahl:

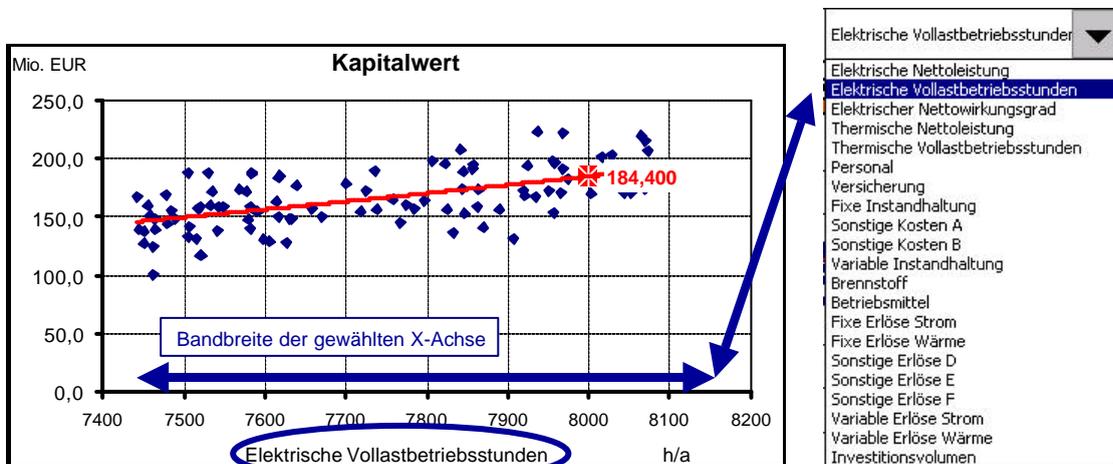


Abbildung 5-18 Wahrscheinlichkeitsanalyse: Betriebsstunden

Analog zur Betrachtung des Kapitalwertes gibt es die entsprechenden Diagramme für die übrigen drei Kennzahlen, die alle im Blatt „Sens A“ zusammengefasst sind:

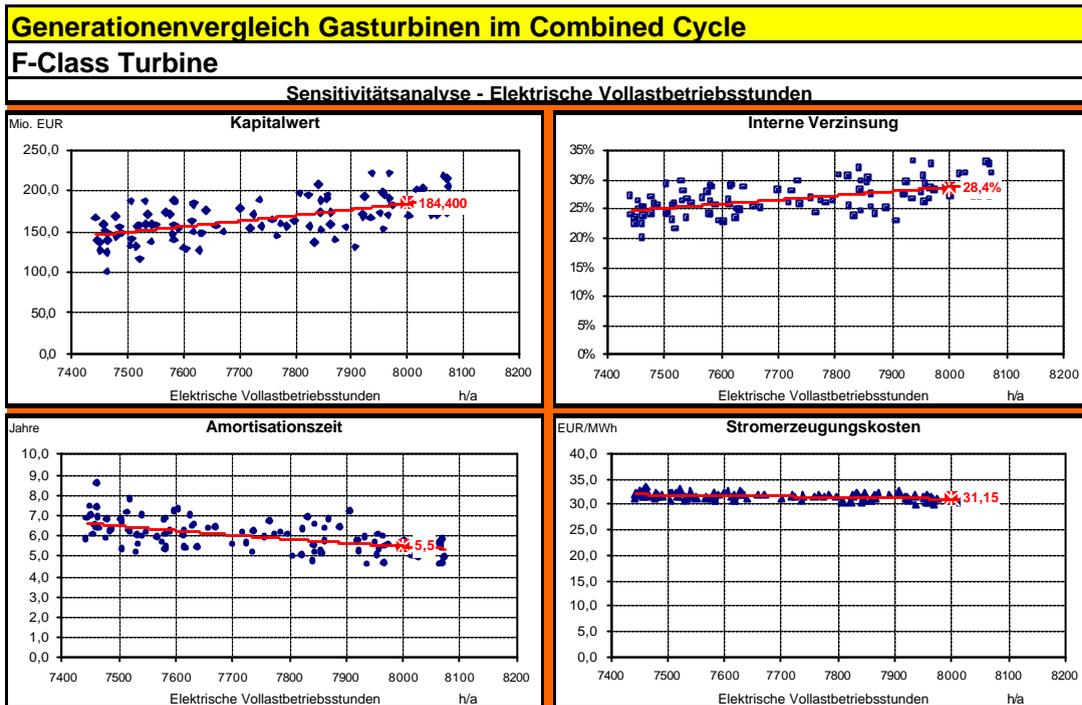


Abbildung 5-19 Wahrscheinlichkeitsanalyse aller Kennzahlen

Der Kapitalwert und die interne Verzinsung steigen deutlich mit der Anzahl der Betriebsstunden, dementsprechend fällt die Amortisationszeit. Während sie bei 7500 Betriebsstunden noch 6,5 Jahre beträgt, liegt sie bei 8000 Betriebsstunden nur noch bei 5,5 Jahren, allerdings mit einer Schwankungsbreite von $\pm 1,5$ Jahren. Die Stromerzeugungskosten ändern sich dagegen kaum, für sie sind das Investitionsvolumen und andere Fixkosten nicht von großer Bedeutung, sondern vielmehr die variablen Kosten (Brennstoff), die in diesem Beispiel nicht schwanken.

Der Benutzer hat die Möglichkeit, zwischen den einzelnen Betrachtungen von Variante A und Variante B, der Kombination von A und B und der Delta-Variante zu wählen. Im folgenden ist das Blatt „Sens A B“ mit den getrennten Ergebnissen der beiden Varianten abgebildet:

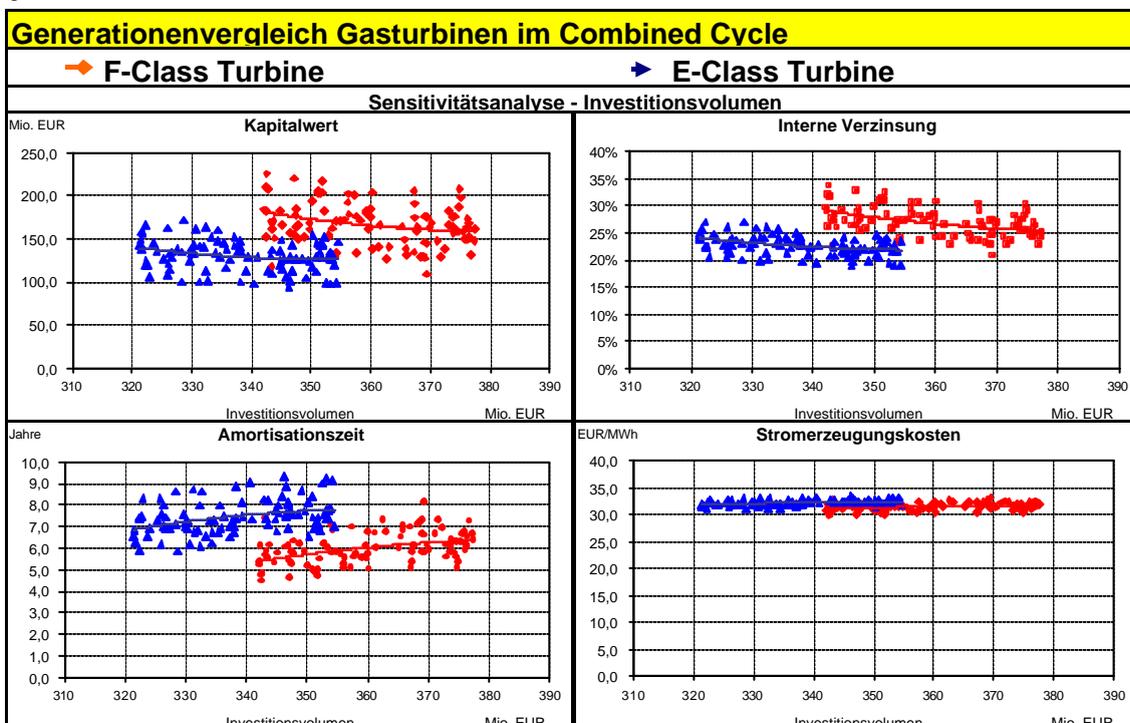


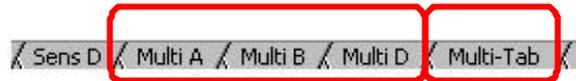
Abbildung 5-20 Wahrscheinlichkeitsanalyse Variante A und B

Hier lässt sich erkennen, dass die Variante A „F-Class Turbine“ (rote Punkte) deutlich überlegen ist. Selbst in ungünstigen Fällen für A ist sind die Kennzahlen noch besser als in den günstigsten Fällen für B. Die Vorteilhaftigkeit von A ist damit für die gesamte Bandbreite der Eingabedaten nachgewiesen.

5.5 Multiple Sensitivitätsanalyse

Die multiple Sensitivitätsanalyse zeigt die Abhängigkeit der Kennzahlen

- Kapitalwert
- Interne Verzinsung
- Amortisationszeit
- Stromerzeugungskosten



von Schwankungen einzelner Eingabewerte. Im Unterschied zur Wahrscheinlichkeitsanalyse wird hier immer nur ein Parameter variiert, so dass mehrere Sensitivitätsanalysen automatisch hintereinander berechnet werden. Die Ergebnisse werden in Diagrammen in den Blättern „Multi A“, „Multi B“ und „Multi D“ gezeigt, die dazugehörigen Daten sind im Blatt „Multi-Tab“.

Die Daten der multiplen Sensitivitätsanalyse werden nicht automatisch aktualisiert, wenn im Blatt „Input“ eine neue Berechnung angestoßen wurde, weil ihre Berechnung je nach Anzahl der gewählten Zeilen einige Minuten dauert, sondern mittels einer der Tasten „Multiple Sensitivitätsanalyse“.

Vor der Durchführung der Berechnung wird im Dropdown-Feld „Show and Hide Lines“ ausgewählt, welche der Parameter berechnet werden sollen. Die zu berechnenden Parameter werden durch Anklicken mit einem Häkchen markiert. Damit werden also je nach Bedarf einzelne Linien ein- oder ausgeblendet. Je weniger Parameter markiert sind, desto schneller die Berechnung.

Die Variation der Eingabeparameter erfolgt in elf Einzelschritten innerhalb einer wählbaren **Bandbreite**, je enger der Bereich, desto feiner die Auflösung (Werte zwischen $\pm 5\%$ und $\pm 50\%$).

Während der Berechnung gibt die Statuszeile links unten den Stand der Berechnung wieder. Das Ergebnis jeder einzelnen Berechnung wird im Blatt „Multi-Tab“ angezeigt, dessen Tabelle aus mehreren Teilen aufgebaut ist.

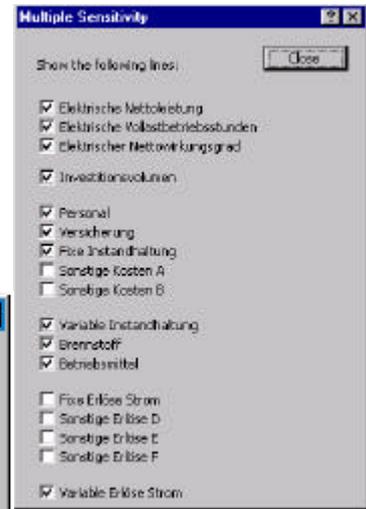
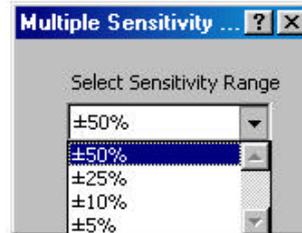


Abbildung 5-21 Parameter für multiple Sensitivitätsanalyse

Variation um eine Einheit oder ein Prozent

Im linken Teil sind die Eingabegrößen, ihr jeweiliger Ausgangswert und die Einheit dargestellt, sowie die Änderung des Kapitalwerts bzw. der mittleren Stromerzeugungskosten, wenn der Eingabewert um eine Einheit bzw. um ein Prozent steigt. Die markierte Zeile gibt also Antwort auf die Fragen

- Um wieviel steigen der Kapitalwert und die mittleren Stromerzeugungskosten, wenn sich die Anzahl der Betriebsstunden von 8000 um 1 Einheit auf 8001 erhöht?
Der Kapitalwert steigt um 0,064 Mio. Euro.
Die Stromerzeugungskosten fallen um 0,00128 Euro/MWh.
- Um wieviel steigen der Kapitalwert und die mittleren Stromerzeugungskosten, wenn sich die Anzahl der Betriebsstunden von 8000 um 1% auf 8080 erhöht?
Der Kapitalwert steigt um 5,098 Mio. Euro.
Die Stromerzeugungskosten fallen um 0,10105 Euro/MWh.

Die anderen Zeilen werden analog ausgewertet.

| F-Class Turbine | | | Delta KapW Mio. EUR | | Delta mSEK EUR/MWh | |
|------------------------------------|------------|--------|---------------------|----------|--------------------|----------|
| Titel | | Basis | +1 Einheit | +1 Proz. | +1 Einheit | +1 Proz. |
| Elektrische Nettoleistung | MW | 720,0 | 0,678 | 4,885 | -0,01372 | -0,09798 |
| Elektrische Vollastbetriebsstunden | h/a | 8000,0 | 0,064 | 5,098 | -0,00128 | -0,10105 |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | 56,5% | 9,336 | 5,315 | -0,32269 | -0,18371 |
| Personal | Mio. EUR/a | 2,5 | -7,193 | -0,180 | 0,23664 | 0,00592 |
| Versicherung | Mio. EUR/a | 2,0 | -5,584 | -0,112 | 0,18171 | 0,00363 |
| Fixe Instandhaltung | Mio. EUR/a | 13,0 | -7,193 | -0,935 | 0,23664 | 0,03076 |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | 0,1 | -39,225 | -0,039 | 1,31342 | 0,00131 |
| Brennstoff | EUR/GJ | 2,6 | -246,294 | -6,241 | 7,89023 | 0,20515 |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | 0,3 | -35,835 | -0,090 | 1,19708 | 0,00299 |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh | 32,0 | 35,835 | 11,467 | | |

Abbildung 5-22 Multi-Tab mit Delta Kapitalwert und Delta Stromerzeugungskosten

Variation innerhalb eines Bereichs

Im rechten Teil von „Multi-Tab“ sind (von links nach rechts für Kapitalwert, Amortisationszeit, interne Verzinsung und mittlere Stromerzeugungskosten) die Ergebnisse für verschiedene prozentuale Änderungen der Eingabedaten aufgelistet. Beispielhaft ist auf der nächsten Seite der Teil für Kapitalwert dargestellt, was sich für die rote Markierung wie folgt interpretieren lässt:

- Um wieviel steigt der Kapitalwert, wenn sich die variablen Erlöse zwischen 90% und 104% vom Ausgangswert 32,0 Euro/MWh verändern (entspricht 28,8 – 33,28 Euro/MWh)?
Der Kapitalwert beträgt bei 90% (28,8 Euro/MWh) 69,728 Mio. Euro
Der Kapitalwert beträgt bei 100% (32,0 Euro/MWh) 184,4 Mio. Euro
Der Kapitalwert beträgt bei 104% (33,28 Euro/MWh) 230,268 Mio. Euro usw.

Die blaue Markierung gibt den Kapitalwert bei 100% (184,4 Mio. Euro) und 101% (189,497 Mio. Euro) der Betriebsstunden an, die Differenz aus beiden Werten (5,098 Mio. Euro) entspricht bis auf Rundungsfehler genau dem Wert, der im vorherigen Beispiel als Delta für die Steigerung um 1% errechnet wurde.

| F-Class Turbine | | | Kapitalwert | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|--------|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Titel | | Basis | 184,4 Mio. EUR | | | | | | | | | |
| | | | 90,0% | 92,0% | 94,0% | 96,0% | 98,0% | 99,0% | 100,0% | 101,0% | 102,0% | 104,0% |
| Elektrische Nettoleistung | MW | 720,0 | 135.554 | 145.323 | 155.092 | 164.862 | 174.631 | 179.515 | 184.400 | 189.284 | 194.169 | 203.938 |
| Elektrische Vollastbetriebsstund | h/a | 8000,0 | 133.423 | 143.619 | 153.814 | 164.009 | 174.204 | 179.302 | 184.400 | 189.497 | 194.595 | 204.790 |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | --- | 56,5% | 124.751 | 137.718 | 150.134 | 162.032 | 173.444 | 178.977 | 184.400 | 189.715 | 194.926 | 205.047 |
| Personal | Mio. EUR/a | 2,5 | 186.198 | 185.838 | 185.479 | 185.119 | 184.759 | 184.580 | 184.400 | 184.220 | 184.040 | 183.680 |
| Versicherung | Mio. EUR/a | 2,0 | 185.516 | 185.293 | 185.070 | 184.846 | 184.623 | 184.511 | 184.400 | 184.288 | 184.176 | 183.953 |
| Fixe Instandhaltung | Mio. EUR/a | 13,0 | 193.751 | 191.881 | 190.010 | 188.140 | 186.270 | 185.335 | 184.400 | 183.465 | 182.529 | 180.659 |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | 0,1 | 184.792 | 184.714 | 184.635 | 184.557 | 184.478 | 184.439 | 184.400 | 184.360 | 184.321 | 184.243 |
| Brennstoff | EUR/GJ | 2,6 | 246.807 | 234.325 | 221.844 | 209.362 | 196.881 | 190.640 | 184.400 | 178.159 | 171.918 | 159.437 |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | 0,3 | 185.296 | 185.116 | 184.937 | 184.758 | 184.579 | 184.489 | 184.400 | 184.310 | 184.221 | 184.041 |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh | 32,0 | 69.728 | 92.663 | 115.597 | 138.531 | 161.465 | 172.933 | 184.400 | 195.867 | 207.334 | 230.268 |

Abbildung 5-23 Multi-Tab Kapitalwert

Einige Ergebnisse sind nichtlinear, so dass eine Extrapolation außerhalb des berechneten Bereichs nicht immer zu richtigen Ergebnissen führt.

Diese Daten lassen sich viel übersichtlicher in Diagrammen darstellen, welche sich genau auf die Tabellen beziehen. Je steiler der Kurvenverlauf, desto größer ist der Einfluss des betrachteten Parameters auf den Kapitalwert. Aufsteigende Kurven haben einen positiven Effekt, fallende Kurven einen negativen Effekt. Diese Aussage kehrt sich bei der Amortisationszeit natürlich genau um, wie sich im folgenden Abbild des Blatts „Multi A“ erkennen lässt.

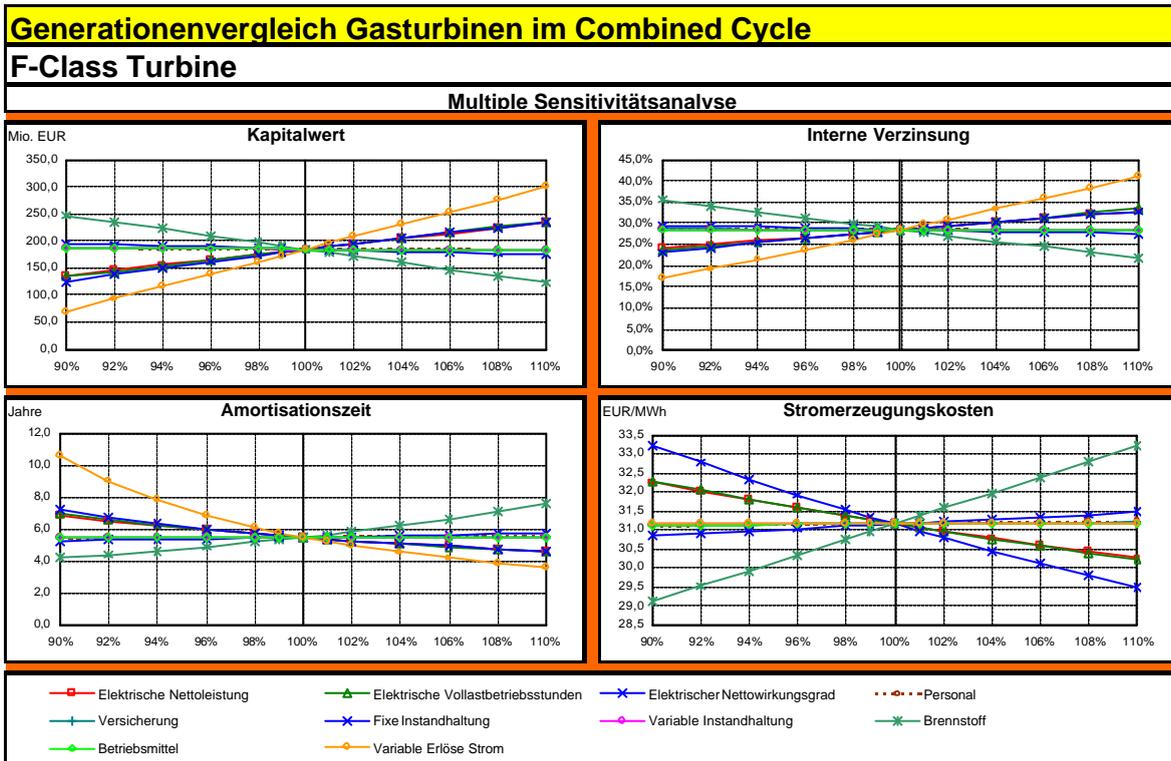


Abbildung 5-24 Diagramme multiple Sensitivitätsanalyse

Anhand der entsprechenden Kurven für die vier Kriterien kann man einen guten und schnellen Überblick bekommen, welche Parameter großen und welche geringen Einfluss auf die Rentabilität und auf die Stromerzeugungskosten haben. Typische Aussagen sind in diesem Fall (nicht immer !):

Je höher die Brennstoffkosten, das Investitionsvolumen und andere Kosten,

- desto geringer der Kapitalwert,
- desto geringer die interne Verzinsung,
- desto länger die Amortisationszeit,
- desto höher die Stromerzeugungskosten.

Je höher der Strompreis, die Leistung, der Wirkungsgrad oder die Anzahl der Vollastbetriebsstunden,

- desto höher der Kapitalwert,
- desto höher die interne Verzinsung,
- desto kürzer die Amortisationszeit,
- desto niedriger die Stromerzeugungskosten.

Die Kurven von Leistung und Betriebsstundenzahl liegen bei einfachen Auswertungen übereinander, weil sie für alle Berechnungen nur als Produkt aus Leistung und Stunden [MWh] auftreten, so dass es egal ist, ob die Leistung oder die Stunden um ein Prozent erhöht werden.

Der Einfluss der Personal- und Versicherungskosten ist sehr gering (Kurve nahezu parallel zur X-Achse), weil die absolute Höhe gering ist und damit auch eine Steigerung kaum Auswirkung zeigt. Damit kann man argumentieren, dass die Kenntnis des genauen Wertes unerheblich für die Entscheidung ist.

Für den Fall der Delta-Analyse, bei der sich viele Größen rechnerisch aufheben, kann die Interpretation und die Reihenfolge der Wichtigkeit deutlich vom hier gezeigten abweichen.

5.6 Sensitivitätsanalyse

In der einfachen Sensitivitätsanalyse wird – wie bei der multiplen Sensitivitätsanalyse – die Abhängigkeit der vier Kennzahlen von einem bestimmten Eingabewert betrachtet.

- Kapitalwert
- Interne Verzinsung
- Amortisationszeit
- Stromerzeugungskosten



Betrachtet werden dabei die Variante A (**SingleSens A**), die Variante B (**SingleSens B**) oder beide Varianten (**SingleSens A B**), sowie die Delta-Berechnung (**Single Sens D**).

Die Daten der einfachen Sensitivitätsanalyse werden nicht automatisch aktualisiert, wenn im Blatt „Input“ eine neue Berechnung angestoßen wurde, weil ihre Berechnung etwas Zeit dauert, sondern mittels einer der Tasten „Single Sensitivity“. Hinweis: Die Tasten „Single Sensitivity“ in den vier Tabellenblättern arbeiten parallel. Es spielt also keine Rolle, in welchem der Blätter die Taste angeklickt wird.

Im Dialogfenster wird zuerst die X-Achse gewählt, also der zu ändernde Eingabewert. Es stehen die folgende Eingabewerte zur Verfügung, wobei sich die X-Achse dementsprechend modifizieren lässt.

| Eingabewert | Einheit |
|-------------------------------------|------------|
| Elektrische Nettoleistung | MW |
| Elektrische Volllastbetriebsstunden | h/a |
| Elektrischer Nettowirkungsgrad | % |
| Investitionsvolumen | Mio. EUR |
| Personal | Mio. EUR/a |
| Versicherung | Mio. EUR/a |
| Fixe Instandhaltung | Mio. EUR/a |
| Sonstige Kosten A | Mio. EUR/a |
| Sonstige Kosten B | Mio. EUR/a |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh |
| Brennstoff | EUR/GJ |
| Betriebsmittel | EUR/MWh |

| Eingabewert | Einheit |
|-------------------------------------|------------|
| Fixe Erlöse Strom | Mio. EUR/a |
| Sonstige Erlöse D | Mio. EUR/a |
| Sonstige Erlöse E | Mio. EUR/a |
| Sonstige Erlöse F | Mio. EUR/a |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh |
| Fremdkapitalzinssatz | % |
| Diskontierungszinssatz | % |
| Übergabe (=Ende Inbetriebsetzung) | Date |
| Fremdkapitalanteil 1 | % |
| Elektrische Nettoleistung | MW |
| Elektrische Volllastbetriebsstunden | h/a |

Abbildung 5-25 Eingabewerte für Sensitivitätsanalyse

Zusätzlich wird die betrachtete Bandbreite individuell gewählt, mittels einer Prozentangabe oder mit absoluten Werten, die sich jeweils entsprechen:

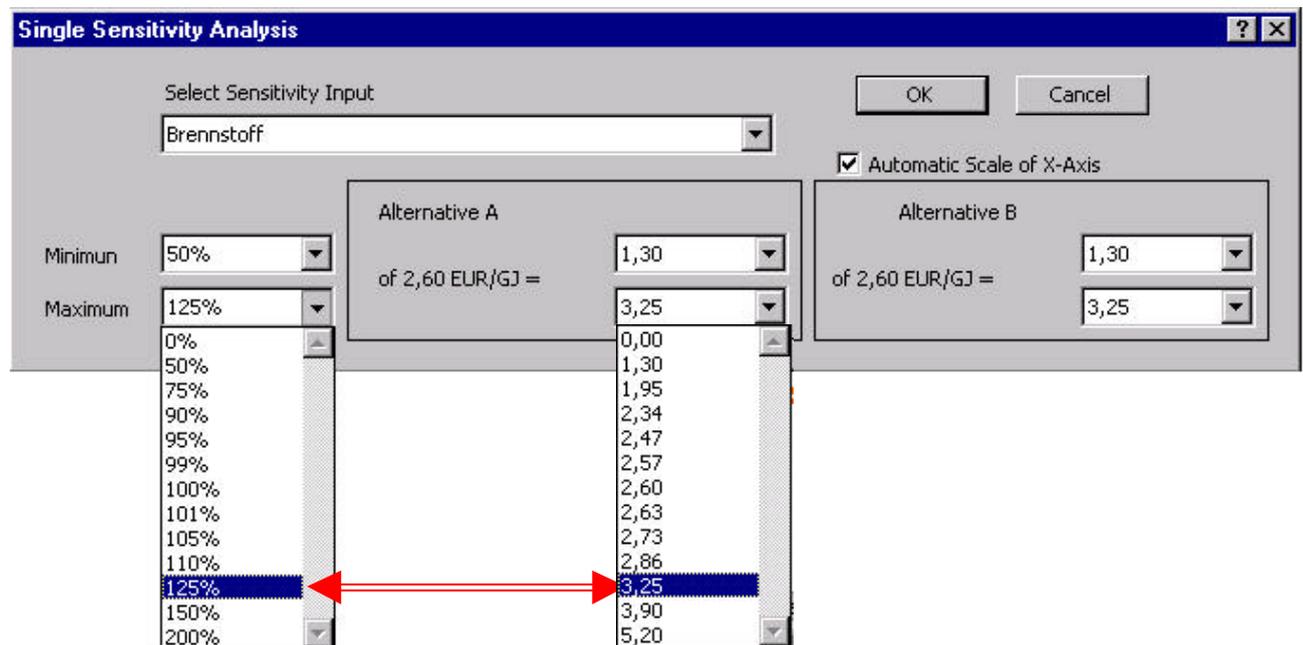


Abbildung 5-26 Dialogfenster für Sensitivitätsanalyse

Wird das Fenster „Automatic Scale of x-Axis“ angekreuzt, so wird die Skalierung der X-Achse in den Diagrammen zentriert, ansonsten wird die X-Achse genau vom unteren bis zum oberen Wert reichen.

Die Ergebnisse werden in einem Blatt für alle vier Kennzahlen dargestellt, mit den entsprechenden Zahlenwerten rechts daneben (von dort können sie einfach für weitere Auswertungen kopiert werden).

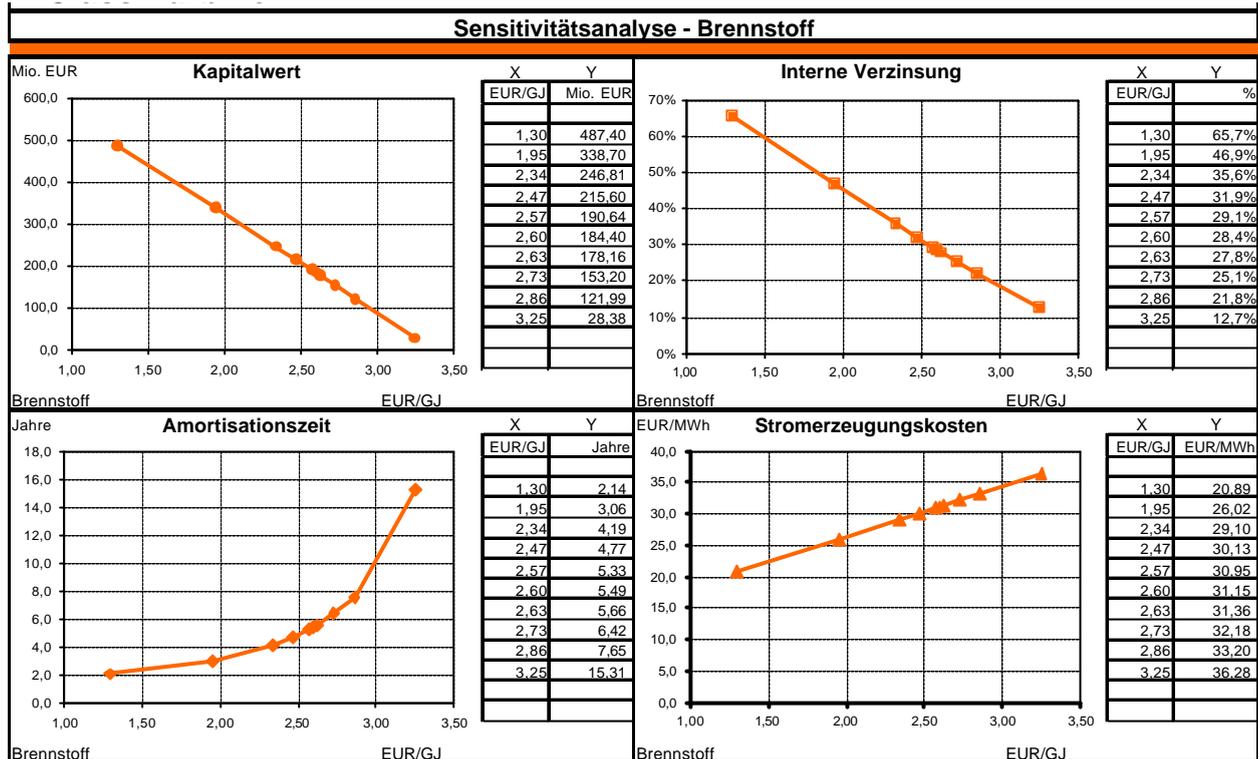


Abbildung 5-27 Diagramm Sensitivitätsanalyse alle Kennzahlen

Je steiler der Kurvenverlauf, desto größer ist der Einfluss des betrachteten Parameters auf die Kennzahlen. Werte zwischen den berechneten Punkten können recht leicht durch Interpolation ermittelt werden, eine Extrapolation von Ergebnissen kann wegen der Nichtlinearität vieler Kurven zu falschen Ergebnissen führen.

Die Sensitivitätsanalyse bietet auch sehr interessante Aussagen zur Finanzierung. Im folgenden Diagramm ist die Abhängigkeit der Kennzahlen vom Fremdkapital aufgezeigt, das in diesem Fall zwischen Null und 100% variiert. Im Blatt „SingleSens A B“ werden die Ergebnisse der beiden Varianten A und B direkt miteinander verglichen.

Hier wird deutlich, dass der Fremdkapitalanteil einen wesentlichen Einfluss auf die drei Rentabilitätskennzahlen Kapitalwert, interne Verzinsung und Amortisationszeit hat, so dass hier z. B. die Aussage getroffen werden kann, wie hoch der Fremdkapitalanteil sein müsste, um eine bestimmte interne Verzinsung zu erreichen.

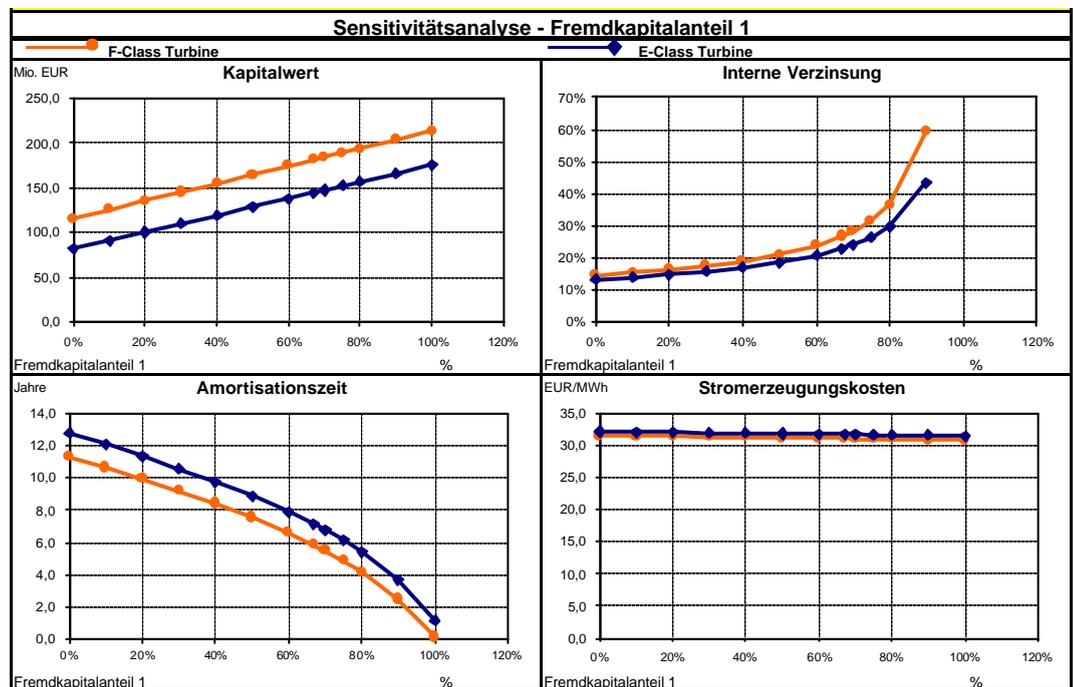


Abbildung 5-28 Diagramm Sensitivitätsanalyse Fremdkapitalanteil

Der Einfluss des Fremdkapitalanteils auf die Stromerzeugungskosten ist erwartungsgemäß gering, da hier auch das Eigenkapital kalkulatorisch in die Kosten einbezogen wird. Es liegt nur an der Tilgungsart, Laufzeit und Zinssatz, wenn die Kurven nicht genau waagerecht liegen, also konstante Werte unabhängig von der Finanzierungsart ergeben.

Eine Abhängigkeit der Kennzahlen vom Datum der Übergabe kann auch berechnet werden, um Vorteile einer kürzeren Bauzeit darzustellen. Dies ist aber nur möglich, wenn die Details für Kosten/Erlöse und Leistung nicht jahres- oder monatsgenau, sondern nur im Blatt "Input" für die gesamte Laufzeit eingegeben wurden.

5.7 Zielwertsuche / Goal Seek

Mit dieser Funktion kann ein beliebiger Eingabewert so lange verändert werden, bis ein **gewünschtes Ergebnis** erreicht ist. Er stellt also die Umkehrung der normalen Berechnung dar und beantwortet damit z.B. folgende Fragen:

- Wie hoch darf die Investition sein, damit die Amortisationszeit gerade 5 Jahre beträgt?
- Wieviel Stunden muss das Kraftwerk laufen, damit die interne Verzinsung genau 25 % beträgt?

Die Zielwertsuche kann in allen Eingabefeldern durchgeführt werden: „Input“, „Increase“, „Costs“ und „Costs_M“ sowie „Power“ und „Power_M“, nicht jedoch in „Invest_M“.

Dazu wird zuerst der Cursor auf das Eingabefeld gesetzt, für das ein Zielwert gesucht werden soll. Wenn also das Investitionsvolumen gesucht ist (derzeit 360 Mio. Euro), um eine Amortisationszeit für Variante A von 5 Jahren zu erreichen (derzeit 5,49 Jahre), dann wird der Cursor auf das Feld „Investitionsvolumen“ gesetzt. Anschließend wird auf mit der Taste „Goal Seek“ folgendes Fenster geöffnet:

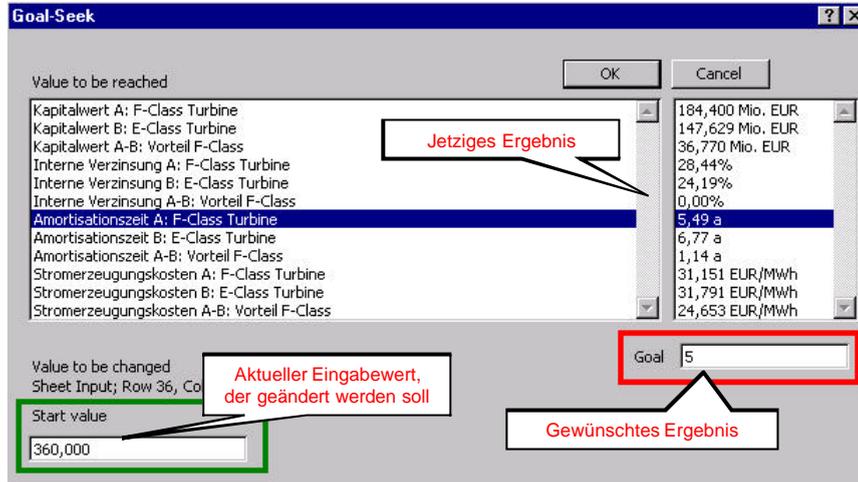


Abbildung 5-29 Dialogfenster Zielwertsuche

Im oberen Teil wird die Zielgröße gewählt, rechts daneben das derzeitige Ergebnis angezeigt. Im rot umrandeten Feld wird der Zielwert eingegeben, also in diesem Fall die fünf Jahre.

Links unten im grünen Rahmen ist der derzeitige Eingabewert, der als Ausgangspunkt der Zielwertsuche dient. PG-ROI sucht erst nahe um den Ausgangspunkt, dann schrittweise immer weiter entfernt nach einem Eingabewert (Bandbreite 0 - 200% vom Ausgangspunkt), der dem gewünschten Ergebnis nahe kommt. Es ist sinnvoll, im „Start value“ einen möglichst genauen Schätzwert einzugeben, damit PG-ROI schneller und sicherer zu einem Ergebnis kommt.

Bei einer Abweichung vom Ergebnis um weniger 0,001 bricht die Suche ab, und der gefundene Wert erscheint in einem Dialogfenster. Dann besteht die Wahl, ob dieser neue Wert anstelle des alten eingefügt werden soll.

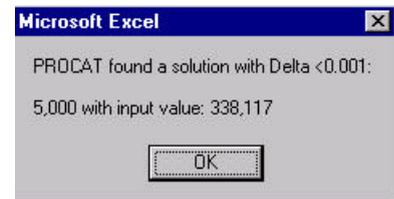


Abbildung 5-30 Ergebnis Zielwertsuche

Das Ergebnis auf die anfängliche Frage „Wie hoch darf die Investition sein, damit die Amortisationszeit gerade 5 Jahre beträgt?“ lautet also: 338,117 Mio. Euro anstelle von 360 Mio. Euro derzeit.

In den Beispielen in Kapitel 7 werden weitere Hinweise zum Einsatz der Zielwertsuche gegeben.

5.8 DEMO Version

Alle in diesem Handbuch beschriebenen Funktionen sind in der lizenzierten Vollversion von PG-ROI verfügbar. Nutzer der DEMO-Version können auf einige dieser Funktionen nicht zugreifen. Einerseits könnten diese Funktionen blockiert sein, andererseits werden die Ergebnisse künstlich unscharf ausgegeben, so z. B. nur als Bandbreite oder mit einer zufälligen Ungenauigkeit von ungefähr +/- 5%. In diesem Fall können die Ergebnisse wiederholter Berechnungen mit identischen Eingabewerten zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

| Kapitalwert (10%) am 1.1.2005 | Mio. EUR | [95 - 99] |
|-----------------------------------|----------|-------------|
| Interne Verzinsung bis 2015 | % / a | |
| Interne Verzinsung bis 2026 | % / a | [19% - 23%] |
| Amortisationszeit ab 1.1.2007 (a) | | [6,6 - 7,3] |

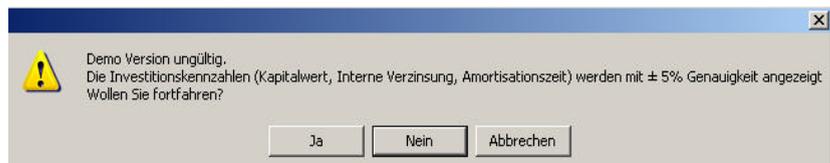


Abbildung 5-31 Bandbreite Ergebnisse der DEMO-Version

Der Sinn der Demo-Version ist ja die Demonstration der Funktionen, nicht die Ermittlung genauer Ergebnisse für reale Projekte. Für den letzteren Fall ist ausschließlich die lizenzierte Vollversion vorgesehen.

5.9 Bewertungskriterien

Bei vielen Entwicklungsprojekten stellt sich die Frage, wie sich eine inkrementelle Verbesserung einer technischen Größe auf den wirtschaftlichen Erfolg des gesamten Kraftwerks auswirkt. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, hierzu eine konkrete Fragestellung aufzubauen, damit sie mit PG-ROI berechnet werden könnte.

Beispiele wären unter anderen:

- Um wie viel verkürzt sich die Amortisationszeit, wenn das Kraftwerk 1MW mehr produzieren kann?
- Um wie viel steigt der Kapitalwert, wenn das Kraftwerk eine um 1% höhere Verfügbarkeit hat?
- Um wie viel steigt die interne Verzinsung, wenn der Wirkungsgrad um 1% steigt?

Oder bezogen auf die Investition

- Wie viel höher dürfte die Investition sein, damit sich bei den oben beschriebenen Verbesserungen diese zusätzliche Investition mit 20% IRR rentiert (unabhängig von der internen Verzinsung des gesamten Projekts)?

Die Antwort auf die letzte Frage wird bei PG-ROI als Bewertungskriterium bezeichnet. Praktisch lässt sie sich nur mit Hilfe der Zielwertsuche berechnen, die im vorhergehenden Kapitel beschrieben wurde. Die Zielwertsuche für zwei unterschiedliche Varianten eines Kraftwerks wird analog zum Beispiel in Kapitel 7.1 durchgeführt:

Die Methodik ist folgende: Die Basisdaten des Kraftwerks werden in Variante A eingegeben und automatisch in Variante B übertragen, so dass in beiden Varianten dieselben Daten stehen. Dann wird eine Berechnung durchgeführt, mit demselben Ergebnis für beide Varianten und konsequenterweise ausschließlich leeren Feldern in der Delta-Variante.

Im nächsten Schritt wird in Variante A eine Verbesserung eingegeben, d. h. ein Eingabewert wird verändert, z. B. die Leistung um ein MW erhöht, und wieder eine Berechnung durchgeführt. Das Ergebnis wird sich jetzt für beide Varianten unterscheiden, im allgemeinen wird die Variante A der Variante B überlegen sein. Diese Überlegenheit wird in der Delta-Variante D deutlich, da sie einen positiven Kapitalwert ausweist.

| | | | | | |
|----------------------|-----------------|--------------|--|-----------------|--------------|
| Investition | | | Kapitalwert (20%) am 1.1.2003 | Mio. EUR | 0.445 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | 0.000 | Interne Verzinsung bis 2013 | % / a | 0.0% |
| Eigenkapital | Mio. EUR | 0.000 | Interne Verzinsung bis 2025 | % / a | 0.0% |
| Kapitalbedarf | Mio. EUR | 0.000 | Amortisationszeit ab 1.1.2005 (a) | | 0.0 |

Abbildung 5-32 Kapitalwert ohne Investition

Im dritten Schritt wird die Zielwertsuche für das Investitionsvolumen der Variante A genutzt. Es gibt zwei Möglichkeiten, eine 20%ige interne Verzinsung der Delta-Variante zu bestimmen:

- Diskontierungszins auf normalem Wert belassen (z. B. 10%) und Zielgröße auf „Interne Verzinsung AB: Delta“ auf 20% setzen.
- Diskontierungszins auf Zielwert 20% ändern und Zielgröße auf „Kapitalwert A-B: Delta“ auf 0 setzen.

Beide Wege führen zum exakt gleichen Ergebnis, aber wegen der starken Nichtlinearität der internen Verzinsung empfiehlt sich der zweite Weg, weil er schneller und sicherer zum Ziel führt.

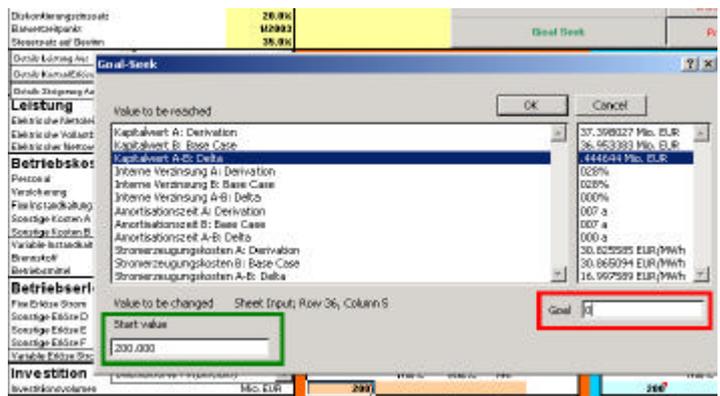


Abbildung 5-33 Zielwertsuche für Bewertungskriterium

PG-ROI findet den Wert für das Investitionsvolumen der verbesserten Variante A, der bei einer zusätzlichen Investition in Höhe von 0,882 Mio. Euro zu einer internen Verzinsung dieser Investition von genau 20% führt:

| | | | | | |
|----------------------|-----------------|--------------|--|-----------------|--------------|
| Investition | | | Kapitalwert (20%) am 1.1.2003 | Mio. EUR | 0.000 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | 0.457 | Interne Verzinsung bis 2013 | % / a | 13.2% |
| Eigenkapital | Mio. EUR | 0.425 | Interne Verzinsung bis 2025 | % / a | 20.0% |
| Kapitalbedarf | Mio. EUR | 0.882 | Amortisationszeit ab 1.1.2005 (a) | | 20.9 |

Abbildung 5-34 Kapitalwert mit Investition

Das Kriterium für die Bewertung von 1MW zusätzlicher Leistung ist demnach 0,882 Mio. Euro.

Auch wenn eine detaillierte Untersuchung einige Schritte erfordert, lassen sich mit dieser Methode doch eine große Zahl von Bewertungskriterien ermitteln.

PG-ROI bietet als Vereinfachung die Funktion „Bewertungskriterien“, mit dem sich für Neuanlagen schnell und automatisch vier Kriterien berechnen lassen, nämlich die gerechtfertigte Zusatzinvestition bei:

- Steigerung der Leistung um 1MW (87,6 Vollastbetriebsstunden)
- Steigerung der Verfügbarkeit um 1% um 100 kJ/KWh
- Erhöhung des Wirkungsgrades um +0,1%-Punkt
- Kürzere Bauzeit, d. h. frühere Inbetriebsetzung um 1 Monat (während die absoluten Zahlungszeitpunkte gleich bleiben).

Die Daten werden vom Blatt ‚Input‘ automatisch in das Blatt ‚Eval Cases‘ übertragen (Taste ‚Kopiere ... von ‚Input‘. Der sogenannte ‚Base Case‘ und seine vier möglichen Verbesserungen entsprechen den Eingaben im Hauptprogramm PG-ROI, wobei die Detaillierung von Betriebsstunden, Kosten Investition und Steigerungsfaktoren nicht berücksichtigt werden; die Bewertungskriterien können also nur für einfache Neuanlagen berechnet werden.

Die Höhe der erwarteten internen Verzinsung für die Zusatzinvestition kann frei gewählt werden; typische Werte werden zwischen 20 und 30% liegen.

| CCPP Power Plant in Base Load Mode | | | | Ergebnisse | | Sensitivitäten | | | | | | | | |
|---|------------|-------------------------------|-----------------|-----------------------|------------|------------------------------------|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Währung | | EUR | | Berechne 4 Fälle | | Berechne Sensitivitäten | | | | | | | | |
| Startpunkt | 1.1.2005 | Erwartete int. Verzinsung 20% | | | | 5,0% 10,0% 15,0% 20,0% 25,0% 30,0% | | | | | | | | |
| Estimierungsdauer ab Startp. | 22 | | | | | 0,0% 10,0% 20,0% 30,0% 40,0% 50,0% | | | | | | | | |
| Diskonierungssatz | 8,0% | | | | | | | | | | | | | |
| Berichtsdatum | 1.1.2005 | | | | | | | | | | | | | |
| Steuersatz auf Gewinn | 35,0% | | | | | | | | | | | | | |
| Kopiere T-Class Textline von Input | | | | Investition (Mio EUR) | | | | | | | | | | |
| Leistung | | Wert | Strig | | | | | | | | | | | |
| Elektrische Nettleistung | MW | 700 | 700 | + 1 MW | 0.90% | | | | | | | | | |
| Elektrische Vollastbelastung | t/a | 8000 | 91,3% NCF | 8882,0 | + 1% NCF | 7.581 | | | | | | | | |
| Elektrischer Netzwirkungsgr. | % | 56,60% | 6428 kWh | 56,10% | + 0,1% etc | 6.921 | | | | | | | | |
| Betriebskosten | | Wert | Strig | | | | | | | | | | | |
| Personale | Mio. EUR/a | 2,5 | 3,1% | | | | | | | | | | | |
| Versicherung | Mio. EUR/a | 2 | | | | | | | | | | | | |
| Fixe Instandhaltung | Mio. EUR/a | 13 | 3,1% | | | | | | | | | | | |
| Other Costs A | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Other Costs B | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Variable Instandhaltung | EUR/MWh | 0,1 | 3,1% | | | | | | | | | | | |
| Brennstoff | EUR/MWh | 3,5 | | | | 2,5 3 3,5 4 4,5 5 | | | | | | | | |
| Betriebsmittel | EUR/MWh | 0,25 | 2,1% | | | | | | | | | | | |
| Betriebserlöse | | Wert | Strig | | | | | | | | | | | |
| Fixe Erlöse Strom | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Other Revenues D | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Other Revenues E | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Other Revenues F | Mio. EUR/a | | | | | | | | | | | | | |
| Variable Erlöse Strom | EUR/MWh | 35,00 | 1,1% | | | 30 32 34 35,00 38 39 40 43 | | | | | | | | |
| Investition | | Mio. EUR | | | | | | | | | | | | |
| Investitionsvolumen | Mio. EUR | 400 | 1.12.2006 - 1 H | | | 4.169 | | | | | | | | |
| Nutzungsdauer | | Datum | | | | | | | | | | | | |
| Übergabe in-Ende betriebs | Jahre | 1.1.2007 | | | | | | | | | | | | |
| Nutzungsdauer ab IB | Jahre | 20 | | | | 20 | | | | | | | | |
| Abschreibungsdauer Steuer | Jahre | 15 | | | | | | | | | | | | |
| Finanzierung | | | | | | | | | | | | | | |
| Fremdkapitalanteil | Anteil | 70,00% | | | | 0,0% 30,0% 50,0% 70,0% 90,0% | | | | | | | | |
| Fremdkapitalzins | Anteil | 8,00% | | | | 5,0% 6,0% 7,0% 8,0% 10,0% | | | | | | | | |
| Tilgungsbeginn | Datum | 1.1.2005 | | | | | | | | | | | | |
| Tilgungsdauer | Jahre | 15 | | | | | | | | | | | | |
| Fremdkapitalanteil | Anteil | | | | | | | | | | | | | |
| Fremdkapitalzins | Anteil | | | | | | | | | | | | | |
| Tilgungsbeginn | Datum | | | | | | | | | | | | | |
| Tilgungsdauer | Jahre | | | | | | | | | | | | | |
| Kalkulatorische Eigenkapitalkosten | | | | | | | | | | | | | | |
| Eigenkapitalanteil | Anteil | 30% | | | | | | | | | | | | |
| Zinssatz | Anteil | 10,00% | | | | | | | | | | | | |
| Tilgungsdauer (annuitätlich) | Jahre | 15 | | | | 100,0% | | | | | | | | |

Abbildung 5-35 Eingabe Bewertungskriterien

Mit der Taste „Berechne 4 Fälle“ wird die Berechnung der vier Bewertungskriterien angestoßen. Die Ergebnisse, also die gerechtfertigte Mehrinvestition werden in den farbigen Zellen angegeben.

Für die vier dargestellten Fälle kann PG-ROI auch Sensitivitätsanalysen berechnen. Die Bandbreite der Sensitivität wird direkt in die Felder im rechten Teil eingegeben. Leere Felder werden nicht berechnet, was die Geschwindigkeit erhöht, und die grauen Felder sollten den ursprünglichen Wert als Referenz behalten.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse werden sowohl tabellarisch als auch in verschiedenen Graphiken dargestellt. Zur Auswahl der verschiedenen Diagramme dient die Taste „Show Chart“ im Blatt „Table“, die genau in dasjenige Blatt springt, deren Zahlenwerte ausgewählt sind.

| Variat | Select Chart | Sensitivities + 1 MW | | | | | | | | Start new Calculation | | | | | | | | Sensitivität | |
|---------------------------|--------------|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------------|--|--|--|--|--|--|--|---------------------|-------|
| Expected IRR Delta | | 0.0% | 5.0% | 10.0% | 15.0% | 20.0% | 25.0% | 30.0% | | | | | | | | | | 0.0% | |
| Delta Investment | | 0.924 | 0.657 | 0.498 | 0.397 | 0.328 | 0.278 | 0.240 | | | | | | | | | | 12.484 | 1 |
| Income Tax Rate | | 0.0% | 10.0% | 20.0% | 25.0% | 30.0% | 35.0% | 40.0% | | | | | | | | | | 0.0% | 10.0% |
| Delta Investment | | 0.344 | 0.339 | 0.335 | 0.332 | 0.330 | 0.328 | 0.325 | | | | | | | | | | 6.421 | 6.329 |
| Electrical Net Power | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Delta Investment | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| El. Full Load oper. Hours | | | 5,000 | 6,000 | 7,000 | 7,000 | 8,000 | 8,300 | | | | | | | | | | | |
| Delta Investment | | | 0.241 | 0.289 | 0.328 | 0.328 | 0.364 | 0.370 | | | | | | | | | | 1.5 | 2 |
| Fuel | | 1.5 | 2 | 2.5 | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | | | | | | | | | 1.929 | 2.972 |
| Delta Investment | | 0.899 | 0.739 | 0.623 | 0.507 | 0.391 | 0.328 | 0.195 | 0.054 | | | | | | | | | | |
| Variable Rev. Electr. | | 30 | 31 | 33 | 35 | 37 | 38 | 41 | 43 | 45 | | | | | | | | | |
| Delta Investment | | 0.413 | 0.157 | 0.247 | 0.328 | 0.387 | 0.328 | 0.496 | 0.569 | 0.643 | | | | | | | | | |
| Lifetime from Commiss. | | | 15 | 19 | 20 | 21 | | | | | | | | | | | | | |
| Delta Investment | | | 0.315 | 0.325 | 0.326 | 0.328 | | | | | | | | | | | | | |
| Debt Share 1 | | 0.0% | 10.0% | 20.0% | 30.0% | 40.0% | 50.0% | 60.0% | | | | | | | | | | 0.0% | 10.0% |
| Delta Investment | | 0.193 | 0.236 | 0.269 | 0.289 | 0.308 | 0.328 | 0.349 | | | | | | | | | | 3.611 | 4.258 |
| Debt Interest Rate | | 0.0% | 2.0% | 4.0% | 6.0% | 8.0% | 10.0% | 15.0% | | | | | | | | | | 0.0% | |
| Delta Investment | | 0.306 | 0.342 | 0.346 | 0.338 | 0.328 | 0.316 | 0.286 | | | | | | | | | | 5.711 | |
| Variation | | Sensitivities + 1% NCF | | | | | | | | | | | | | | | | Sensitivität | |
| Expected IRR Delta | | 0.0% | 5.0% | 10.0% | 15.0% | 20.0% | 25.0% | 30.0% | | | | | | | | | | 0.0% | |
| Delta Investment | | 4.045 | 2.875 | 2.181 | 1.738 | 1.435 | 1.215 | 1.050 | | | | | | | | | | 0.202 | |
| Income Tax Rate | | 0.0% | 10.0% | 20.0% | 25.0% | 30.0% | 35.0% | 40.0% | | | | | | | | | | 0.0% | 10.0% |

Abbildung 5-36 Bewertungskriterien Sensitivitätsanalyse

6 Investitionstheorie

In diesem Kapitel werden die Grundlagen der Investitionstheorie beschrieben. Der Cashflow ist eine Größe des betrieblichen Rechnungswesens und bildet die Zahlungsreihe, auf welche die Methoden der Barwertrechnung angewendet werden. Diese ergibt dann die Kennzahlen Kapitalwert, interne Verzinsung und Amortisationszeit. Die beschriebenen Methoden sind seit Jahrzehnten anerkannt und werden in dieser oder sehr ähnlicher Form weltweit genutzt.

6.1 Bilanz und Cashflow

Der Cashflow ist die Grundlage der Investitionsrechnung. Er spiegelt – wie am englischen Begriff deutlich wird – die Veränderung des Geldvermögens wider, die sich aus einer Investition ergeben. Häufig wird der Cashflow falsch ermittelt und enthält zu viele oder zu wenig Bestandteile. Deshalb wird in diesem Kapitel der Cashflow direkt aus der Bilanz hergeleitet.

Eine Bilanz ist die Gegenüberstellung von Vermögen und Kapital zu einem **ZeitPUNKT** (Stichtag z. B. Jahresanfang oder Jahresende).

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------|
| Vermögen=Aktiva | Kapital=Passiva | Vermögen=Aktiva | Kapital=Passiva |
| Anlagevermögen | Fremdkapital = Kredite | Anlagevermögen | Fremdkapital |
| Umlaufvermögen | Eigenkapital | Umlaufvermögen | Eigenkapital |
| Geldvermögen (= Kasse) | | Geldvermögen (= Kasse) | |
| Bilanzsumme | Bilanzsumme | Bilanzsumme | Bilanzsumme |

Delta = Cashflow

Abbildung 6-1 Geldvermögen in der Bilanz

- Die Kapitalseite (Passiva) der Bilanz spiegelt wider, woher das Geld eines Unternehmens kam (von Eigenkapitalgebern⁴ oder von Kreditinstituten).
- Die Vermögensseite (Aktiva) der Bilanz spiegelt wider, wohin das Geld im Unternehmen ging bzw. was mit dem Geld gekauft wurde (Anlagevermögen = Maschinen, Gebäude usw., Umlaufvermögen = Vorräte usw.).
- Ein Teil des Umlaufvermögens ist das Geldvermögen, vereinfacht auch als Kasse zu bezeichnen.
- Beide Seiten der Bilanz ergeben immer dieselbe Bilanzsumme.

Der Cashflow spiegelt die Veränderung des Geldvermögens zwischen zwei Bilanzstichtagen wider, er ist positiv, wenn das Geldvermögen gestiegen ist (mehr Einzahlungen als Auszahlungen), negativ, wenn das Geldvermögen gesunken ist (weniger Einzahlungen als Auszahlungen).

Der Cashflow ändert sich demnach nur durch Ein- und Auszahlungen.

Hinweis: Vier der wichtigsten Begriffe des Rechnungswesens werden häufig synonym benutzt, obwohl sie inhaltlich durchaus nicht identisch sind:

- Auszahlung / Ausgabe / Aufwand / Kosten bzw. Einzahlung / Einnahme / Ertrag / Erlös

PG-ROI benutzt

- Auszahlungen und Einzahlungen für die Cashflow-Rechnung, da sie den Cashflow beeinflussen,
- Kosten und Erlöse für die Gewinn und Verlustrechnung, da sie das Eigenkapital beeinflussen.

Es gibt eine ganze Reihe von Auszahlungen, die gleichzeitig auch Kosten sind, dies sind die Betriebskosten. Auf der anderen Seite gibt es Einzahlungen, die gleichzeitig Erlöse sind, dies sind die Betriebserlöse.

Alle Kosten und Erlöse werden in der separaten **Gewinn- und Verlustrechnung** über einen **ZeitRAUM** gesammelt. Der Saldo aus dieser Rechnung ist der Gewinn bzw. Verlust, der das Eigenkapital erhöht bzw. verringert.

Hinweis: Häufig wird unter Cashflow eine „Entwicklung des Eigenkapitals“ oder ähnliches verstanden. Dies ist falsch. Es geht immer nur um die Entwicklung des Geldvermögens (bzw. der Kasse).

6.1.1 Investition mit Eigenkapital

Bei einer **Investition** kauft ein Unternehmen z. B. ein Kraftwerk, wandelt also Geld in Anlagevermögen um, mit dem Ziel, etwas zu erzeugen (Strom und Wärme) und zu verkaufen, also Umsatz zu erzielen. Wenn der Kunde die Rechnung bezahlt, schließt sich der Kreis und das Unternehmen bekommt wieder Geld – hoffentlich mehr als vorher, damit es sich gelohnt hat.

Die **Investition mit Eigenkapital** ist eigentlich eine **Investition mit vorhandenem Geldvermögen**, denn in der Bilanz kann man zu einer bestimmten Vermögensposition gar nicht entscheiden, ob sie mit Eigenkapital oder Fremdkapital finanziert wurde. Es werden zwei Vermögenspositionen geändert, so dass man diesen Vorgang auch Aktivtausch nennt, während das Eigenkapital gar nicht berührt wird, ebensowenig das Fremdkapital. Da in der Praxis trotzdem normalerweise von „Investition mit Eigenkapital“ gesprochen wird, benutzt auch PG-ROI diesen Begriff.

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|---------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| Vermögen | Kapital | Vermögen | Kapital |
| Anlagevermögen | Fremdkapital | Anlagevermögen | Fremdkapital |
| Umlaufvermögen | Eigenkapital | Kraftwerk(+) | Eigenkapital |
| Kasse | | Umlaufvermögen | Eigenkapital |
| | | Kasse (-) | |

Investition

Abbildung 6-2 Bilanz: Investition mit Eigenkapital

Eine Investition verringert das Geldvermögen und führt daher zu einem negativen Cashflow.

⁴ **Eigenkapital** ist definiert als der Überhang des Vermögens über das Fremdkapital.

6.1.2 Investition mit Fremdkapital

Bei der Investition mit Fremdkapital wird nicht das vorhandene Geldvermögen benutzt, sondern neues Geldvermögen durch einen neuen Kredit aufgenommen und dieses dann in eine Sachanlage getauscht.

Genaugenommen sind es also zwei getrennte Vorgänge: Aufnahme von Fremdkapital und gleichzeitig die Investition, sie werden in PG-ROI auch getrennt dargestellt.

Die Aufnahme von Fremdkapital führt zu einer Einzahlung und damit zu einem positiven Cashflow. Die Investition in gleicher Höhe verringert das Geldvermögen und führt daher zu einem negativen Cashflow. In Summe beeinflusst eine Investition mit Fremdkapital den Cashflow nicht.

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|---------------------|--------------|-----------------------|------------------|
| Vermögen | Kapital | Vermögen | Kapital |
| Anlagevermögen | Fremdkapital | Anlagevermögen | Fremdkapital (+) |
| Umlaufvermögen | Eigenkapital | Kraftwerk(+) | |
| Kasse | | Umlaufvermögen | Eigenkapital |
| | | Kasse (=) | |

Abbildung 6-3 Bilanz: Investition mit Fremdkapital

6.1.3 Abschreibung und Steuern

Die Abschreibung ist Ausdruck für den Wertverlust des Anlagevermögens, ohne dass es zu einer Ein- und Auszahlung kommt, womit sich das gesamte Vermögen verringert. Auf der Kapitalseite bleibt die Höhe des Fremdkapitals unverändert, so dass sich das Eigenkapital verringern muss, damit die Bilanzsumme wieder gleich hoch ist.

Da die Abschreibung ein Teil der Kosten ist, beeinflusst sie den Gewinn der Unternehmung, der wiederum das Eigenkapital beeinflusst, wie oben beschrieben. Da die **Steuern** auf den Gewinn des Unternehmens bezahlt werden und damit einen negativen Cashflow verursachen, hat die Abschreibung einen indirekten negativen Einfluss auf den Cashflow.

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|---------------------|--------------|-----------------------|------------------|
| Vermögen | Kapital | Vermögen | Kapital |
| Anlagevermögen | Fremdkapital | Anlagevermögen | Fremdkapital |
| Kraftwerk | Eigenkapital | Kraftwerk (-) | Eigenkapital (-) |
| Umlaufver. | | Umlaufver. | |
| Kasse | | Kasse (=) | |
| | | Abschreib. | Verlust EK |

Abbildung 6-4 Bilanz: Abschreibung

Die steuerliche Abschreibung ist nicht Teil des Cashflows, da sie zwar den Gewinn und damit das Eigenkapital vermindert, aber zu keiner Auszahlung führt. Dementsprechend wird das Anlagevermögen und nicht das Geldvermögen vermindert.

6.1.4 Kapitaldienst – Zins und Tilgung

Aufgenommenes Fremdkapital wird im allgemeinen über einen bestimmten Zeitraum verteilt zurückgezahlt (Tilgung) und verzinst. Beides zusammen wird Kapitaldienst genannt (siehe Kapitel 4.11).

Die Zahlung für Tilgung des Fremdkapitals führt natürlich zu einer Verringerung des Fremdkapitals, die Schulden verringern sich. Dies hat keine Auswirkungen auf das Eigenkapital. Dagegen ist die Zahlung von Zinsen nicht relevant für das Fremdkapital, sondern ein Teil der außerbetrieblichen Kosten, die das Eigenkapital verringern.

Der Kapitaldienst aus Tilgung und Zinsen führt zu einem negativen Cashflow und gleichzeitig zu einer Verringerung des Fremdkapital und Eigenkapitals.

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|---------------------|--------------|-----------------------|------------------|
| Vermögen | Kapital | Vermögen | Kapital |
| Anlagever. | Fremdkapital | Anlagever. | Fremdkapital (-) |
| Umlaufver. | Eigenkapital | Umlaufver. | Eigenkapital (-) |
| Kasse | | Kasse (-) | |
| | | Auszahlung | Tilgung FK |
| | | | Zinsen FK |

Abbildung 6-5 Bilanz: Fremdkapitaldienst

Die Aufteilung des Kapitaldienstes in Tilgung und Zinsen hängt von der Tilgungsart ab, siehe dazu Kapitel 4.11. In der Finanzierung kann eine sogenannte tilgungsfreie Zeit vereinbart werden; während dieser Zeit wird das Fremdkapital nicht getilgt, aber es fallen Zinsen an. PG-ROI berücksichtigt dies automatisch durch die Festlegung des Beginns der Tilgung, d. h. die Zeit zwischen der Kreditaufnahme gemäß Zahlungsplan und dem Beginn der Tilgung ist tilgungsfrei.

Hinweis: Der Kapitaldienst für Eigenkapital zählt zu den (kalkulatorischen) Kosten, führt aber zu keiner Auszahlung und fließt deshalb nicht in den Cashflow ein.

6.1.5 Betriebsergebnis

Das Betriebsergebnis ergibt sich aus den Betriebserlösen (z. B. aus Stromverkauf) abzüglich der Betriebskosten (Brennstoff, Personal, Instandhaltung usw.). Es sind alle Kosten enthalten, die im laufenden Betrieb anfallen und die gleichzeitig zu einer Ausgabe führen, nicht aber Abschreibungen (die keine Auszahlung haben) und Zinsen (die nicht aus dem Betrieb begründet sind).

Diese Erlöse und Kosten werden über das Jahr gesammelt, und am Jahresende wird der Gewinn nach Steuern in das Eigenkapital gebucht (ein Verlust würde es verringern). Dem Gewinn entsprechen auf der Vermögensseite Änderungen, die alle Positionen betreffen können. Für das Betriebsergebnis kann man vereinfacht annehmen, dass es nur das Geldvermögen (Kasse) betrifft.

Wenn Steuern auf Gewinn gezahlt werden, dann erhöht der Jahresgewinn das Eigenkapital nicht in voller Höhe, sondern um diese Steuern vermindert.

| Bilanz zum 1.1.2002 | | Bilanz zum 31.12.2002 | |
|---------------------|--------------|-----------------------|--------------|
| Vermögen | Kapital | Vermögen | Kapital |
| Anlagevermögen | Fremdkapital | Anlagevermögen | Fremdkapital |
| Umlaufvermögen | Eigenkapital | Umlaufvermögen | Eigenkapital |
| Kasse | | Kasse (+) | |
| | | Einzahlung (+) | Gewinn (+) |
| | | Steuern | Gewinn (-) |

Betriebserlöse
- Betriebskosten
= Saldo Einzahlung

Abbildung 6-6 Bilanz: Betriebsergebnis

Ein Betriebsergebnis führt zu einem positiven Cashflow und erhöht das Eigenkapital.

6.2 Dynamische Investitionsrechnung

Die üblichen Methoden der dynamischen Investitionsrechnung basieren auf dem Prinzip, den Cashflow einzelner Perioden nicht direkt miteinander zu vergleichen, sondern sie mit Hilfe von Faktoren erst vergleichbar zu machen. Es ist offensichtlich ein Unterschied, ob zuerst eine Auszahlung von einer Million Euro erfolgt und ein Jahr später eine Einzahlung von 1,1 Millionen Euro, oder umgekehrt. Die Faktoren, um die zeitliche Reihenfolge die beiden Zahlungen in den Vergleich mit einzubeziehen, stammen aus der Verzinsung, die das Geld auf der Bank erzielen würde.

Dieses Grundprinzip führt zu verschiedenen Methoden der Investitionsrechnung, die in Form von Kennzahlen einen zusammengefassten Überblick über die Wirtschaftlichkeit einer Investition geben. In PG-ROI werden die wichtigsten vier Kennzahlen ermittelt:

- **Barwert** (Present Value)
- **Kapitalwert** (Net Present Value, NPV)
- **Amortisationszeit** (Pay Off Time, POT)
- **Interne Verzinsung** (Internal Rate of Return, IRR)

Bei Projekten mit einem Zeithorizont von mehr als einem Jahr ist es sehr zu empfehlen, die dynamischen Methoden anzuwenden.

Die Methodik der **dynamischen Investitionsrechnung** berücksichtigt, dass sich der Wert des Geldes im Laufe der Zeit verändert. „Dynamisch“ steht also für die Berücksichtigung der zeitlichen Abfolge von Zahlungen (mit Zinseffekten), im Gegensatz zur statischen Rechnung, die nur nominale Kosten und Erlöse kennt.

Grundlage der dynamischen Investitionsrechnung ist die Umbewertung von Zahlungen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, indem diese **auf einen einzigen Zeitpunkt bezogen** werden, den Barwertzeitpunkt.

In jedem Fall sollte mehr als eine der oben beschriebenen Kennzahlen betrachtet werden, um eine eindeutige Aussage zu treffen. Mitunter können einzelne Methoden nämlich zu unterschiedlichen Aussagen führen, die jede für sich richtig sind, aber je nach Standpunkt der Betrachtung andere Entscheidungen nahelegen. Erst die Berücksichtigung mehrerer Kriterien wird zu einer allgemein anerkannten Bewertung einer Investition führen.

6.2.1 Cashflow-Zahlungsreihe und Barwert

Der Cashflow einer jeden Periode wird anhand der in Kapitel 5.2 beschriebenen Schritte ermittelt und als sogenannte Zahlungsreihe aufgelistet. Eine solche Zahlungsreihe für eine Investition mit Eigenkapital sieht z. B. wie folgt aus:

Der Cashflow als Summe aus Ein- und Auszahlungen sind die weißen Balken: anfangs negativ wegen der Investition, die sich über drei Jahre erstreckt, später positiv, weil der Umsatz größer als die Betriebskosten ist und zu einem positiven Betriebsergebnis führt.

Zahlungsreihen ergeben immer nominelle Werte, die zwar aufsummiert werden könnten, dabei aber den zeitlichen Aspekt ihrer Reihe verlieren würden. Daher gilt: nominelle Werte verschiedener Jahre nie addieren!

Durch die **Barwertmethode** werden die nominellen Werte des Cashflows vergleichbar gemacht: je später, desto stärker die Abwertung (**Diskontierung**). Alle Zahlungen werden auf ihren Wert „Heute“ bezogen (wie aus dem englischen Begriff „Present Value“ deutlich wird), indem sie mit einem Zinssatz über die Anzahl der Jahre abgezinst werden.

Der Barwert einer Zahlung von 100 € in drei Jahren bei einem Zinssatz von 10% beträgt demnach 75,1 €, denn wenn diese 75,1 € heute zu 10% auf der Bank angelegt werden, sind sie mit Zins und Zinseszins in drei Jahren genau 100 € wert.

Für den im Diagramm angegebene Zahlungsreihe des Cashflows ergibt sich folgende Barwertreihe. Obwohl die letzten fünf Cashflows nominell die gleiche Höhe haben, sinkt ihr Barwert jedes Jahr um denselben Faktor.

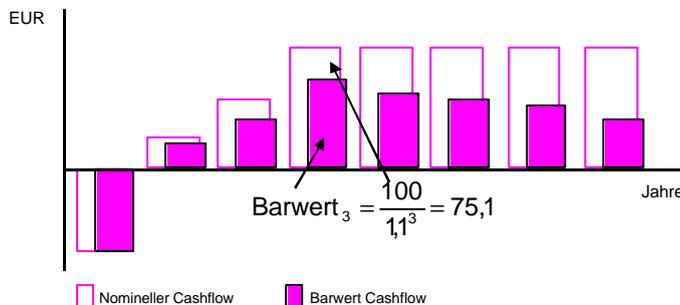


Abbildung 6-8 Zahlungsreihe Cashflow und Barwert

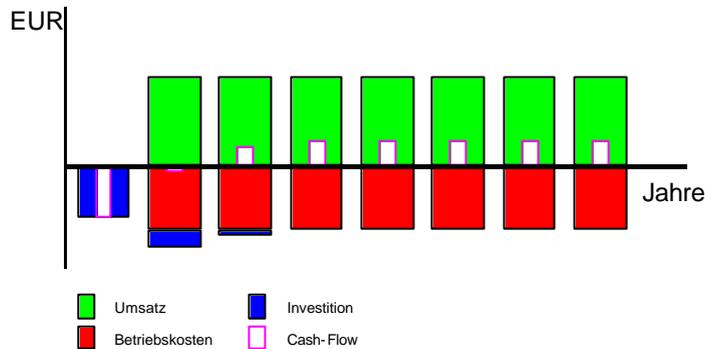


Abbildung 6-7 Zahlungsreihe Investition mit Eigenkapital

$$\text{Barwert}_{\text{Jahr}} = \frac{\text{Nomineller Wert}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Jahr}}}$$

Gleichung 6-1 Barwert

Frühe Zahlungen fallen demnach stärker ins Gewicht als späte Zahlungen, was für die Projektbewertung z. B. bedeuten kann, dass die Verteilung der Anzahlung und Zwischenzahlungen im Zahlungsplan der ersten drei Jahre wichtiger ist als die Frage, ob die Anlage 22 oder 25 Jahre produzieren wird.

Charakteristisch für die weit verbreitete Barwertmethode ist die notwendige **Vorgabe eines Zinssatzes** (Diskontierungszins oder Discount Rate, nicht zu verwechseln mit dem Diskontsatz der Zentralbanken).

Als Kriterium für die Höhe des Zinssatzes gilt allgemein das Zinsniveau für langfristige Kredite, so dass er meist zwischen 6 und 12% festgelegt wird.

6.2.2 Kapitalwert

Der **Kapitalwert** entsteht aus den kumulierten Barwerten über die Betrachtungsdauer. CF_p sind die Cashflows der einzelnen Perioden; i ist der Diskontierungszinssatz.

$$\text{Kapitalwert} = \frac{CF_0}{(1+i)^0} + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \frac{CF_3}{(1+i)^3} + \dots = \sum_{j=1}^{\text{Betrachtungsdauer}} \left[\frac{\text{CashFlow}_j}{(1+i)^j} \right]$$

Gleichung 6-2 Kapitalwert

Die Auftragung des Kapitalwertes über die Zeit gibt einen guten Eindruck von der Entwicklung des Geldvermögens. Auch wenn kein Eigenkapital eingesetzt wird (bei 100% FK-Anteil), ergibt sich trotzdem eine Cashflow-Reihe und damit ein Kapitalwert. Die Abbildung zeigt eine typische Entwicklung des Kapitalwertes:

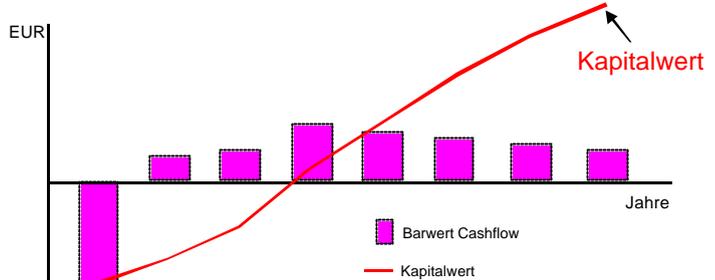


Abbildung 6-9 Kapitalwert grafisch dargestellt

Der englische Begriff „Net Present Value“ zeigt deutlich, dass es sich um die heutigen Werte einer Zahlungsreihe handelt, wobei nicht nur zukünftige Einzahlungen, sondern auch die Anfangsinvestition berücksichtigt werden.

Der Kapitalwert ändert sich demnach mit der Länge des betrachteten Zeitraums, und wegen der Abzinsung des Cashflows ergibt sich im allgemeinen eine steigende, abflachende Kurve.

Der **Kapitalwert** ist ein **sehr gutes Entscheidungskriterium** für oder gegen ein Projekt und für die Auswahl der besten Alternative:

- Wenn Kapitalwert > 0, dann ist die Investition besser als die Bankanlage.
- Wenn Kapitalwert < 0, dann ist die Bankanlage besser als die Investition.
- Je höher der Kapitalwert, desto besser die Alternative.

Wenn die Kapitalwert-Kurve die Nulllinie schneidet, haben die diskontierten Einzahlungen genau den Wert der diskontierten Auszahlungen erreicht. Die Investition hat demnach genau soviel Geld erbracht, wie die Anlage auf der Bank zum selben Zinssatz gebracht hätte.

Der Kapitalwert lässt sich damit als die Menge Geldes zum heutigen Wert interpretieren, die der Investor zusätzlich zu dem, was er auf der Bank an Zinsen bekommen hätte, durch das Projekt verdient.

Besonders betont werden soll hier, dass es in der Rentabilitätsrechnung weder eine Tilgung noch Verzinsung des Eigenkapitals gibt. Die Rückzahlung des investierten Eigenkapitals während der Nutzungsdauer ist nämlich gerade das Ergebnis der Cashflow-Berechnung.

Der Betrieb des Kraftwerks führt zum Cashflow, der über die dynamische Investitionsrechnung den Kapitalwert ergibt. Aus einem einzigen Diagramm lässt sich damit sehr gut die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projekts ablesen. Aus diesem Grund ist dies auch das zentrale Diagramm von PG-ROI im Blatt "Results CF":

| | | | | | | |
|----------------------|-----------------|----------------|--|-------|-----------------|----------------|
| Investition | | | Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2002 | | Mio. EUR | 184,400 |
| Fremdkapital | Mio. EUR | 252,000 | Interne Verzinsung bis 2011 | % / a | | 22,5% |
| Eigenkapital | Mio. EUR | 108,000 | Interne Verzinsung bis 2022 | % / a | | 28,4% |
| Kapitalbedarf | Mio. EUR | 360,000 | Amortisationszeit ab 1.1.2003 (a) | | | 5,5 |

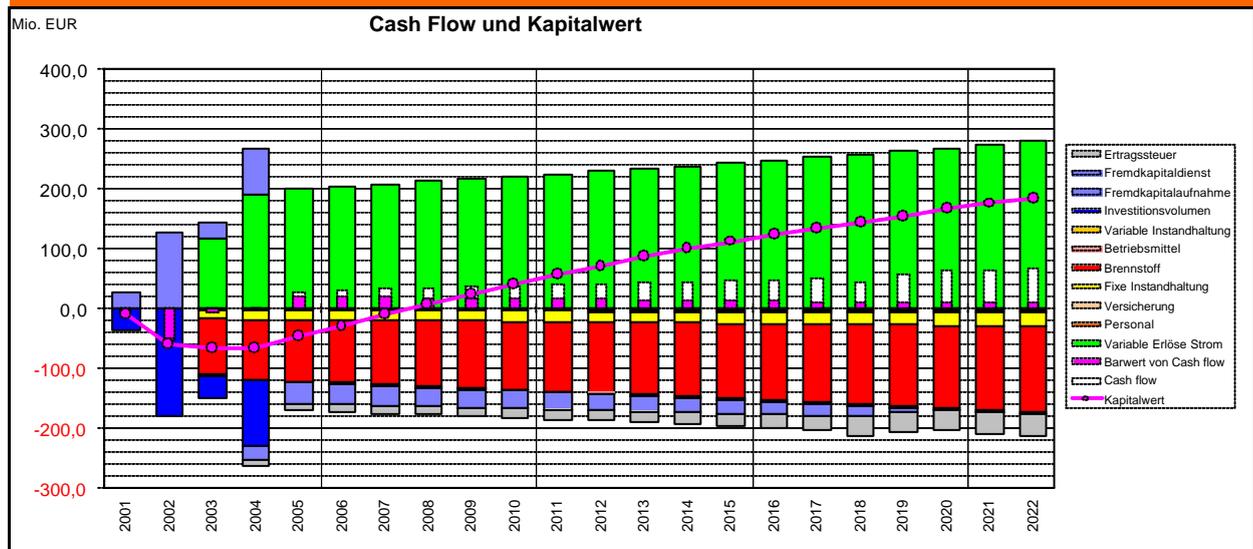


Abbildung 6-10 Cashflow und Kapitalwert bei PG-ROI

6.2.3 Interne Verzinsung

Interne Verzinsung aus Kapitalwertformel

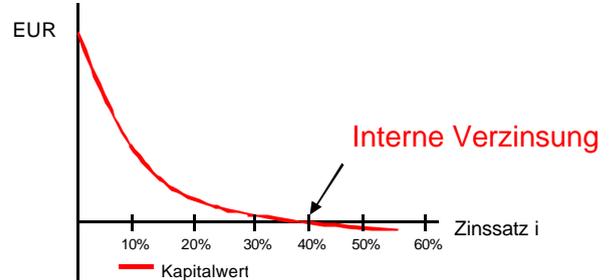
Bei der Barwertmethode musste ein Zinssatz vorgegeben werden, mit dem die nominalen Cashflow-Werte abgezinst werden. Aus deren Summe ergibt sich der Kapitalwert.

$$\text{Kapitalwert} = 0 = \frac{CF_0}{(1+i)^0} + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \frac{CF_3}{(1+i)^3} + \dots$$

Man kann aber auch den Kapitalwert zu Null vorgeben, und damit denjenigen Zinssatz i suchen, der den Kapitalwert gerade Null werden lässt. Mathematisch ist dies die Nullstelle der Kapitalwertgleichung (siehe Formel).

Da der Zinssatz i immer im Nenner ist, sinkt der Kapitalwert mit höherem Zinssatz bei einem bestimmten Zinssatz auf Null und wird danach sogar negativ, wie aus der Grafik deutlich wird.

Gleichung 6-3 Interne Verzinsung



Die Lösung (Nullstelle) der Kapitalwertgleichung ist die interne Verzinsung (Internal Rate of Return, IRR).

Die interne Verzinsung wird dann mit dem Zinssatz aus anderen Investitionsvorhaben oder der Bankanlage verglichen, wobei das Projekt umso vorzüglicher ist, je höher die interne Verzinsung.

Abbildung 6-11 Diagramm interne Verzinsung als Nullstelle

Die interne Verzinsung kann nicht ermittelt werden, wenn der Cashflow über die gesamte Betrachtungszeit nur positiv oder nur negativ bleibt, und auch nicht, wenn das Ergebnis über 100% liegt. In diesen Fällen wird Null angezeigt.

Die Interpretation der internen Verzinsung ist am einfachsten, wenn sie ungefähr die Höhe des (externen) Diskontierungs- bzw. Kapitalmarktzinssatzes hat, also etwa zwischen 10 und 25%: Eine Alternative ist dann vorteilhaft, wenn die interne Verzinsung höher ist, als der Investor für die entsprechende Geldanlage auf der Bank bekäme.

Die Interpretation wird fast unmöglich, wenn die interne **Verzinsung negativ** ist: Eine derartige Alternative ist in jedem Fall nicht lohnend.

Erreicht der Zinssatz **sehr hohe Werte** (über 25 %), ist eine Interpretation ebenfalls nicht leicht: Die Methode der internen Verzinsung geht von einem einheitlichen Zinssatz für Aufnahme und Anlage von Kapital aus, was aber unrealistisch ist. Wenn z. B. die interne Verzinsung 45% beträgt, dann werden alle freiwerdenden Geldmittel immer wieder zu diesem Zinssatz angelegt, als ob es immer weitere Anlagemöglichkeiten bzw. Projekte mit dieser hohen Verzinsung gäbe. Trotz diesen Mangels haben sich Rechenmodelle mit unterschiedlichen Zinssätzen für Aufnahme und Anlage von Kapital nicht durchsetzen können. Siehe das folgende Kapitel über die modifizierte Interne Verzinsung, welche diesem Problem größtenteils abhelfen kann.

Außerdem kann die interne Verzinsung mehrdeutig sein, wenn die Kapitalwertgleichung **mehrere Nullstellen** hat, weil die Zahlungsreihe mehrere Vorzeichenwechsel aufweist. Es könnte demnach zwei interne Verzinsungen von z. B. 15% und 63% geben, und beide wären formal richtig. In diesem Fall sollte die niedrigere von beiden gewählt werden.

Ein dritter Mangel ist, dass die interne Verzinsung unabhängig von der absoluten Höhe der Investition ist. Ein Beispiel soll diese Problematik verdeutlichen:

- Kombikraftwerk für 200 Mio. Euro, Betriebsergebnis 15 Jahre lang 70 Mio. Euro, IRR 35%
- Kohlekraftwerk für 400 Mio. Euro, Betriebsergebnis 20 Jahre lang 100 Mio. Euro, IRR 25%.
- Es stehen keine weiteren Projekte zur Verfügung, aber eine Bankanlage mit 10%.

Auf den ersten Blick scheint das Kombikraftwerk die bessere Alternative zu sein, weil der Investor mit geringerem Geldeinsatz eine höhere interne Verzinsung erwarten kann. Der Kapitalwert dagegen beträgt beim Kombikraftwerk nur 332 Mio. Euro, beim Kohlekraftwerk aber 451 Mio. Euro, so dass der Investor mit der Entscheidung "Kohlekraftwerk" 119 Mio. Euro mehr erwirtschaften wird als mit dem Kombikraftwerk.

Dieser scheinbare Widerspruch beruht auf dem großen Unterschied der Investitionshöhe: Der Investor hat offensichtlich 400 Mio. Euro zur Verfügung, ansonsten gäbe es die zweite Alternative für das Kohlekraftwerk gar nicht. Beim Kombikraftwerk wird nur die Hälfte (200 Mio. Euro) mit 35% verzinst, der Rest erbringt dagegen in anderen Projekten nur 10%, und die durchschnittliche interne Verzinsung beträgt beim Kombikraftwerk nur 22,5%, sie ist damit geringer als beim Kohlekraftwerk mit 25%.

Die Kapitalwertmethode berücksichtigt die absolute Höhe des Investitionsvolumens automatisch, daher wird mit dem Kapitalwert der Vorteil des Kohlekraftwerks sofort deutlich, besonders anschaulich im Diagramm:

Kombikraftwerk und Kohlekraftwerk

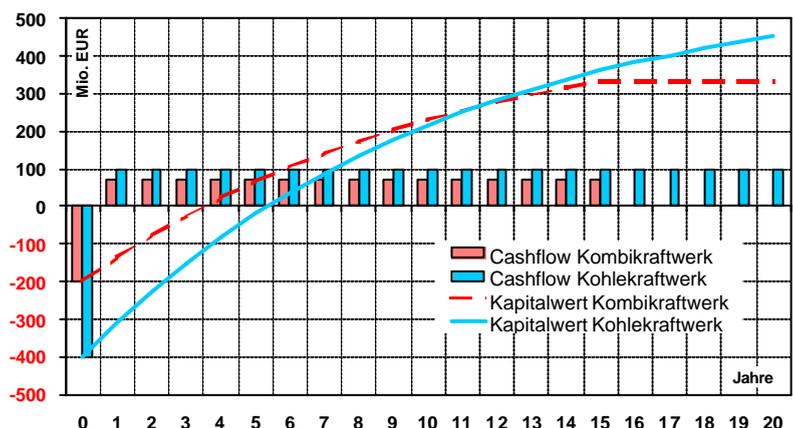


Abbildung 6-12 Vergleich Kombi- und Kohlekraftwerk mit Kapitalwert

Die interne Verzinsung wird häufig als Entscheidungskriterium benutzt, aber der Anwender sollte wissen, welche Randbedingungen gelten und wie sie zu interpretieren ist. Insgesamt ist die interne Verzinsung nicht als alleiniges Entscheidungskriterium zu nutzen, sondern nur zusammen mit dem Kapitalwert.

Modifizierte Interne Verzinsung

Bei der Nutzung und Interpretation der Internen Verzinsung verursachen ihre innewohnenden Eigenschaften Probleme, die zu unvernünftigen Entscheidungen führen, wenn sie als einziges Kriterium verwendet wird. Der folgende Text ist eine angepasste Übersetzung aus "Internal Rate of Return : A Cautionary Tale, The McKinsey Quarterly, McKinsey & Co., October 20, 2004".

„Wenn die Interne Verzinsung (IRR), die berechnet wird, um Investitionsentscheidungen zu rechtfertigen, um ihre natürlichen Fehler bereinigt worden wäre, hätte sich die Favorisierung von Projekten durch das Management, aber auch die Sicht auf ihre ganze Attraktivität deutlich verändert.

Zugegeben, einige der Unvollkommenheiten dieser Methode sind technisch, aber die gefährlichsten Probleme der IRR sind weder isoliert noch unwesentlich, und sie können ernsthafte Auswirkungen für Geldverwalter haben. Wenn Manager entscheiden, nur die Projekte mit der höchsten IRR zu finanzieren, könnten sie die absonderlichsten Berechnungen zu Grunde legen – und damit den shareholder value gänzlich vernichten durch die Auswahl der völlig falschen Projekte. Unternehmen riskieren auch, unrealistische Erwartungen für sich selbst und für die Anteilseigner zu wecken, sowie möglicherweise verwirrende Unternehmensnachrichten zu verbreiten und Managementgehälter zu überhöhen.

Wir glauben, dass Manager entweder die IRR überhaupt nicht nutzen oder wenigstens einige Anpassungen vornehmen sollten, um wenigstens die gefährlichste Annahme zu entschärfen, nämlich dass die positiven Zwischenzahlungen zur selben internen Verzinsung wieder investiert werden.

Praktiker interpretieren die Interne Verzinsung häufig als die Entsprechung des jährlichen Verzinsung einer gegebenen Investition. Diese einfache Analogie ist die Quelle für ihre intuitive Auffassung. In Wirklichkeit ist die IRR aber nur dann eine Widerspiegelung der jährlichen Verzinsung, wenn das Projekt keine positiven Zwischenzahlungen (cash-flows) hervorbringt – oder wenn diese Zwischenzahlungen wirklich zum Satz der Internen Verzinsung wieder angelegt werden können.

Wenn die berechnete IRR höher ist als der echte Wiederanlagezinssatz für Zwischenzahlungen, wird diese Methode die jährliche Verzinsung überschätzen – und das manchmal deutlich. Die Formel geht davon aus, dass ein Unternehmen zusätzliche Projekte mit ebenso attraktiven Erwartungen, in welche die Zwischenzahlungen investiert werden können. In diesem Fall nimmt die Berechnung bei den Ergebnisse dieser weiteren Projekte eine Anleihe auf. Berechnungen des Kapitalwerts dagegen, gehen allgemein davon aus, dass ein Unternehmen mit Zwischenzahlungen nur seine Kapitalkosten verdienen kann, und lässt jedweden anderen zukünftigen und zusätzlichen Vorteil bei diesen zukünftigen Projekten.

Als wir kürzlich eine Analyse durchgeführt haben, bei der wir die Verzinsung für die Wiederanlage den Kapitalkosten des Unternehmens angepasst haben, fiel die durchschnittliche jährliche Verzinsung auf 16 Prozent. Die Reihenfolge der attraktivsten Projekte veränderte sich ebenfalls deutlich. Das Spitzenprojekt – basiert auf der Internen Verzinsung – fiel auf den zehnten Platz zurück. Noch beachtlicher war, dass die höchstplatzierten Projekte, die IRRs von 800, 150 und 130 Prozent ausgewiesen hatten, auf jeweils 15, 23 und 22 Prozent fielen, allein dadurch, dass ein realistischer Zinssatz für die Wiederanlage benutzt wurde. Natürlich sind solch extrem hohen Internen Verzinsungen etwas ungewöhnlich. Trotzdem sind die Auswirkungen beachtlich, wenn die IRR eines Projekts von 25 auf 15 Prozent fällt.

Was ist zu tun? Der offensichtliche Weg, um Probleme mit der IRR zu vermeiden, ist es, die IRR vollständig zu vergessen. Da sie aber nun einmal sehr breit eingesetzt wird, ist es unwahrscheinlich, dass sie so einfach ersetzt wird.

Führungskräfte sollten wenigstens eine modifizierte Interne Verzinsung nutzen. Auch wenn sie nicht perfekt ist, lässt die MIRR den Nutzer doch wenigstens realistischere Zinssätze für die Wiederanlage von positiven Zwischenzahlungen annehmen und daher den wirklichen jährlichen Ertrag berechnen [...].“

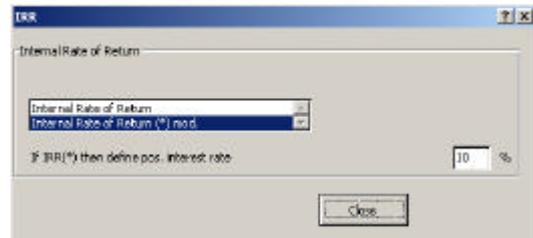


Abbildung 6-13 Zinssatz für positiven Cash-flow

Spemann Consulting ist immer dafür eingetreten, die verschiedenen Investitionskennzahlen gemeinsam zu nutzen, und nicht nur einer einzelnen zu vertrauen. Entscheidungen, die nur auf die Rangfolge der Amortisationszeit zurückgehen, können sehr vorteilhafte Projekte ausblenden, genauso wie Entscheidungen mit Basis der IRR.

PG-ROI bietet beide Methoden der Internen Verzinsen, den normalen Ansatz aus der Kapitalwertformel und die modifizierte Version. Das Dropdown-Menü zur Auswahl befindet sich im Blatt „Input“. Wenn die modifizierte IRR (genannt MIRR oder IRR*) gewählt wird, muss ein Zinssatz für die positiven Zwischenzahlungen vorgegeben werden. Typischerweise wird dieser Zinssatz ähnlich hoch liegen wie der Diskontierungszinssatz der Kapitalwertmethode.

$$MIRR = \left[\frac{\sum_{n=0}^N CF_n^{pos} \cdot (1 + i^{pos})^{(N-n)}}{\sum_{n=0}^N CF_n^{neg} \cdot (1 + i^{neg})^{(-n)}} \right]^{\frac{1}{N}} - 1$$

Gleichung 6-4 Abgewandelte Interne Verzinsung

Die Methode der Modifizierten Internen Verzinsung zinst dann alle positiven Zwischenzahlungen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums mit diesem Zinssatz (i^{pos}) auf, und zinst die negativen Zwischenzahlungen auf den Barwertzeitpunkt ab mit dem entsprechenden Diskontierungszinssatz (i^{neg}). Aus dem Quotienten dieser beiden Werte wird die n-te Wurzel gezogen (siehe Formel) und ergibt die MIRR.

Es gibt keine einfache Interpretation der MIRR. Keine der typischen Ausdrücke wie „Die echte jährliche Verzinsung der Investition“ ist richtig. Die MIRR zeigt nicht von sich aus an, ob ein Projekt sehr vorteilhaft ist. Die Entscheidungsregeln bei Nutzung der MIRR sind ähnlich denen der IRR-Methode. Wenn eine MIRR höher ist als der Vergleichszinssatz, dann sollte das Projekt durchgeführt werden, ansonsten nicht. Leider verweigert sich die MIRR einem intuitiven Verständnis, aber sie kommt der Wirklichkeit näher als die IRR.

Wenn auch die MIRR-Methode das mögliche Problem von mehrdeutigen Ergebnissen vermeidet, die auftreten können, wenn zu späten Zeitpunkten negative Zahlungen auftreten, so kann sie doch nicht die Probleme eliminieren, die durch die Verteilung eines gegebenen Investitionsvolumens auf Projekte herrührt, die sich gegenseitig ausschließen. Siehe dazu das Beispiel mit dem Kohlekraftwerk.

6.2.4 Amortisationszeit

Die Amortisationszeit (pay back period / pay off time, POT) ist die Zeit, bis der negative Cashflow am Anfang durch positiven Cashflow wieder ausgeglichen wird, wobei für die dynamische Amortisationszeit die Barwerte des Cashflows als Datenbasis gelten.

Es gibt keine allgemeingültige Definition oder Methodik für die Ermittlung der Amortisationszeit, so dass jedem Vergleich von Amortisationszeiten ein Vergleich ihrer Rechenmethodik vorangehen muss. Keine der Methoden ist grundsätzlich richtig und die anderen wären falsch, es handelt sich vielmehr um verschiedene Ansätze, die für verschiedene Fälle mehr oder weniger sinnvoll sind.

PG-ROI bietet drei Methoden, die Amortisationszeit zu berechnen, von denen sich eine für Neuanlagen und Modernisierungen besonders eignet, während die anderen beiden lange Projektlaufzeiten und mehrjährige Investitions- und Zahlungspläne am besten in einer Kennzahl widerspiegeln.

- 1 Amortisationszeit aus Kapitalwert akkumuliert
- 2 Amortisationszeit aus Cashflow oder Barwert gewichtet

Im jeweiligen Anwendungsfall sollte die beste Interpretation in Abstimmung zwischen den beteiligten Parteien gewählt werden.

Im allgemeinen wird die Amortisationszeit bei allen Methoden zwischen zwei Perioden liegen, weswegen in der Praxis eine lineare Interpolation zur Steigerung der Genauigkeit genutzt wird. Diese häufige Vereinfachung ist strenggenommen unzulässig, da die Zahlungen ja nur zu Periodenenden geleistet werden. Da PG-ROI aber monatsgenau rechnet, bleibt der Fehler sehr gering.

Die dynamische Amortisationszeit ist im allgemeinen länger als die statische (ermittelt aus dem nominalen Cashflow), weil die späteren Einzahlungen durch die Diskontierung weniger stark gewichtet werden.

Amortisationszeit aus Kapitalwertkurve

Die Kapitalwertmethode bietet einen anschaulichen und plausiblen Ansatz für die Ermittlung der Amortisationszeit. Im Diagramm sticht in der Kapitalwertkurve der Schnittpunkt mit der X-Achse hervor, bei dem der Investor den negativen Cashflow durch die Investition gerade wieder ausgeglichen und dabei mit dem Diskontierungszins verzinst hat. Somit steht er gleich gut da wie bei einer Verzinsung seines Geldes auf der Bank anstelle des Projekts. Damit ist das Ende der Amortisationszeit erreicht, was sich grafisch auch sehr gut deuten lässt:

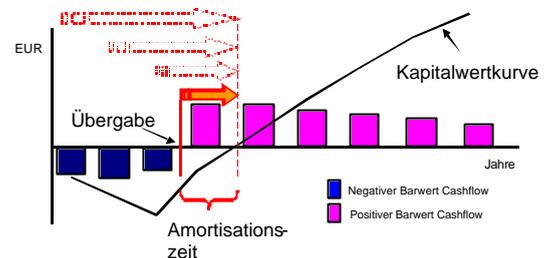


Abbildung 6-14 Amortisationszeit aus Kapitalwert

Das **Ende der Amortisationszeit** ist klar bestimmbar⁵, nicht hingegen der **Anfangspunkt**. Bei einer einzelnen Zahlung ist er zwar eindeutig, aber nicht mehr bei mehreren Zahlungen vor Übergabe. Gerade bei langer Projektlaufzeit und einem Zahlungsplan über mehrere Jahre stellt sich die Frage, ob die Amortisationszeit mit der ersten Zahlung, der mittleren Zahlung, der höchsten Zahlung oder zu einem definierten Datum zu zählen beginnt. Bei bestimmten Projekten (insbesondere Modernisierung) kann es sogar sein, dass der Cashflow schon vor der ersten Zahlung negativ wird, so dass das sowieso nicht das Kriterium einer bestimmten Zahlung anwendbar wäre.

Praktisch ist daher nur der Bezug auf ein bestimmtes Anfangsdatum, insbesondere die Übergabe bzw. der Beginn des kommerziellen Betriebs, den auch PG-ROI nutzt. Bei Bedarf kann daraus leicht in einen der anderen Ansätze umgerechnet werden.

Amortisationszeit bei langer Projektlaufzeit

Langfristige Projekte werden oft schrittweise abgewickelt. Dadurch lässt sich ein einzelner Termin für den Beginn des Nutzens (wie die Übergabe) nicht mehr sinnvoll bestimmen. Ein großer Teil der Investition erfolgt erst, nachdem die ersten Einsparungen oder zusätzlichen Erlöse anfallen, so dass sie teilweise aus diesen gezahlt werden können.

Eine schrittweise ermittelte Amortisationszeit spiegelt die Realität langfristiger Projekte besser wider als die vorher erwähnte Methode, sie könnte auch als „Durchschnittliche Bindungszeit des Cashflows“ oder „Rollende Amortisationszeit“ bezeichnet werden, und sie ergibt sich aus dem gewichteten Mittel der Zeiträume, bis eine Teil-Investition zurückgezahlt ist.

- Im obigen Beispiel wird die Investition des Jahres 2001 zu 50% aus den Einsparungen des Jahres 2004 (3 Jahre) abgedeckt, der Rest wird erst durch diejenige aus 2005 (4 Jahre) zurückgezahlt, so dass sich eine Amortisationszeit von 3,5 Jahren ergibt.
- Im Jahr 2005 bleibt nur noch ein kleiner Überschuss, um etwa ein Zehntel der Investition aus 2002 abzudecken (3 Jahre), während der größte Teil erst im Jahr 2006 gedeckt wird (4 Jahre), so dass sich für 2002 eine Amortisationszeit von 3,9 Jahren ergibt.
- Analog ergibt sich für die Investition des Jahres 2004 eine kürzere Amortisationszeit von 3,2 Jahren.
- Gewichtet mit der jeweiligen Höhe der Investition errechnet sich eine durchschnittliche Amortisationszeit von 3,6 Jahren.

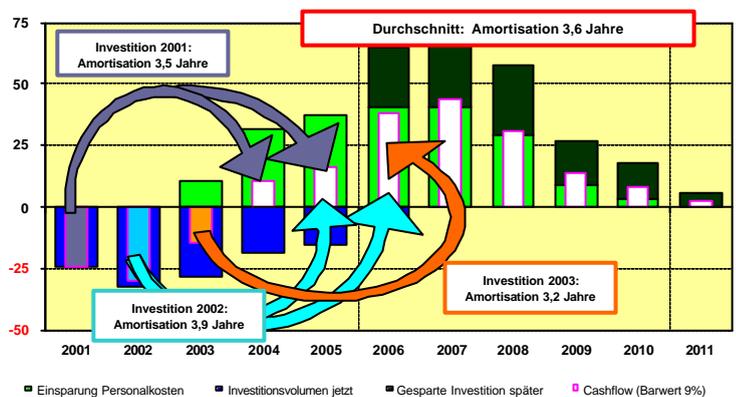


Abbildung 6-15 Rollende Amortisationszeit aus Barwert

Dieser Wert liegt deutlich unter der Amortisationszeit, die sich aus der Kapitalwertmethode ergeben würde (über 5 Jahre).

Bei der gewichteten Amortisationszeit wird der nominale Cashflow oder sein Barwert als Zahlungsreihe genutzt, wodurch Zinseffekte berücksichtigt werden können (s. Beispiel).

⁵ Bei mehreren Nulldurchgängen gilt der letzte.

7 Beispiele

7.1 Zusatzinvestition und Zielwertsuche

Bei einem Gas- und Dampfkraftwerk stellen sich folgende zwei Alternativen für die Kühlung:

Alternative A: Offener Kühlwasserkreislauf mit Flusswasser, mit folgenden Vor- und Nachteilen

- + Erhöhung des Wirkungsgrades von 55,9 auf 56,5%
- + Erhöhung der Leistung von 720 auf 722 MW
- Umweltschutzabgabe für Erwärmung des Flusswassers von anfänglich 250.000 Euro bei Steigerung 5% pro Jahr
- Zusätzliche Investition von ca. 4 Mio. Euro

Alternative B: Geschlossener Kühlwasserkreislauf mit Kühlturm

Gemeinsame Annahmen:

- 8000 Betriebsstunden pro Jahr bei Laufzeit 22 Jahren
- Finanzierung mit 70% Fremdkapital
- Brennstoffkosten 2,6 Euro/GJ
- Variable Erlöse Strom 28 Euro/MWh
- 35% Steuer auf Gewinn
- Zinssätze und Diskontierung 10%

Folgende Fragen sind zu beantworten:

- Wieviel teurer darf der offene Kühlwasserkreislauf sein, damit er sich so günstig darstellt wie die gesamte Investition?
- Wie hoch darf die Umweltschutzabgabe sein, damit sich ein Mehrpreis von 4 Mio. Euro noch lohnt?

Die Antworten können nicht direkt aus den Berechnungen der Alternativen A und B abgeleitet werden, da die Kennzahlen fast identisch sind. In der Delta-Berechnung wird aber sofort deutlich, dass die 4 Mio. gut angelegt sind.

| | | Offener Kreislauf | Kühlturm | Delta |
|--|----------|-------------------|----------|-------|
| Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2002 | Mio. EUR | 187,600 | 184,654 | 2,946 |
| Interne Verzinsung bis 2012 | % / a | 31,9% | 31,7% | 54,6% |
| Interne Verzinsung bis 2023 | % / a | 37,0% | 36,8% | 56,3% |
| Amortisationszeit ab 1.1.2004 (a) | | 3,9 | 3,9 | 2,0 |

Abbildung 7-1 Kennzahlen für Zusatzinvestition

Mit Hilfe der Zielwertsuche ist es jetzt einfach, das Investitionsvolumen zu ermitteln, das eine Amortisationszeit für die Delta-Variante von 3,9 Jahren erreicht: Im Blatt "Input" wird das Feld Investitionsvolumen ausgewählt und dann die Taste "Goal Seek" angeklickt.

The screenshot shows the 'Goal-Seek' dialog box with the following data:

| Value to be reached | Value |
|--|------------------|
| Kapitalwert A: Offener Kühlwasserkreislauf | 187,600 Mio. EUR |
| Kapitalwert B: Kühlturm | 184,654 Mio. EUR |
| Kapitalwert A-B: Delta | 2,946 Mio. EUR |
| Interne Verzinsung A: Offener Kühlwasserkreislauf | 37,03% |
| Interne Verzinsung B: Kühlturm | 36,84% |
| Interne Verzinsung A-B: Delta | 56,31% |
| Amortisationszeit A: Offener Kühlwasserkreislauf | 3,91 a |
| Amortisationszeit B: Kühlturm | 3,94 a |
| Amortisationszeit A-B: Delta | 2,04 a |
| Stromerzeugungskosten A: Offener Kühlwasserkreislauf | 25,706 EUR/MWh |
| Stromerzeugungskosten B: Kühlturm | 25,801 EUR/MWh |
| Stromerzeugungskosten A-B: Delta | -8,472 EUR/MWh |

The 'Goal' field is set to 3,94. The spreadsheet below shows the 'Investitionsvolumen' cell selected, with a value of 364,1.

Abbildung 7-2 Zielwertsuche Zusatzinvestition

Das Ergebnis der Zielwertsuche ist 5,168 Mio. Euro. Damit lässt sich die erste der beiden Fragen wie folgt beantworten:

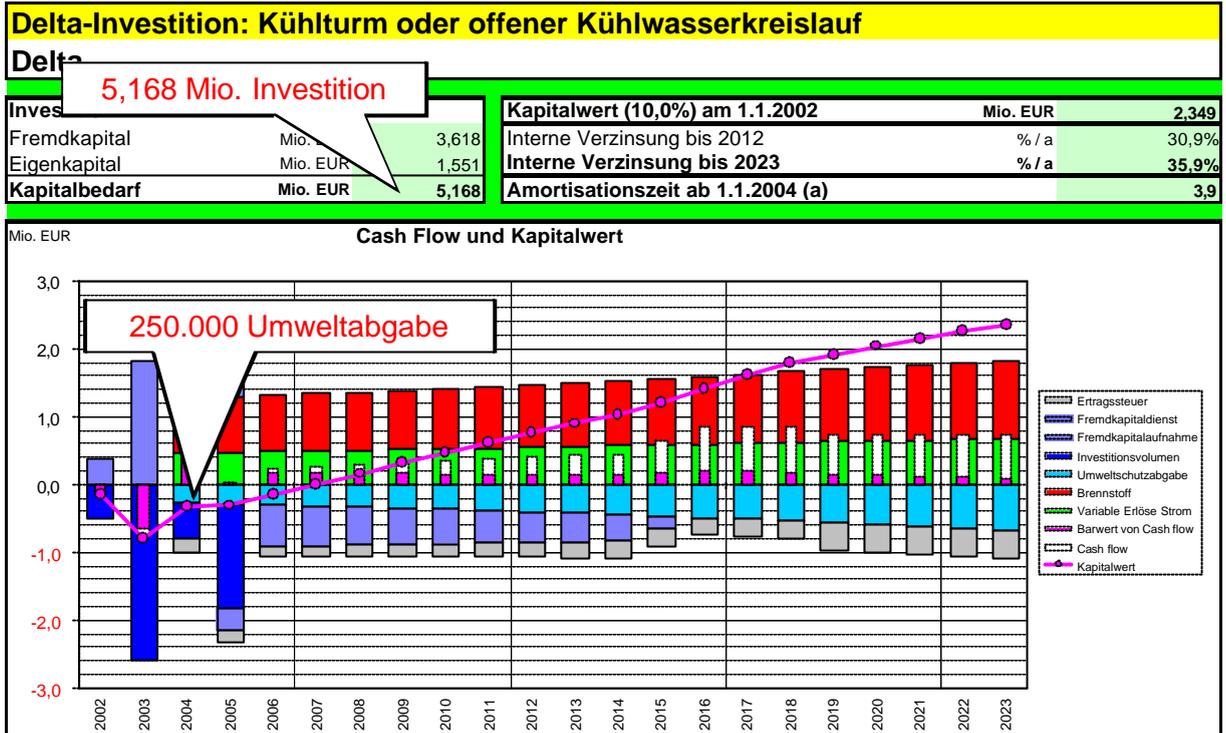


Abbildung 7-3 Diagramm Zusatzinvestition Kühlwasser

Wenn der zusätzliche Preis für den offenen Kühlwasserkreislauf nicht mehr als 5,168 Mio. Euro beträgt, dann amortisiert sich dieser Zusatz in 3,9 Jahren.

Das Gesamtprojekt verschlechtert sich durch die erhöhte Investition etwas, aber trotz der Erhöhung des Investitionsvolumens von 364 auf 365,168 Mio. Euro bleibt die Amortisationszeit bei 3,9 Jahren.

Die zweite Frage nach der maximal erträglichen Umweltschutzabgabe wird ebenfalls mit der Zielwertsuche beantwortet: Eingabe von 364 Mio. Euro als Investitionsvolumen, Auswahl des Feldes "Umweltschutzabgabe" und Anklicken Zielwertsuche mit Zielgröße 3,9 Jahre Amortisationszeit für Delta. Das Ergebnis ist 441.000 Euro.

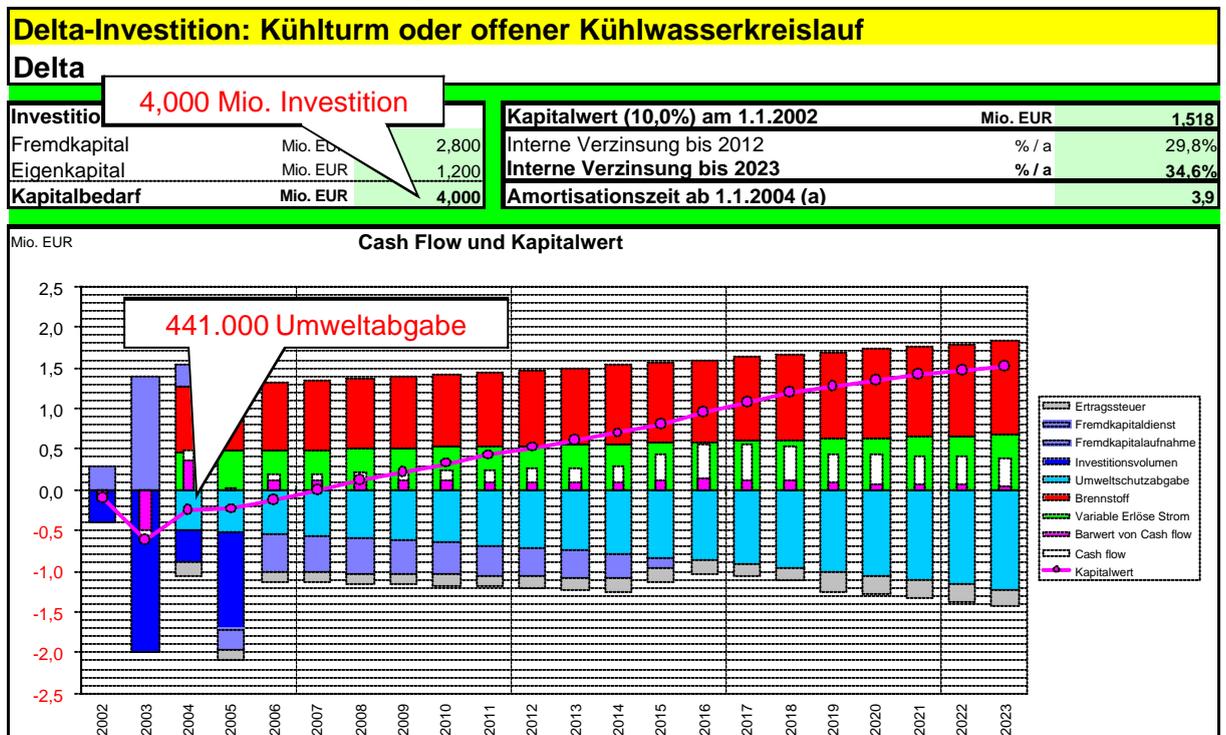


Abbildung 7-4 Diagramm Zusatzinvestition Umweltschutzabgabe

Wenn die Umweltschutzabgabe nicht über 441.000 Euro steigt, dann amortisiert sich der Zusatz von 4 Mio. in 3,9 Jahren.

7.2 Modernisierung

In diesem Beispiel wird die Modernisierung eines älteren 500 MW Kohlekraftwerks betrachtet, bei dem durch den Austausch der Leittechnik und Instrumentierung am Kessel eine deutlich bessere Verfügbarkeit erzielt werden soll. Folgende Vorteile ergeben sich aus der Modernisierung:

- Verlängerung der Lebensdauer von 12 auf 12,5 Jahre
- Steigerung des Wirkungsgrads von 41 auf 42 %
- Steigerung der Verfügbarkeit von 7000 auf 7600 Betriebsstunden
- Aufnahme in den Pool der Kraftwerke für Frequenzunterstützung, was mit 1,5 Mio. Euro pro Jahr vergütet wird.

Die weiteren Randbedingungen sind:

- Ausfallzeit von 3 Monaten, wobei wegen einer anstehenden Turbinenrevision sowieso ein Monat Stillstand geplant ist.
- Brennstoffkosten 2 Euro/GJ, Strompreis 25 Euro/MWh
- Ca. 10 Mio. Euro Investition, Finanzierung 100% mit Eigenkapital über 6 Monate

Es stellen sich folgende Fragen:

- Ist das Projekt überhaupt wirtschaftlich (Kriterium: Interne Verzinsung über 25% und Amortisationszeit unter 5 Jahren)?
- Um wieviel dürfte das Investitionsvolumen steigen, wenn die Stillstandszeit um 2 Wochen verkürzt wird?
- Bei welchem Strompreis steigt die Amortisationszeit über 5 Jahre?

Die Berechnung wird über die Delta-Variante durchgeführt, wobei die Variante "Mit Modernisierung" und "Ohne Modernisierung" mit monatsgenauer Eingabe der Betriebsstunden gegenübergestellt werden. Im ersten Diagramm sind die ersten Jahre der Variante "Mit Modernisierung" monatsgenau dargestellt. Die drei Monate Stillstand während der Modernisierung machen sich deutlich bemerkbar als Einschnitt, in dem weder Erlöse noch Brennstoffkosten anfallen, nur Teilzahlungen der Investition.

Bei der Variante "Ohne Modernisierung" gibt es nur einen Monat Stillstand, ansonsten bleiben die Brennstoffkosten und Stromerlöse konstant.

Die Differenz aus beiden Zahlungsreihen ist der Nettovorteil der Modernisierung; im Diagramm wird sofort deutlich, dass der Stillstand Erlösausfälle in Höhe der Investition verursacht, allerdings nur während der beiden zusätzlichen Monate, die das Kraftwerk wegen der Modernisierung steht. Der Erlösausfall für den einen Monat der Turbinenrevision führt in beiden Fällen zu Stillstand und wird daher nicht der Modernisierung zugerechnet, sondern er hebt sich auf.

Nach Übergabe der modernisierten Anlage fallen dann Erlöse aus den zusätzlichen Betriebsstunden sowie die fixen Erlöse aus Frequenzstützung an, denen leicht höhere Brennstoffkosten gegenüberstehen.

Der Erlösausfall ist zwar nicht als Teil des Investitionsvolumens anzusehen, geht aber genau wie dieser in voller Höhe in den Cashflow ein, weshalb hier deutlich wird, dass es keinen Sinn macht, eine "Rentabilität des eingesetzten Kapitals" zu betrachten, sondern ausschließlich die Rentabilität des resultierenden Cashflows.

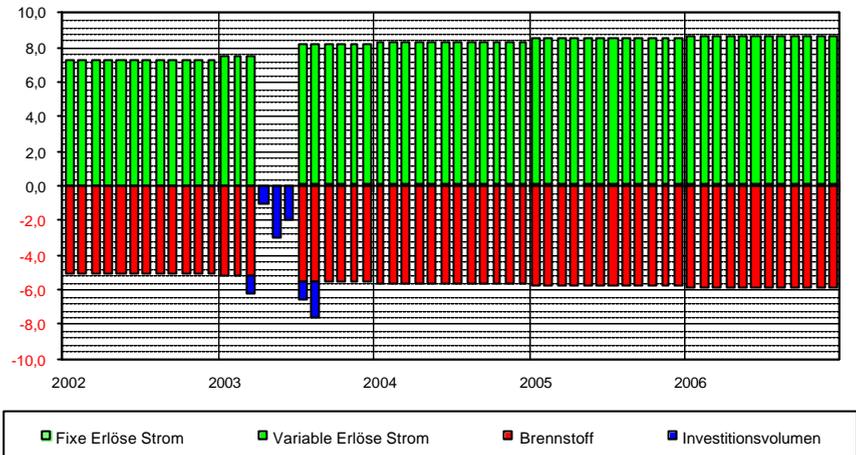


Abbildung 7-5 Diagramm Mit Modernisierung

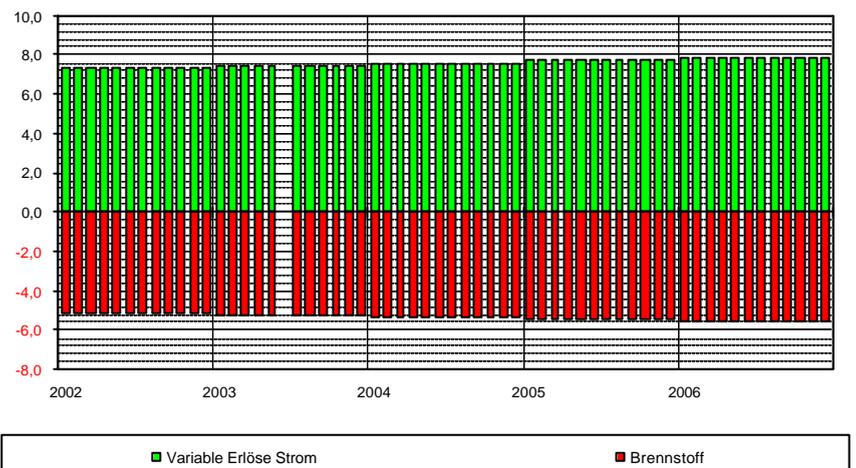


Abbildung 7-6 Diagramm Ohne Modernisierung

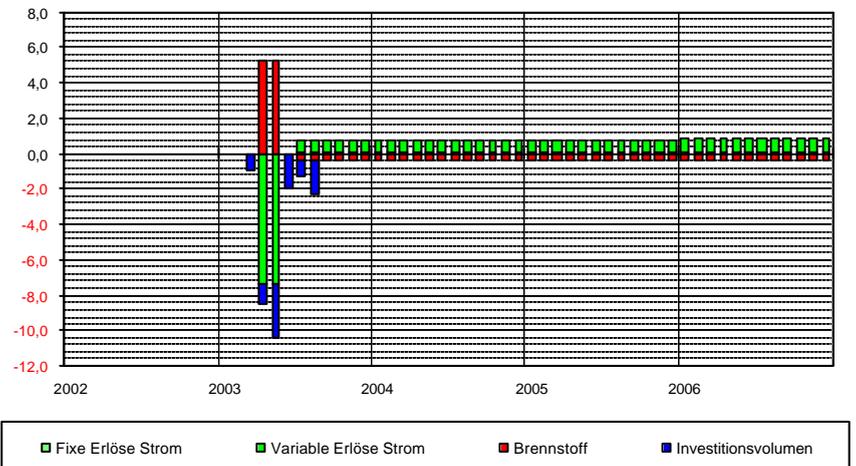


Abbildung 7-7 Diagramm Delta Modernisierung

Der Nutzen aus der Verlängerung der Lebensdauer wird erst im letzten Jahr erkennbar, weshalb er im monatsgenauen Diagramm nicht auftaucht, das nur die ersten fünf Jahre abdeckt. Obwohl die nominelle Höhe der zusätzlichen Erlöse und damit des Nutzens hoch ist, haben sie wegen der Abzinsung auf den Barwert nur noch einen geringen Einfluss auf das gesamte Ergebnis.

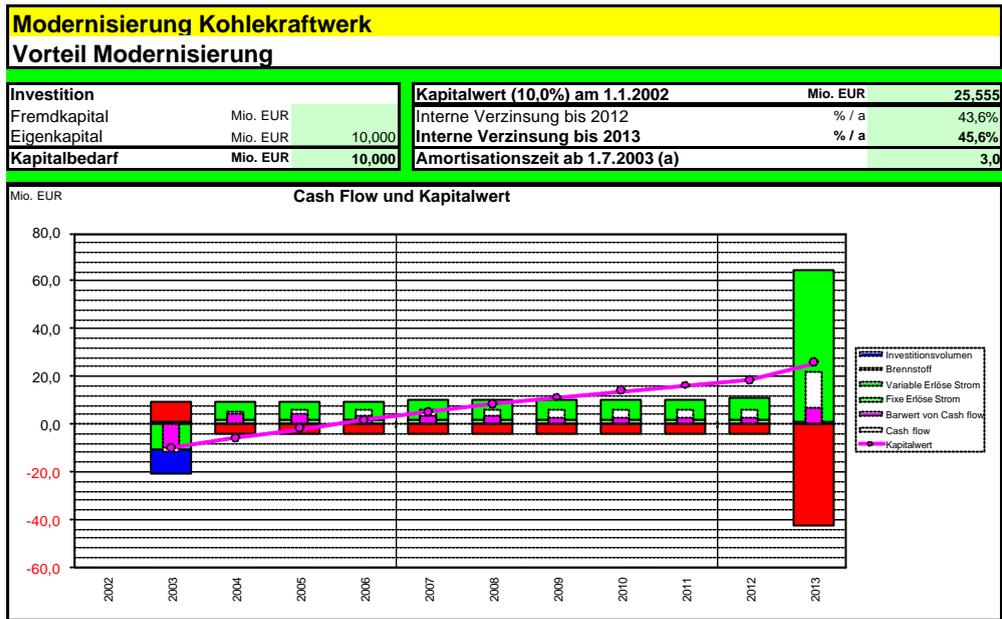


Abbildung 7-8 Diagramm Modernisierung mit Lebensdauerverlängerung

Die Frage nach der Rentabilität wird mit Blick auf die Kennzahlen der Delta-Variante und das Diagramm sofort bejaht: Die interne Verzinsung liegt bei 45,6%, die Amortisationszeit bei 3 Jahren, und der Kapitalwert beträgt 25,5 Mio. Euro. Alle Werte sind damit deutlich positiv.

Für die Beantwortung der zweiten Frage "Um wieviel dürfte das Investitionsvolumen steigen, wenn die Ausfallzeit um 2 Wochen verkürzt wird?", wird im Blatt "Power_M" im ersten Monat des Stillstands anstelle "Null" die Hälfte der Betriebsstunden des Vormonats eingegeben, also 7000/12/2 = 292 Stunden. Damit wird angenommen, dass die Modernisierung einen halben Monat später beginnt und zur selben Zeit endet. (Es ist auch möglich, im letzten Monat des Stillstands schon eine halbe Anzahl von Betriebsstunden für die neue Anlage einzutragen – aus der Fragestellung wird dies nicht deutlich.)

Die neue Berechnung führt zu einem Kapitalwert von 26,529 anstelle von 25,555 Mio. Euro. Mit der Zielwertsuche wird das Investitionsvolumen von 10 Mio. Euro mit dem Zielwert "Kapitalwert Delta = 25,555" angepasst, mit dem Ergebnis 11,121 Mio. Euro.

| | 3 Monate Stillstand 10 Mio. Investition | 2,5 Monate Stillstand 10 Mio. Investition | 2,5 Monate Stillstand 11,121 Mio. Investition | |
|--|--|--|--|--------|
| Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2002 | Mio. EUR | 25,555 | 26,529 | 25,555 |
| Interne Verzinsung bis 2023 | % / a | 45,6% | 50,1% | 45,7% |
| Amortisationszeit ab 1.1.2004 (a) | | 3,0 | 2,7 | 3,0 |

Abbildung 7-9 Anpassung Investitionsvolumen

Die dritte Frage "Bei welchem Strompreis steigt die Amortisationszeit über 5 Jahre?" könnte ebenfalls über die Zielwertsuche gelöst werden, anschaulicher ist allerdings die einfache Sensitivitätsanalyse, die folgendes Bild ergibt: Wenn der Strompreis 12,50 Euro/MWh beträgt, dann wird keine Amortisationszeit mehr errechnet, bei Werten über 18 Euro/MWh liegt sie deutlich unter 4 Jahren. Also wird die Suche verfeinert im unteren Bereich:

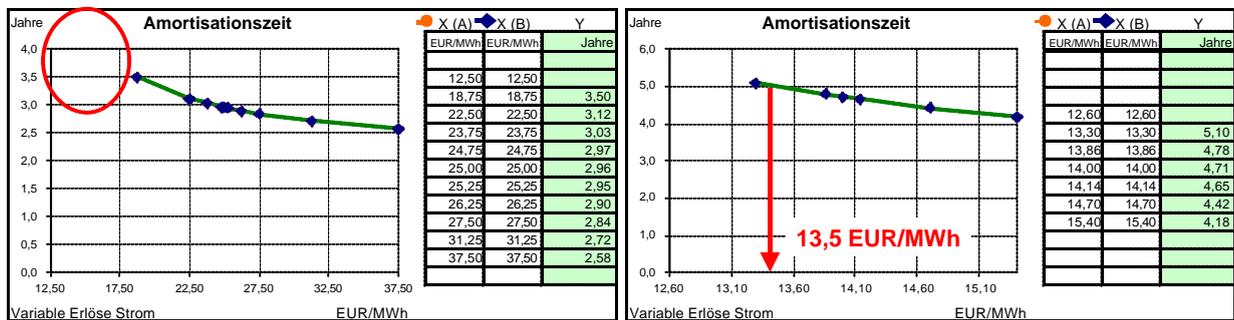


Abbildung 7-10 Zweistufige Sensitivitätsanalyse

Eine neue Berechnung mit 14 Euro/MWh ergibt 4,7 Jahre Amortisationszeit, die Sensitivitätsanalyse um diesen Wert herum führt zum Ergebnis von 13,5 Euro.

Anmerkung: In diesem Beispiel gibt es keine Amortisationszeit über 5 Jahre, weil bei sehr niedrigen Strompreisen der Vorteil der längeren Nutzungsdauer in einen Nachteil umschlägt und damit die ganze Modernisierung unwirtschaftlich wird; dann sollte das Kraftwerk stillgelegt werden.

7.3 Interne Verzinsung bei monatsgenauer Rechnung

Dargestellt wird hier in der Delta-Variante das Beispiel Modernisierung der Turbinenschaufeln mit folgenden Werten:

- Erhöhung der Leistung von 290 auf 300 MW
- Erhöhung des Wirkungsgrades von 41% auf 43%
- Die Ausfallzeit beträgt 1 Monat
- Investitionsvolumen: 5 Mio. Euro, 100 % Eigenkapital
- Zahlungsplan: 50% 2 Monate vor Übergabe, 50% 1 Monat vor Übergabe

Ergebnis **monatsgenaue Rechnung**:

| | | |
|--|----------|--------------|
| Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2001 | Mio. EUR | 11,974 |
| Interne Verzinsung bis 2011 | % / a | 44,3% |
| Interne Verzinsung bis 2012 | % / a | 44,7% |
| Amortisationszeit ab 1.1.2002 (a) | | 2,9 |

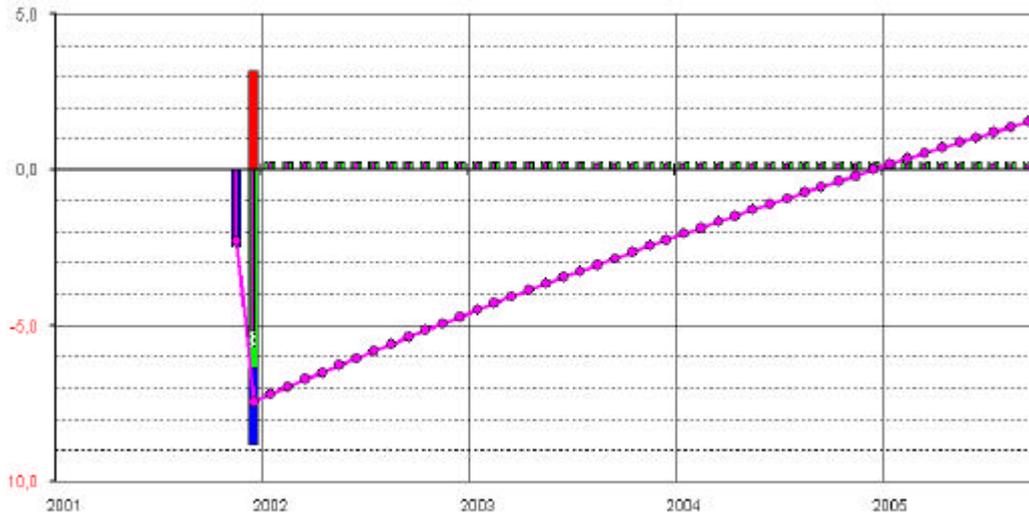


Abbildung 7-11 Monatsgenaue Rechnung

Ergebnis **jahresgenaue Rechnung** (d.h. alle Zahlungen erfolgen zur Jahresmitte):

| | | |
|--|----------|--------------|
| Kapitalwert (10,0%) am 1.1.2001 | Mio. EUR | 11,664 |
| Interne Verzinsung bis 2011 | % / a | 36,8% |
| Interne Verzinsung bis 2012 | % / a | 37,3% |
| Amortisationszeit ab 1.1.2002 (a) | | 3,3 |

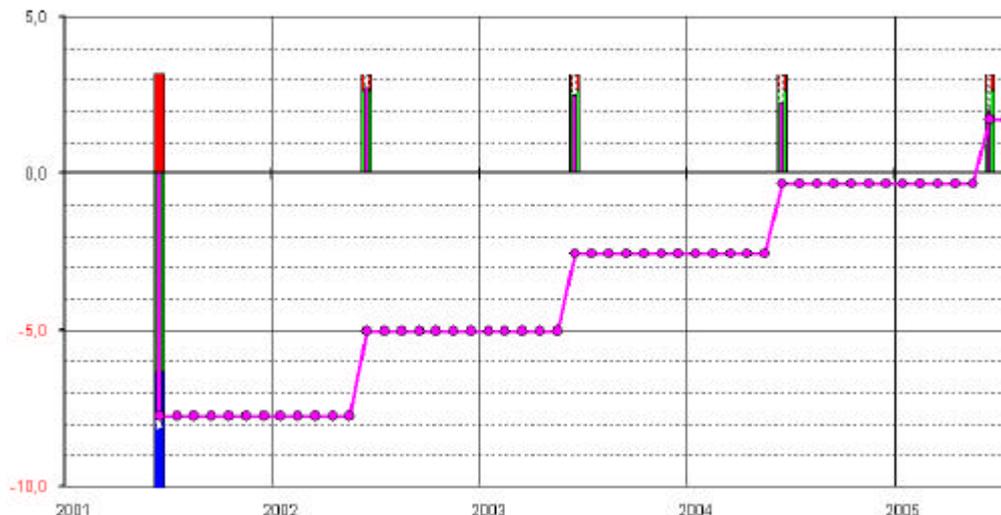


Abbildung 7-12 Jahresgenaue Rechnung

In der monatsgenauen Darstellung sieht man deutlich die Teilzahlungen, während im jahresgenauen Diagramm alle Daten eines Jahres addiert werden, was die Rechnung ungenau macht.

Man kann erkennen, dass die IRR sehr stark von kurzfristigen Betrachtungen abhängt und sich bei monatsgenauer Berechnung gegenüber der Unschärfe einer jahresgenauen Rechnung deutlich unterscheiden kann. Allgemein gilt: je kürzer die Projektlaufzeit, desto detaillierter sollte die Betrachtung sein.

8 Installation und Lizenzbedingungen von PG-ROI

8.1 Installation

Voraussetzungen für die Benutzung von PG-ROI sind eine lauffähige Installation eines Betriebssystems von Windows 97⁶, Windows 2000 oder Windows NT und die Installation von MS Excel 97, MS Excel 2000 oder MS Excel 2003/XP, die selbst nicht im Lieferumfang von PG-ROI enthalten sind.

Das Programm PG-ROI wird geliefert als Excel-Datei auf einer **CD-ROM**. Sie können die Datei in einen beliebigen Ordner auf dem lizenzierten Computer kopieren oder auf der CD-ROM belassen. Öffnen Sie das Programm über den Windows-Explorer und aktivieren Sie dabei die Makros, andernfalls können Sie keine Berechnungen durchführen, sondern lediglich die vorhandenen Daten ansehen. Beachten Sie dabei bitte, dass Berechnungen nur auf dazu berechtigten Computern durchgeführt werden können.

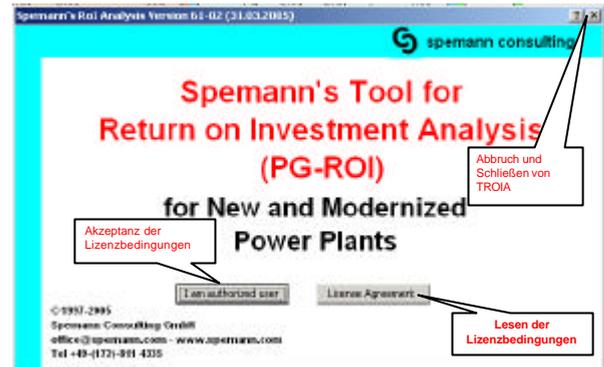


Abbildung 8-1 Willkommen zu PG-ROI

Bei der Benutzung von PG-ROI bleiben alle sonstigen Funktionen von Excel erhalten, so dass Formatierung und die Kopie von Daten wie gewohnt durchgeführt werden können.

Beim Öffnen werden Sie nach dem **Passwort** gefragt, das Ihnen mit dem Erwerb der Lizenz mitgeteilt wurde. Geben Sie das Passwort exakt geschrieben ein und bestätigen Sie mit OK.

Anschließend sehen Sie das **Willkommen-Fenster** zu PG-ROI. Wenn Sie die rechte Menü-Taste anklicken, finden Sie die PG-ROI-Lizenzbedingungen. Durch die Bestätigung mit der linken Taste akzeptieren Sie zugleich die Lizenzbedingungen von PG-ROI.

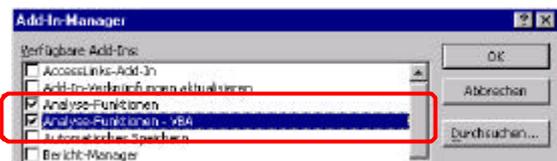


Abbildung 8-2 Menü Extras / Add-In-Manager

Einige Funktionen von MS Excel sind nicht automatisch installiert, sondern werden über das Menü Extras/Add-In-Manager installiert. PG-ROI ruft diese Add-Ins automatisch auf, aber es kann sein, dass die Installations-CDs von Excel dafür benötigt werden. Bitte stellen Sie daher sicher, dass nebenstehende Add-Ins installiert sind.

8.2 Lizenzbedingungen und Gewährleistung

Dieses Abkommen regelt die Vergabe von Einzellizenzen. Indem der Nutzer das Anwendungstool PG-ROI installiert oder verwendet, erklärt er sich einverstanden, durch die Bestimmungen des Lizenzabkommens gebunden zu sein. Alle Rechte vorbehalten.

Spemann Consulting GmbH hält alle Rechte an den Texten, Grafiken und Bildern, die in diesem Handbuch verwendet werden. Eine Vervielfältigung oder Verwendung ist nur mit schriftlicher Genehmigung von Spemann Consulting GmbH gestattet.

Der Name „Spemann“, PG-ROI und das Firmen-Logo  sind eingetragene Marken und dürfen ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung von Spemann Consulting GmbH nicht genutzt werden.

Alle innerhalb des Handbuchs genannten und ggf. durch Dritte geschützte Waren- oder Markenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweils eingetragenen Eigentümer.

PG-ROI Nutzungsrecht

Spemann Consulting GmbH gewährt dem Nutzer eine nicht-übertragbare Einzellizenz zur Nutzung von PG-ROI und der dazugehörigen Dokumentation. Eine Lizenz ist immer gebunden an den Nutzer und den PC, auf dem PG-ROI installiert ist. Eine Übertragung der Lizenz auf einen anderen PC ist nicht möglich.

Der Nutzer ist berechtigt

PG-ROI auf einem einzelnen Rechner zu nutzen;

- PG-ROI in einem Rechner-Netzwerk zu nutzen, vorausgesetzt, dass jede Person, die Zugang zu PG-ROI hat, und jeder PC, der für die Nutzung von PG-ROI innerhalb des Netzwerkes genutzt wird, eine Lizenz besitzen.

Der Nutzer ist nicht berechtigt

- anderen Personen die Erlaubnis zur Nutzung von PG-ROI zu erteilen, außer die Person ist im Besitz einer eigenen Lizenz;
- PG-ROI zu vermieten, zu verkaufen oder anderweitig die Rechte an PG-ROI an Dritte weiterzugeben;
- Kennzeichnungen und Eintragungen bzgl. Eigentumsrechten oder der Urheberrechte zu verändern oder zu entfernen.
- Geschützte Programmiereteile (u. a. den „Quellcode“ in Visual Basic for Applications) zu ändern oder den Schutz zu umgehen.

Diese Lizenz gibt dem Nutzer keinerlei Rechte an dem Produktnamen, dem Eigentumsrecht oder den Urheberrechten. Diese Rechte verbleiben mit dem Erwerb der Lizenz bei Spemann Consulting GmbH.

Der Nutzer verpflichtet sich, PG-ROI und die Dokumentation ausschließlich vertragsgemäß zu nutzen und weder an Dritte weiterzugeben noch sie in sonstiger Art und Weise Dritten zugänglich zu machen. Unberechtigte Reproduktion oder nicht-autorisierte Weitergabe oder Vertrieb von PG-ROI wird gerichtlich verfolgt. Der Nutzer garantiert, dass PG-ROI in einer Weise aufbewahrt wird, welche die nicht-autorisierte Vervielfältigung von PG-ROI durch Dritte bestmöglich verhindert.

PG-ROI Demo Version

Spemann Consulting verteilt das Programm PG-ROI unentgeltlich als DEMO Version. Diese Version ist in ihren Funktionen gegenüber der lizenzierten Vollversion eingeschränkt und zeigt Teile der Ergebnisse nicht oder nur ungenau an. Auch schwanken einige Ergebnisse zufällig innerhalb gewisser Bandbreiten. Spemann Consulting haftet in keiner Weise für irgendwelche Schäden, die einem Nutzer von PG-ROI in der DEMO Version ohne Lizenz direkt oder indirekt entstehen. Für belastbare Ergebnisse der Berechnungen mit PG-ROI und deren weiterer Verwendung ist ausschließlich das Programm PG-ROI in der lizenzierten Version bestimmt.

⁶ Windows 97®, Windows 2000®, Windows NT®, Windows 2003/XP®, MS Excel 97®, MS Excel 2000® und MS Excel 2003/XP® sind eingetragene Warenzeichen von Microsoft Corp.

PG-ROI LIGHT Version

Spemann Consulting verteilt das Programm PG-ROI unentgeltlich als LIGHT Version. Diese Version ist in ihren Funktionen eingeschränkt gegenüber der lizenzierten Vollversion. Die Ergebnisse sind dennoch genau und stimmen mit gleichartigen Eingaben in der Vollversion überein. Spemann Consulting haftet in keiner Weise für irgendwelche Schäden, die einem Nutzer von PG-ROI in der LIGHT Version ohne Lizenz direkt oder indirekt daraus entstehen, dass bestimmte Funktionen der PG-ROI Vollversion nicht zur Verfügung stehen. Für belastbare Ergebnisse der Berechnungen mit PG-ROI und deren weiterer Verwendung ist ausschließlich das Programm PG-ROI in der lizenzierten Version bestimmt.

Laufzeit

Diese Lizenz gilt auf unbestimmte Zeit. Sie ist allerdings an den Nutzer, dem die Lizenz erteilt wurde, und an den PC, auf dem PG-ROI installiert wurde, gebunden. Dies wird über Abfrage der Lizenznummer des Programms MS Excel, der ID des Prozessors sowie der ID der Festplatte sichergestellt. Ein Austausch einer oder mehrerer dieser Komponenten führt zum Erlöschen der Lizenz, ohne dass ein Anspruch des Nutzers auf Erteilung einer neuen Lizenz oder Rückzahlung der Lizenzgebühr entsteht.

Zu widerhandlung gegen die Nutzungsbedingungen

Die Lizenz erlischt automatisch, falls der Nutzer gegen die genannten Bestimmungen dieses Abkommens verstößt. Spemann Consulting GmbH ist berechtigt, den Vertrag dann fristlos zu kündigen oder PG-ROI gemäß der gültigen Preisliste nachträglich zu lizenzieren, so dass die vertragswidrige Nutzung über die dann gültigen Lizenzbedingungen nachträglich abgedeckt wird.

Spemann Consulting GmbH behält sich in jedem Fall die Geltendmachung der sich aus der vertragswidrigen Handlung ergebenden Schadensersatzansprüche gegen den Kunden vor.

Bei Beendigung der Nutzungslizenz muss der Nutzer dafür Sorge tragen, dass die gelieferte Version von PG-ROI sowie das Medium, auf dem PG-ROI geliefert wurde, alle gespeicherten Kopien von PG-ROI und die Dokumentation vernichtet werden.

Gewährleistung

Folgende Gewährleistungen gelten 6 Monate, beginnend mit dem Tag, an dem der Nutzer PG-ROI erhalten hat.

Spemann Consulting GmbH gewährleistet, dass PG-ROI die in der Dokumentation beschriebene Funktionalität umfasst und bei ordnungsgemäßer Bedienung gemäß der Dokumentation arbeitet. Spemann Consulting GmbH übernimmt hingegen keine Gewährleistung, dass PG-ROI ununterbrochen oder fehlerfrei arbeitet.

Spemann Consulting GmbH gewährleistet weiter, dass das Medium, auf dem PG-ROI geliefert wird, frei ist von Defekten. Die Garantie bezieht sich nur auf Medien, die direkt von Spemann Consulting GmbH geliefert werden.

Die einzige Verpflichtung seitens Spemann Consulting GmbH bzgl. dieser Gewährleistung ist:

- defekte Medien auszutauschen oder
- dem Anwender zu erläutern, wie die in der Dokumentation beschriebene Funktionalität erreicht werden kann, oder
- die Lizenzgebühren zu erstatten, falls obige Abhilfen nicht durchführbar sind.

Nur wenn der Nutzer Spemann Consulting GmbH über die Probleme bzgl. PG-ROI rechtzeitig unterrichtet und nachweist, wann PG-ROI geliefert wurde, können Gewährleistungen gegenüber Spemann Consulting GmbH geltend gemacht werden. Spemann Consulting GmbH wird entsprechende Maßnahmen durchführen, um innerhalb von 30 Tagen nach der Fehlermeldung des Kunden aufgetretene Fehler zu beseitigen.

Die Gewährleistung beschränkt sich ausschließlich auf den Fall der Nutzung von PG-ROI mit dem Betriebssystem der Software Umgebung, für die PG-ROI entwickelt wurde. Jedwede Art von Modifikationen, Umgehung des Passwortschutzes, nicht-autorisierte oder unsachgemäße Benutzung von PG-ROI oder des Mediums, auf dem PG-ROI geliefert wurde, führt zum sofortigen Ausschluss der Gewährleistung; die Lizenz zur Nutzung von PG-ROI und der Dokumentation erlischt hierdurch ebenfalls.

Dies sind die einzigen Gewährleistungen, die Spemann Consulting GmbH übernimmt.

Gewährleistungs- und Haftungsausschluss

Spemann Consulting GmbH übernimmt für die Richtigkeit, Aktualität, Qualität oder Vollständigkeit sämtlicher Angaben und Informationen keine Gewähr.

Haftungsansprüche gegen Spemann Consulting GmbH und/oder Mitarbeiter von Spemann Consulting GmbH und/oder Firmen, welche das Produkt PG-ROI vertreiben, welche sich auf direkte oder indirekte Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch Nutzung oder Nichtnutzung von PG-ROI oder den dargebotenen Informationen oder durch Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht werden könnten, sind grundsätzlich ausgeschlossen. Jegliche Haftung von Spemann Consulting GmbH über das Maß dessen hinaus, was unter den o.a. Punkten geregelt ist, ist ausgeschlossen, soweit dies rechtlich zulässig ist. Insbesondere kann Spemann Consulting GmbH nicht für indirekte Schäden oder Folgeschäden, entstandene Kosten, nicht erzielte Einnahmen und entgangenen Gewinn, die in Zusammenhang mit der Nutzung von PG-ROI oder der Information dieses Handbuchs stehen, haftbar gemacht werden.

Das gesamte Risiko der Nutzung von PG-ROI liegt beim Nutzer. Es wird keine Gewährleistung übernommen, dass PG-ROI speziellen Anwendungen und Anforderungen gerecht wird. Im übrigen gelten die gesetzlichen Bestimmungen.

Sollte sich PG-ROI als defekt herausstellen, so trägt der Nutzer und nicht Spemann Consulting GmbH jegliche Reparatur- und Servicekosten. Dieser Vorbehalt schließt eventuelle, den PC des Nutzers schädigende Viren, Würmer u.ä. ein.

Dieser Gewährleistungsausschluss ist ein wesentlicher Bestandteil des Lizenzabkommens.

Recht / Gerichtsstand

Als Gerichtsstand für alle Streitigkeiten aus dem Vertragsverhältnis ist für beide Vertragsparteien Berlin vereinbart. Es gilt ausschließlich das Recht der Bundesrepublik Deutschland.

Vertraulichkeit / Datenschutz

Die Vertragspartner verpflichten sich, die im Rahmen des Vertragsgegenstandes gewonnenen Erkenntnisse – insbesondere technische oder wirtschaftliche Daten sowie sonstige Kenntnisse – geheim zu halten und sie ausschließlich für den Zweck des Vertragsgegenstandes zu verwenden. Dies gilt nicht für Informationen, die öffentlich zugänglich sind oder ohne unberechtigtes Zutun oder Unterlassen der Vertragsparteien öffentlich zugänglich gemacht werden oder aufgrund richterlicher Anordnung oder eines Gesetzes zugänglich gemacht werden müssen.

Sofern im Rahmen des Vertragsgegenstandes personenbezogene Daten verarbeitet werden müssen, verpflichtet sich Spemann Consulting GmbH, die gesetzlichen Datenschutzbestimmungen einzuhalten. Spemann Consulting GmbH weist den Kunden gemäß Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) darauf hin, dass Daten des Kunden gespeichert werden.

Salvatorische Klausel

Sollten einzelne Teile dieser Vereinbarung durch Gesetz oder Sondervereinbarung entfallen, so wird die Wirksamkeit der übrigen Bestimmungen dadurch nicht berührt. Ungültige Teile sind durch solche zu ersetzen, die dem wirtschaftlich Gewollten inhaltlich am nächsten kommen. Gleiches gilt, wenn eine Vertragslücke offenbar werden sollte.

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildungen

| | | | |
|---|----|---|----|
| Abbildung 1-1 Übersicht PG-ROI Graphiken | 3 | Abbildung 5-20 Wahrscheinlichkeitsanalyse Variante A und B... | 30 |
| Abbildung 1-2 Übersicht PG-ROI Sensitivitätsanalysen | 4 | Abbildung 5-21 Parameter für multiple Sensitivitätsanalyse..... | 31 |
| Abbildung 2-1 Blatt „Input“ für Dateneingabe | 6 | Abbildung 5-22 Multi-Tab mit Delta Kapitalwert und Delta | |
| Abbildung 2-2 Warnhinweise bei Eingaben | 7 | Stromerzeugungskosten..... | 31 |
| Abbildung 2-3 Kommentare zu Eingabefeldern..... | 7 | Abbildung 5-23 Multi-Tab Kapitalwert..... | 32 |
| Abbildung 2-4 Menütasten im Blatt „Input“ | 7 | Abbildung 5-24 Diagramme multiple Sensitivitätsanalyse..... | 32 |
| Abbildung 2-5 Blattauswahl über Dialog..... | 8 | Abbildung 5-25 Eingabewerte für Sensitivitätsanalyse..... | 33 |
| Abbildung 2-6 Import und Export Dialogfenster..... | 8 | Abbildung 5-26 Dialogfenster für Sensitivitätsanalyse..... | 33 |
| Abbildung 2-7 Dialogfeld Ausdruck..... | 8 | Abbildung 5-27 Diagramm Sensitivitätsanalyse alle Kennzahlen | 34 |
| Abbildung 3-1 Eingabefelder für Wärmeauskopplung..... | 9 | Abbildung 5-28 Diagramm Sensitivitätsanalyse Fremdkapitalanteil | 34 |
| Abbildung 3-2 Alt- und Neuanlage..... | 10 | Abbildung 5-29 Dialogfenster Zielwertsuche..... | 35 |
| Abbildung 3-3 Summe aus Alt- und Neuanlage..... | 10 | Abbildung 5-30 Ergebnis Zielwertsuche..... | 35 |
| Abbildung 3-4 Dropdown-Menüs für Detaillierung | 10 | Abbildung 5-31 Bandbreite Ergebnisse der DEMO-Version..... | 35 |
| Abbildung 4-1 Übersicht Eingabedaten | 11 | Abbildung 5-32 Kapitalwert ohne Investition | 36 |
| Abbildung 4-2 Allgemeine Daten | 11 | Abbildung 5-33 Zielwertsuche für Bewertungskriterium..... | 36 |
| Abbildung 4-3 Technische Betriebsdaten..... | 12 | Abbildung 5-34 Kapitalwert mit Investition | 36 |
| Abbildung 4-4 Details Wärme | 13 | Abbildung 5-35 Eingabe Bewertungskriterien | 37 |
| Abbildung 4-5 Details Leistung und Betriebsstunden..... | 14 | Abbildung 5-36 Bewertungskriterien Sensitivitätsanalyse..... | 37 |
| Abbildung 4-6 Alterungsfaktoren | 14 | Abbildung 6-1 Geldvermögen in der Bilanz..... | 38 |
| Abbildung 4-7 Übersicht Betriebskosten..... | 15 | Abbildung 6-2 Bilanz: Investition mit Eigenkapital | 38 |
| Abbildung 4-8 Details Kosten..... | 15 | Abbildung 6-3 Bilanz: Investition mit Fremdkapital..... | 39 |
| Abbildung 4-9 Szenario für Preis- und Kostensteigerung..... | 16 | Abbildung 6-4 Bilanz: Abschreibung..... | 39 |
| Abbildung 4-10 Eingabe von Min / Max Werten | 17 | Abbildung 6-5 Bilanz: Fremdkapitaldienst..... | 39 |
| Abbildung 4-11 Statistisch unabhängige Verteilung..... | 17 | Abbildung 6-6 Bilanz: Betriebsergebnis | 39 |
| Abbildung 4-12 Abhängige Verteilung..... | 17 | Abbildung 6-7 Zahlungsreihe Investition mit Eigenkapital..... | 40 |
| Abbildung 4-13 Übersicht Betriebserlöse..... | 18 | Abbildung 6-8 Zahlungsreihe Cashflow und Barwert..... | 40 |
| Abbildung 4-14 Spezifisches Investitionsvolumen..... | 18 | Abbildung 6-9 Kapitalwert grafisch dargestellt..... | 41 |
| Abbildung 4-15 Zahlungsplan..... | 19 | Abbildung 6-10 Cashflow und Kapitalwert bei PG-ROI..... | 41 |
| Abbildung 4-16 Nutzungsdauer..... | 19 | Abbildung 6-11 Diagramm interne Verzinsung als Nullstelle..... | 42 |
| Abbildung 4-17 Blatt „Invest_M“ | 20 | Abbildung 6-12 Vergleich Kombi- und Kohlekraftwerk mit | |
| Abbildung 4-18 Eingabefelder Finanzierung..... | 21 | Kapitalwert..... | 42 |
| Abbildung 4-19 Annuitätische und lineare Tilgung | 21 | Abbildung 6-13 Zinssatz für positiven Cashflow..... | 43 |
| Abbildung 4-20 Kalkulatorische Eigenkapitalkosten..... | 21 | Abbildung 6-14 Amortisationszeit aus Kapitalwert..... | 44 |
| Abbildung 5-1 Übersicht Ausgabeblätter..... | 22 | Abbildung 6-15 Rollende Amortisationszeit aus Barwert..... | 44 |
| Abbildung 5-2 Betriebsergebnis | 22 | Abbildung 7-1 Kennzahlen für Zusatzinvestition | 45 |
| Abbildung 5-3 Investitionsvolumen und Fremdkapitaldienst..... | 23 | Abbildung 7-2 Zielwertsuche Zusatzinvestition..... | 45 |
| Abbildung 5-4 Gewinn vor und nach Steuer..... | 23 | Abbildung 7-3 Diagramm Zusatzinvestition Kühlwasser..... | 46 |
| Abbildung 5-5 Cashflow und seine Bestandteile | 24 | Abbildung 7-4 Diagramm Zusatzinvestition Umweltschutzabgabe | |
| Abbildung 5-6 Schuldendeckungsrate..... | 24 | | 46 |
| Abbildung 5-7 Kennzahlen Rentabilität | 25 | Abbildung 7-5 Diagramm Mit Modernisierung..... | 47 |
| Abbildung 5-8 Diagramm Cashflow und Kapitalwert..... | 25 | Abbildung 7-6 Diagramm Ohne Modernisierung..... | 47 |
| Abbildung 5-9 Diagramm Cashflow monatsgenau..... | 25 | Abbildung 7-7 Diagramm Delta Modernisierung..... | 47 |
| Abbildung 5-10 Stromerzeugungskosten absolut..... | 26 | Abbildung 7-8 Diagramm Modernisierung mit | |
| Abbildung 5-11 Restkosten bei Wärmeerlös | 27 | Lebensdauerverlängerung..... | 48 |
| Abbildung 5-12 Stromerzeugungskosten spezifisch..... | 27 | Abbildung 7-9 Anpassung Investitionsvolumen..... | 48 |
| Abbildung 5-13 Stromproduktion..... | 27 | Abbildung 7-10 Zweistufige Sensitivitätsanalyse..... | 48 |
| Abbildung 5-14 Mittlere Stromerzeugungskosten..... | 28 | Abbildung 7-11 Monatsgenaue Rechnung..... | 49 |
| Abbildung 5-15 Diagramm Stromerzeugungskosten Jahre..... | 28 | Abbildung 7-12 Jahresgenaue Rechnung..... | 49 |
| Abbildung 5-16 Diagramm Stromerzeugungskosten Monate..... | 28 | Abbildung 8-1 Willkommen zu PG-ROI..... | 50 |
| Abbildung 5-17 Wahrscheinlichkeitsanalyse: Investition | 29 | Abbildung 8-2 Menü Extras / Add-In-Manager..... | 50 |
| Abbildung 5-18 Wahrscheinlichkeitsanalyse: Betriebsstunden... | 29 | | |
| Abbildung 5-19 Wahrscheinlichkeitsanalyse aller Kennzahlen... | 30 | | |

Gleichungen

| | | | |
|--|----|---|----|
| Gleichung 4-1 Vollastbetriebsstunden und Net Capacity Factor | 12 | Gleichung 5-1 Barwert absolute Stromerzeugungskosten..... | 26 |
| Gleichung 4-2 Wirkungsgrad und spezifischer Wärmeverbrauch | 13 | Gleichung 5-2 Mittlere Stromerzeugungskosten..... | 27 |
| Gleichung 4-3 Spezifische Brennstoffkosten..... | 16 | Gleichung 6-1 Barwert..... | 40 |
| Gleichung 4-4 Absolute Brennstoffkosten..... | 16 | Gleichung 6-2 Kapitalwert..... | 41 |
| Gleichung 4-5 Betriebsmittelkosten..... | 16 | Gleichung 6-3 Interne Verzinsung..... | 42 |
| Gleichung 4-6 Bauzeitinsen Fremdkapital | 18 | Gleichung 6-4 Abgewandelte Interne Verzinsung..... | 43 |



spemann consulting

**Calculate and visualize the
return on investment
of your projects**