

---

# DIPLOMARBEIT

---

Herr

**Jürgen Girsch**

**Die wirtschaftliche Betrachtung des gemischten Einsatzes von regenerativen und konventionellen Energieträgern zur Bereitstellung von elektrischer Energie in Österreich**

Mittweida, 2014

# **DIPLOMARBEIT**

---

## **Die wirtschaftliche Betrachtung des gemischten Einsatzes von regenerativen und konventionellen Energieträgern zur Bereitstellung von elektrischer Energie in Österreich**

Autor:

**Herr**

**Jürgen Girsch**

Studiengang:

**Wirtschaftsingenieurwesen**

Seminargruppe:

**KW09w2NA**

Erstprüfer:

**Prof. Dr. Johannes Stelling**

Zweitprüfer:

**Prof. Mag. Erich Greistorfer**

Einreichung:

**Mittweida, Dezember 2014**

Verteidigung/Bewertung:

**Wr. Neustadt, 2014**

# **DIPLOMA THESIS**

---

## **The economic approach of the mixed use of renewable and conventional energy sources to provide electrical energy in Austria**

author:

**Mr.**

**Jürgen Girsch**

course of studies:

**Industrial Engineering**

seminar group:

**KW09w2NA**

first examiner:

**Prof. Dr. Johannes Stelling**

second examiner:

**Prof. Mag. Erich Greistorfer**

submission:

**Mittweida, December 2014**

defence/ evaluation:

**Wr. Neustadt, 2014**

## **Bibliografische Beschreibung:**

Girsch, Jürgen:

Die wirtschaftliche Betrachtung des gemischten Einsatzes von regenerativen und konventionellen Energieträgern zur Bereitstellung von elektrischer Energie in Österreich. - 2014. - VII, 83 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Diplomarbeit, 2014

## **Referat:**

Diese Arbeit befasst sich mit der ökonomischen Analyse der elektrischen Energieversorgung von Österreich. Es wird neben der technischen Erläuterung der unterschiedlichen fossilen und erneuerbaren Versorgungssysteme detailliert auf die inländische Energiewirtschaft eingegangen sowie ausgewählte Referenzkraftwerke nach ihren Stromgestehungskosten untersucht. Die Zielsetzung beruht auf der Erforschung der spezifischen Gestehungskostenstruktur von konventionellen und regenerativen Bereitstellungsverfahren der elektrischen Energie.

# Inhalt

<b>Inhalt</b>	.....	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	.....	<b>III</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	.....	<b>VI</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Aspekte der Energie</b> .....	<b>3</b>
2.1	<i>Energie – Geschichte, Definition und Erläuterung</i> .....	3
2.2	<i>Der Ursprung aller verfügbaren Energie auf der Erde</i> .....	5
2.3	<i>Die Energieumwandlungskette und ihre Teilbereiche</i> .....	7
2.4	<i>Die technische Betrachtungsweise der Energieumwandlung</i> .....	9
<b>3</b>	<b>Die österreichische Energiewirtschaft</b> .....	<b>13</b>
3.1	<i>Rückblick und derzeitiger Stand</i> .....	13
3.2	<i>Elektrische Energie in Österreich</i> .....	16
3.2.1	Die österreichische Elektrizitätsbilanz .....	16
3.2.2	Die elektrische Energiebereitstellung und installierte Leistung in Österreich .....	17
3.2.3	Die österreichische Energiepolitik – Das Ökostromgesetz .....	22
3.2.4	Elektrische Energie als Wirtschaftsgut – Der Stromhandel .....	26
<b>4</b>	<b>Formen der Elektrizitätsversorgung in Österreich</b> .....	<b>29</b>
4.1	<i>Die konventionelle Energiebereitstellung mittels fossiler Energieträger</i> .....	29
4.1.1	Kohle .....	29
4.1.2	Erdgas .....	32
4.2	<i>Formen von erneuerbaren Energien</i> .....	34
4.2.1	Wasserkraft .....	34
4.2.2	Windkraft .....	41
4.2.3	Biomasse.....	44
4.2.4	Solarenergie .....	46
<b>5</b>	<b>Ökonomische Analyse der österreichischen Energieversorgung</b> .....	<b>49</b>
5.1	<i>Die Stromgestehungskosten als Indikator der Wirtschaftlichkeit</i> .....	49
5.2	<i>Ermittlung der Gestehungskosten von elektrischer Energie</i> .....	51
5.2.1	Kohlebefeuetes Kraftwerk.....	51

---

5.2.2	Gasbefeuertes Kraftwerk .....	53
5.2.3	Wasserkraftwerk .....	55
5.2.4	Windkraftwerk .....	63
5.2.5	Biomassekraftwerk .....	65
5.2.6	Photovoltaikkraftwerk.....	67
5.3	<i>Gegenüberstellung der ermittelten Gestehungskosten</i> .....	69
<b>6</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>71</b>
<b>Literatur</b>	.....	<b>75</b>
<b>Selbstständigkeitserklärung</b>	.....	<b>83</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Primärenergiequellen und ihre Erscheinungsformen.....	7
Abbildung 2: Die Energieumwandlungskette .....	8
Abbildung 3: Energieformen nach Umwandlungsstufen und Anwendungen.....	9
Abbildung 4: Energieformen und Umwandlungsmöglichkeiten .....	10
Abbildung 5: Verfahren der technischen Energieumwandlung .....	10
Abbildung 6: Derzeit maximal erreichbare Umwandlungswirkungsgrade.....	11
Abbildung 7: Österreichischer Bruttoinlands- und energetischer Endverbrauch seit 1970 .....	14
Abbildung 8: Energieträgermix des energetischen Endverbrauchs in TJ.....	15
Abbildung 9: Anteil der EE in der EU im Jahr 2011 und Ziel 2020 .....	16
Abbildung 10: Österreichische Elektrizitätsbilanz 2012 .....	17
Abbildung 11: Elektrizität in Österreich .....	18
Abbildung 12: Installierte Leistung in Österreich.....	19
Abbildung 13: Monatsbilanzen der elektrischen Energieversorgung.....	20
Abbildung 14: Lastverteilungskurve 16.01.2013 .....	21
Abbildung 15: Lastverteilungskurve 15.05.2013 .....	22
Abbildung 16: Das Ökostrom-Fördersystem.....	24
Abbildung 17: Durchschnittsvergütung und Marktpreis .....	25
Abbildung 18: Phelix Day Base 08.02.2005-09.11.2014 .....	27
Abbildung 19: Phelix Day Base 09.10.2014-09.11.2014 .....	27
Abbildung 20: Anlagenschema des Kraftwerks Dürnrohr .....	30
Abbildung 21: Anlagenschema von Block B des Kraftwerks Theiß .....	33

---

Abbildung 22: Wasserkreislauf der Erde .....	35
Abbildung 23: Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage .....	36
Abbildung 24: Arten von Laufkraftwerken.....	37
Abbildung 25: KW Freudenau, Querschnitt durch das Wehrfeld.....	38
Abbildung 26: KW Freudenau, Querschnitt durch das Krafthaus .....	38
Abbildung 27: Speicherkraftwerke Malta, Übersicht im Längsschnitt .....	39
Abbildung 28: Schematischer Aufbau der Malta Hauptstufe.....	40
Abbildung 29: Windkraftanlage mit horizontaler Welle.....	41
Abbildung 30: Schema einer Windkraftanlage (Vestas V80) .....	42
Abbildung 31: Leistungskennlinie Vestas V80 .....	43
Abbildung 32: Überblick der energischen Nutzung von Biomasse .....	45
Abbildung 33: Anlagenschema des BMHKW Simmering.....	46
Abbildung 34: Jahresgang der Diffus- und Direktstrahlung.....	47
Abbildung 35: Aufbau einer Solarzelle .....	48
Abbildung 36: Technische Daten KW Dürnrrohr .....	51
Abbildung 37: Stromgestehungskostenrechnung KW Dürnrrohr .....	52
Abbildung 38: Stromgestehungskosten KW Dürnrrohr bei Parametervariation .....	52
Abbildung 39: Technische Daten KW Theiß.....	53
Abbildung 40: Stromgestehungskostenrechnung KW Theiß.....	54
Abbildung 41: Stromgestehungskosten KW Theiß bei Parametervariation .....	54
Abbildung 42: Technische Daten KW Freudenau .....	55
Abbildung 43: Stromgestehungskostenrechnung KW Freudenau .....	56
Abbildung 44: Stromgestehungskosten KW Freudenau bei Parametervariation.....	56
Abbildung 45: Technische Daten KW Greifenstein .....	57

Abbildungsverzeichnis	V
Abbildung 46: Stromgestehungskostenrechnung KW Greifenstein .....	58
Abbildung 47: Stromgestehungskosten KW Greifenstein bei Parametervariation .....	58
Abbildung 48: Technische Daten KW Schütt .....	59
Abbildung 49: Stromgestehungskostenrechnung KW Schütt .....	60
Abbildung 50: Stromgestehungskosten KW Schütt bei Parametervariation .....	60
Abbildung 51: Technische Daten KW Malta Hauptstufe .....	61
Abbildung 52: Stromgestehungskostenrechnung KW Malta Hauptstufe .....	62
Abbildung 53: Stromgestehungskosten KW Malta Hauptstufe bei Parametervariation .....	62
Abbildung 54: Technische Daten Windpark Prinzendorf .....	63
Abbildung 55: Stromgestehungskostenrechnung Windpark Prinzendorf .....	64
Abbildung 56: Stromgestehungskosten Windpark Prinzendorf bei Parametervariation .....	64
Abbildung 57: Technische Daten KW Simmering .....	65
Abbildung 58: Stromgestehungskostenrechnung KW Simmering .....	66
Abbildung 59: Stromgestehungskosten KW Simmering bei Parametervariation .....	66
Abbildung 60: Technische Daten KW St. Veit .....	67
Abbildung 61: Stromgestehungskostenrechnung KW St. Veit .....	68
Abbildung 62: Stromgestehungskosten KW St. Veit bei Parametervariation .....	68
Abbildung 63: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten .....	70
Abbildung 64: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten .....	70
Abbildung 67: Annahmen zur Preisentwicklung von fossilen Brennstoffen .....	71
Abbildung 65: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten inkl. Vergütung .....	73
Abbildung 66: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten inkl. Vergütung .....	73

# Abkürzungsverzeichnis

<b>BIV</b>	Bruttoinlandsverbrauch
<b>BMHKW</b>	Biomasseheizkraftwerk
<b>bzw.</b>	beziehungsweise
<b>ca.</b>	circa
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>EEV</b>	Energetischer Endverbrauch
<b>EEX</b>	European Energy Exchange
<b>EPEX</b>	European Power Exchange
<b>EXAA</b>	Energy Exchange Austria
<b>GuD</b>	Gas und Dampf
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWh</b>	Gigawattstunde
<b>h/a</b>	Volllaststunden pro Jahr
<b>J</b>	Joule
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>KWK</b>	Kleinwasserkraftwerk
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kW<sub>Peak</sub></b>	Kilowatt Peak
<b>KW</b>	Kraftwerk
<b>m</b>	Meter
<b>m<sup>2</sup></b>	Quadratmeter

---

<b>m<sup>3</sup></b>	Kubikmeter
<b>m/s</b>	Meter pro Sekunde
<b>min<sup>-1</sup></b>	Umdrehungen pro Minute
<b>Mio.</b>	Million
<b>Mrd.</b>	Milliarde
<b>MVA</b>	Megavoltampere
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MW<sub>el</sub></b>	Megawatt elektrisch
<b>MW<sub>Peak</sub></b>	Megawatt Peak
<b>MW<sub>th</sub></b>	Megawatt thermisch
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>NO<sub>x</sub></b>	Stickoxide
<b>OMAG</b>	Österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
<b>SO<sub>2</sub></b>	Schwefeldioxid
<b>TJ</b>	Terrajoule
<b>TWh</b>	Terrawattstunden
<b>W</b>	Watt
<b>W/m<sup>2</sup></b>	Watt pro Quadratmeter
<b>PHELIX</b>	Physical Electricity Index
<b>ZWS</b>	zirkulierende Wirbelschicht



# 1 Einleitung

Das Vorhandensein von Energie ist schon seit jeher die Grundlage allen irdischen Lebens. Sie manifestiert sich in vielen Formen und ist eine Notwendigkeit für das Bestehen unserer Welt. Die Menschheit hat gelernt, sich die verfügbaren Ressourcen zunutze zu machen und dadurch maßgebend den technischen und wirtschaftlichen Fortschritt geprägt. Die hochwertigste Form von Energie im Sinne der Elektrizität ist heute bereits ein nicht mehr wegzudenkendes Grundbedürfnis geworden, da unser täglicher Alltag in allen Bereichen von dem Dasein von elektrischem Strom bestimmt wird. Basierend auf dieser Tatsache, weist daher auch der Bedarf von elektrischer Energie eine immer steiler ansteigende Tendenz auf. Demzufolge muss die Bereitstellung der Elektrizität dieser Entwicklung ständig angepasst werden. Da jedoch der Ursprung der elektrischen Energieversorgung auf der Verfeuerung von fossilen Brennstoffen liegt, hat sich in den letzten Jahrzehnten ein deutliches Umdenken im Bereich der Energiewirtschaft eingestellt. Der Hintergrund dieser Wandlung ist, dass konventionelle Kraftwerke auf Grund ihres Prinzips zwei ausschlaggebenden Nachteilen unterliegen, denen zum gegebenen Zeitpunkt eine immer größere Bedeutung zuteil wird. Zum einen ist die Verbrennung von fossilen Rohstoffen stets mit einem Ausstoß von CO<sub>2</sub> verbunden, zum anderen werden sich mittelfristig die Vorräte der erforderlichen Brennstoffe erschöpfen. Aus diesem Anlass wird der Ausbau von regenerativen Systemen kontinuierlich forciert, um sich von der Abhängigkeit des konventionellen Energiesektors zu lösen.

In Österreich ist die Struktur der Energieversorgung bereits sehr deutlich auf das Gebiet der regenerativen Varianten ausgerichtet, was nicht zuletzt auf der verstärkten Nutzung der Wasserkraft beruht. Neben diesen Verfahren gliedern sich aber auch zahlreiche andere erneuerbare und konventionelle Möglichkeiten in das österreichische Bereitstellungssystem ein. Diese Arbeit setzt sich damit zum Ziel, den sogenannten elektrischen Energieträgermix von Österreich entsprechend der ökonomischen Gesichtspunkte zu analysieren. Nach einer einführenden Erläuterung des Begriffs Energie und dessen Bedeutung wird eine detaillierte Untersuchung der derzeitigen inländischen Versorgung mit elektrischem Strom angeführt. In diesem Abschnitt wird neben der Entwicklung des österreichischen Versorgungssystems auch auf spezifische Gegebenheiten wie etwa die installierte Leistung oder das Bedarfsverhalten eingegangen. Darauf aufbauend, erfolgt eine Behandlung der technischen Verfahren von relevanten inländischen Kraftwerksausführungen. Basierend auf den daraus ermittelten Erkenntnissen, werden pro Bereitstellungsverfahren eine oder mehrere in Österreich existierende Anlagen als Referenz herangezogen und anhand der zugehörigen technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen die spezifischen Stromgestehungskosten ermittelt und interpretiert. Mit Hilfe dieser errechneten Kosten werden die definierten Anlagen gegenübergestellt und verglichen. Aus den gewonnenen Schlussfolgerungen erfolgt anschließend eine Untersuchung des inländischen Versorgungssystems nach ökonomischen Aspekten.



## 2 Aspekte der Energie

Energie kann weder erzeugt noch vernichtet, sondern nur umgewandelt werden. Basierend auf dieser Tatsache, wird in den nachfolgenden Kapiteln der Begriff Energie und seine Facetten näher erläutert.

### 2.1 Energie – Geschichte, Definition und Erläuterung<sup>1</sup>

Der Ausdruck Energie kann in vielerlei Hinsichten charakterisiert werden. Die wohl grundlegendste und aussagekräftigste Definition ist jene der Physik, welche besagt, dass Energie die Fähigkeit eines Stoffes oder Systems ist, Arbeit zu verrichten oder Wärme abzugeben. Folglich erscheint auch die Herleitung des Terminus Energie aus dem Griechischen *energeia* schlüssig, was so viel wie Tatkraft oder wirkende Kraft bedeutet. Zur Beschreibung der Größe Energie wird die physikalische Einheit Joule [J] herangezogen, welche nach dem britischen Physiker James Prescott Joule benannt wurde. Joule beschäftigte sich unter anderem maßgeblich mit der Untersuchung der Energieumwandlung und wies um das Jahr 1843 experimentell nach, dass bei der Überführung von mechanischer oder elektrischer in thermische Energie stets dieselben Werte zu erwarten sind. Konkret stellte er fest, dass sich bei der Umwandlung von geleisteter Arbeit in Wärme immer ein konstantes Verhältnis einstellt – das sogenannte Wärmeäquivalent.<sup>2,3</sup>

Diese Schlussfolgerung ist das Fundament des heutigen technischen Verständnisses der Umwandlung von Arbeit in Wärme und bestätigte die Theorie, dass Wärme eine Form von Energie ist, aber nicht, wie etwa angenommen, ein besonderer Zustand eines Stoffes. Ausgehend von dieser Erkenntnis, entwickelte Herman von Helmholtz 1847 die These der Energieerhaltung, welche bis heute als erster Hauptsatz der Thermodynamik bekannt ist und in der Definition lautet: „In einem abgeschlossenen System kann der Gesamtbetrag der Energie weder vergrößert noch verkleinert werden. Es können lediglich die verschiedenen Energiearten ineinander umgewandelt werden.“<sup>4</sup>

Darauf aufbauend, widmete man sich der Überlegung, thermische Energie auch wieder in mechanische oder elektrische Energie zu überführen. Dieser Gedanke war die Grundlage zur Definition des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik. Es wurden im Laufe der Zeit viele Formulierungen

---

<sup>1</sup> Vgl. Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 2.

<sup>2</sup> Vgl. Doering ; Dehli ; Schedwill (2012), S. 9.

<sup>3</sup> Vgl. Bergmann ; Schaefer (1998), S. 1032.

<sup>4</sup> Vgl. Doering ; Dehli ; Schedwill (2012), S. 9.

dargelegt, wobei die älteste auf den Physiker Rudolf Julius Emanuel Clausius zurückzuführen ist. Clausius verfasste demnach 1850 folgende These: „Wärme kann nie von selbst von einem System niedrigerer Temperatur auf ein System höherer Temperatur übergehen.“ Eine weitere Variante von Max Planck war: „Es ist unmöglich, eine periodisch arbeitende Maschine zu bauen, die weiter nichts bewirkt als Heben einer Last und Abkühlung eines Wärmereservoirs“, welche die begrenzte Umwandelbarkeit von Wärme in Arbeit beschreibt. Hans Dieter Baehr interpretierte den zweiten Hauptsatz mit: „Alle natürlichen und technischen Prozesse sind irreversibel“, was auf eine energetische Unumkehrbarkeit und die Energieentwertung durch Reibung abzielt.<sup>5</sup>

Die Kernaussage einer jeden dieser Formulierungen ist, dass alle in der Natur und Technik ablaufenden Prozesse der Energieumwandlung und speziell die Energieübertragung von Wärme in Arbeit, mit Reibungs- oder Ausgleichsverlusten behaftet sind. Es ist folglich nicht möglich, bei Energieumwandlungen dieser Art einen Wirkungsgrad größer gleich 1 zu erzielen. Speziell die Aussage der Irreversibilität von Baehr hilft bei dem Verständnis der Hauptsätze der Thermodynamik. Betrachtet man beispielsweise eine Kugel, bestehend aus Knetmasse, welche in einem abgeschlossenen System von einer gewissen Höhe auf eine ebene Fläche fallen gelassen wird. Die Kugel wandelt ihre potenzielle Lageenergie infolge der Gravitation in kinetische Energie um und prallt auf die Fläche auf. Durch diesen Aufprall verformt sich die Knetmasse, wobei sich deren Temperatur auf Grund der Reibungswärme erhöht, welche innerhalb des abgeschlossenen Systems an die Umgebung abgegeben wird, bis sich wieder ein konstantes, höheres Temperaturniveau eingestellt hat. Es hat sich damit die Lageenergie der Kugel im Ausgangszustand in Wärme umgewandelt. Gemäß des ersten Hauptsatzes der Thermodynamik ist die Summe der Energien innerhalb des Systems nach wie vor unverändert, sie liegt lediglich in einer anderen Form vor. Wären Energieumwandlungsprozesse nun reversibel, würde sich die verformte Knetmasse unter Entzug der vorliegenden Umgebungswärme wieder zu einer Kugel formen und ihren Ursprungszustand einnehmen. Dies ist nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik nicht möglich, da eine sogenannte Energieentwertung, nämlich eine Erhöhung der Entropie stattgefunden hat.

Der Begriff Entropie, der in der heutigen Zeit in vielerlei Anwendungsgebieten verwendet wird, stammt ursprünglich aus dem Bereich der Wärmelehre. Genauer gesagt, wurde er von Rudolf Clausius bei der Definition des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik erstmals herangezogen, wodurch dieser Hauptsatz auch als Entropiesatz bezeichnet wird. Die Idee hinter der Größe Entropie verbirgt sich in der Überlegung, dass in einem abgeschlossenen System die Energiebilanz zwar immer gleich bleibt, sich aber die unterschiedlichen vorhandenen Energieformen nicht beliebig in weitere Varianten umwandeln lassen. Es muss somit einer Wertigkeit von Energie existieren, die im Zusammenhang mit dessen Fähigkeit zur Umwandlung in andere Formen steht. Diese Wertigkeit wird durch die genannte Entropie beschrieben. Entropie entsteht bei jeder Art von Umwandlung, was zur Folge hat, dass sie zwar erzeugt, jedoch nicht mehr vernichtet werden kann. Demnach sind Energiesysteme mit niedriger Entropie (kinetische oder elektrische Energie) mit einem

---

<sup>5</sup> Vgl. Cerbe ; Wilhelms (2013), S. 82.

höheren Umwandlungsgrad in andere Energieträger überführbar als Systeme mit höherer Entropie (Wärme).

Es ist anzumerken, dass der Einfachheit halber in der Praxis sowie auch innerhalb dieser Arbeit oftmals von dem Erzeugen und Verbrauchen von Energie bzw. von Verlusten in Folge von Umwandlungs- oder Verteilungsprozessen gesprochen wird. Gemäß den Hauptsätzen der Thermodynamik ist unter diesen Ausdrücken aber nicht eine Erschaffung oder Vernichtung von Energie zu verstehen sondern, vielmehr das Erhalten von Energie in einer für den eigentlichen Gebrauch nutzbaren oder eben nicht mehr nutzbaren Form.

## 2.2 Der Ursprung aller verfügbaren Energie auf der Erde<sup>6</sup>

Geht man nun von der Tatsache aus, dass Energie laut den Hauptsätzen der Thermodynamik nicht erzeugt oder vernichtet, sondern nur umgewandelt werden kann, muss sie bereits in gewissen Formen auf der Erde vorhanden sein. Die Herkunft dieser verfügbaren Energie lässt sich grundsätzlich auf drei Urformen zurückführen. Diese sind die Planetenbewegung und -gravitation zwischen Erde, Sonne und Mond, die Kernenergie hinsichtlich Spaltung und Fusion und die Sonneneinstrahlung.<sup>7</sup>

Anteilmäßig ist der Ursprung aller irdischen Primärenergie zu 99,9 % auf die Sonne zurückzuführen. Dieser Ansatz ist hingegen nicht alleinig auf die technisch nutzbare, momentane Sonneneinstrahlung zu beziehen, sondern vielmehr auf die Gesamtheit der solaren Energieversorgung. Ausgehend von der Annahme, dass unser Planetensystem ca. 4,6 Mrd. Jahre alt ist<sup>8</sup>, wirkt seit dieser Zeit die Sonne mit einer mittleren Strahlungsleistung von  $1.370 \text{ W/m}^2$  auf die Erde ein. Diese Strahlung, welche auch Solarkonstante genannt wird, ist im Übrigen für das Vorhandensein von organischem Material in Form von Kohlenwasserstoffen verantwortlich, woraus unter anderem die heute verfügbaren fossilen Brennstoffe wie Erdöl, Erdgas oder Kohle bestehen.

Um den Zusammenhang von Sonnenenergie und fossilen Energieträgern besser zu verstehen, muss man sich die Entstehung der jeweiligen Rohstoffe vor Augen führen. Kohle beispielsweise basiert auf abgestorbenem, pflanzlichem Material, aus dem durch mikrobiologische und chemische Prozesse Torf entstand. Dieser Torf wurde innerhalb mehrerer Millionen Jahre durch Absinken in die Erdkruste unter Luftabschluss, hohen Temperaturen und Druck ausgesetzt. Durch diese Umgebungsbedingungen wurden Prozesse in Gang gesetzt, die aus dem ursprünglichen Torf zunächst Braunkohle und später Steinkohle entstehen ließen. Auch die Rohstoffe Erdöl und Erdgas sind unter ähnlichen Bedingungen entstanden, wobei hier das Ausgangsmaterial auf abgestorbene Meereskleinstlebewesen im Sinne von Mikroplankton zurückzuführen ist. Betrachtet man nun diese

---

<sup>6</sup> Vgl. Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 2. ff.

<sup>7</sup> Vgl. Crastan (2009), S. 7.

<sup>8</sup> Vgl. Willimann ; Egil-Broz (2010), S. 17.

Ursprungsformen der Primärenergieträger, ist ersichtlich, dass deren Entstehung und Vermehrung einzig auf die bereits auf der Erde vorhandenen Elemente wie Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff sowie auf die solare Energieversorgung in Form von Licht und Wärme zu beziehen ist.<sup>9</sup>

Abgesehen von den als erschöpflich geltenden fossilen Energieträgern, ist die Sonne zudem auch der Ursprung für viele weitere Energieressourcen erneuerbarer Natur. Zum einen ist die kinetische Energie des Windes auf die unterschiedliche Erwärmung der Atmosphäre, die daraus resultierenden Druckunterschiede und deren Ausgleichsströmungen sowie auch der Wasserkreislauf in Form von Verdunstung und Niederschlag der Wärmeenergie der solaren Strahlung zuzuordnen. Zum anderen basiert die verfügbare Biomasse, welche eine frühe Vorstufe von Kohle darstellt, ebenfalls auf der Grundlage der Energieversorgung durch die Sonne.

Neben der Solarenergie ist der restliche Anteil der verfügbaren irdischen Energiequellen darüber hinaus auf den Zerfall von radioaktivem Material zu beziehen. Radioaktive Stoffe wie etwa Uran oder Thorium geben bei ihrem natürlichen Zerfall ihre gespeicherte Energie durch Strahlung und Wärme an die Umgebung ab. In der Natur zeichnet sich diese atomare Spaltung zum größten Teil durch die vorhandene Wärme aus dem Erdinneren aus. Gegenüber dem natürlichen Zerfall besteht auch die Möglichkeit, unter Zuhilfenahme von technischen Einrichtungen das spaltbare Material in einer Form aufzubereiten, sodass in einem Reaktor die Kernspaltung kontrolliert vollzogen werden kann und die daraus freiwerdende Wärmeenergie beispielsweise einen Wasser-Dampf-Kreislauf bedient. Die Kernenergie kann damit nach ihrem jeweiligen Auftreten sowohl als erneuerbarer als auch konventioneller Energieträger angesehen werden. Nimmt man hierzu dessen Einsatz in Atomkraftwerken als Beispiel, so ist dafür Kernbrennstoff erforderlich, welcher abgebaut und aufbereitet werden muss. Diese Form der Kernenergie ist somit als endlich anzusehen wobei die Erscheinungsform der Erdwärme in den Bereich der regenerativen Energien eingeordnet wird.

Zu den bereits erwähnten verfügbaren Energiequellen ist zusätzlich die Energie aus der Planetenbewegung und -gravitation anzuführen, welche sich in Form der Gezeiten von Wassermassen abbildet.

Basierend auf dieser Erkenntnis, ist eine Einteilung der verfügbaren Energien in erneuerbare bzw. regenerative und nicht erneuerbare, fossile Formen möglich. Die regenerativen Energieressourcen umfassen alle Primärenergieträger, welche, vom menschlichen Zeithorizont aus interpretiert, als unerschöpflich angesehen werden können. Zum Beispiel die Energie des Windes oder des Wasserkreislaufs wird auf Grund der solaren Strahlung praktisch nie erschöpfen, solange die Sonne die Erde mit Energie versorgt. Dem gegenüber sind die beschriebenen fossilen Energieträger als endlich anzusehen, da deren Regeneration einer faktisch unendlich langen Zeit unterliegen. In Abbildung 1 werden die verfügbaren Primärenergiequellen ihren jeweiligen Erscheinungsformen gegenübergestellt.

---

<sup>9</sup> Vgl. Gerthsen (2008), S. 64.

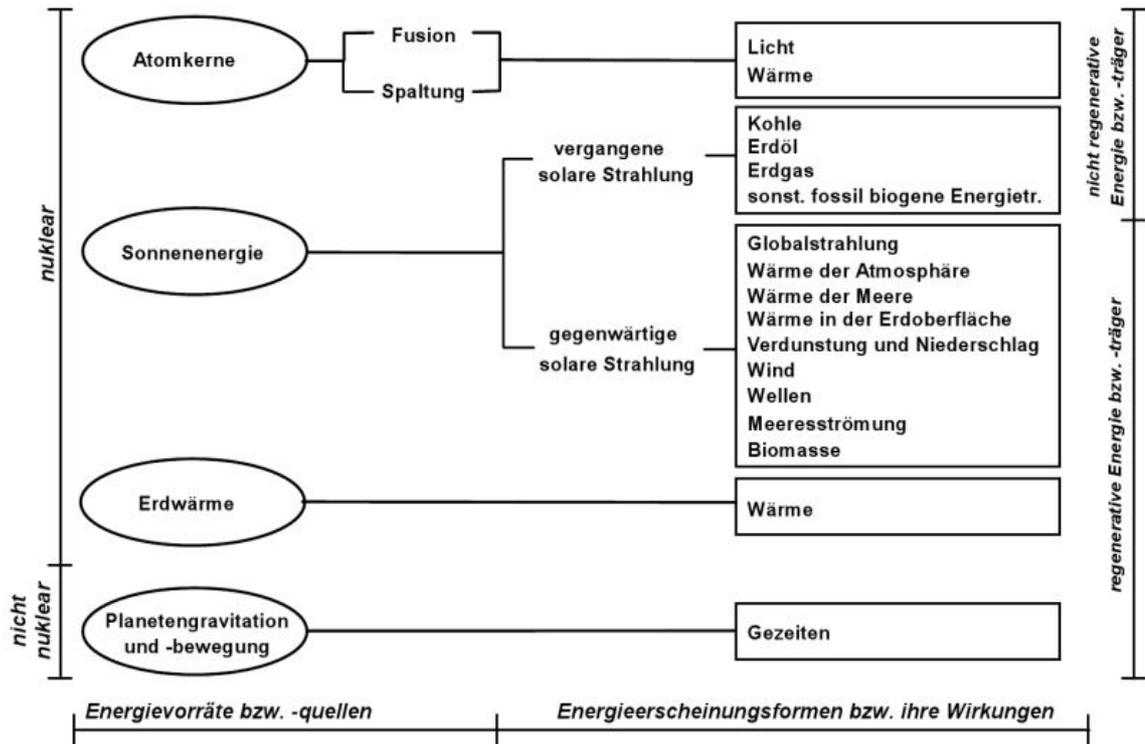


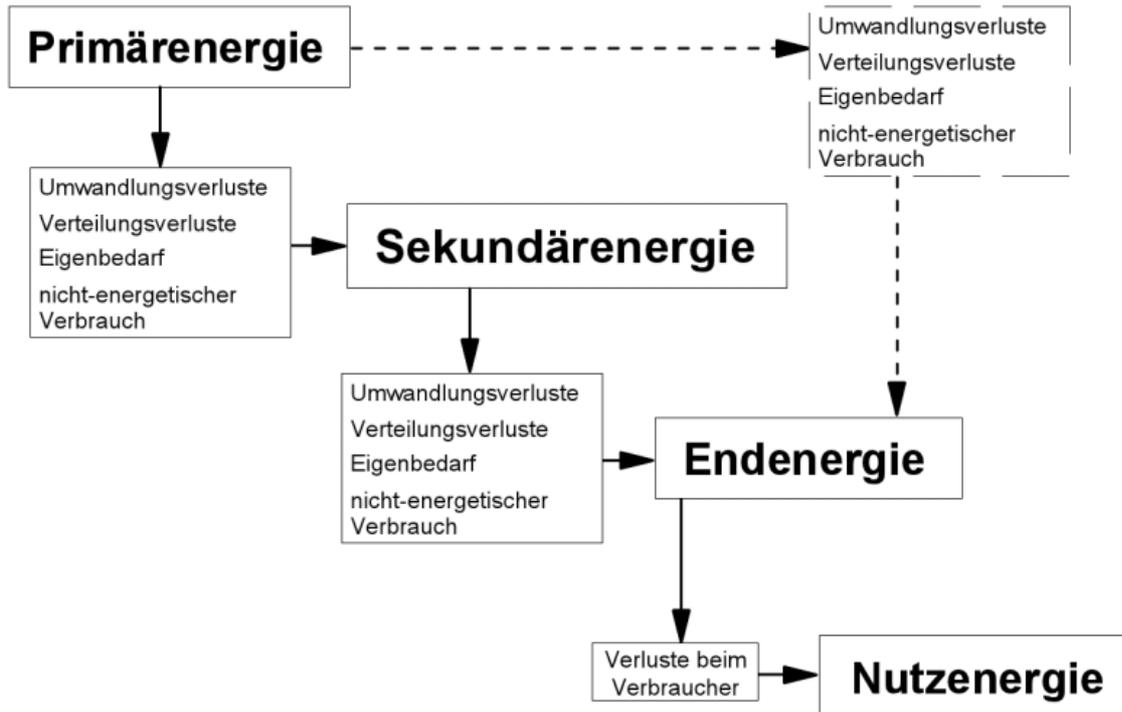
Abbildung 1: Primärenergiequellen und ihre Erscheinungsformen

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 8.

## 2.3 Die Energieumwandlungskette und ihre Teilbereiche<sup>10</sup>

Die nun definierten, vorhandenen Primärenergien sind allerdings in ihrer vorliegenden Ursprungsform für den Endverbraucher kaum nutzbar. Sie müssen daher durch Umwandlungsverfahren in andere Energieformen überführt werden, um den jeweiligen Bedarf an Endenergie abdecken zu können. Zur Beschreibung des Verlaufs der Energieströme der verfügbaren Ressourcen in nutzbare Endenergie bedient man sich des Modells der Energieumwandlungskette (siehe Abbildung 2).

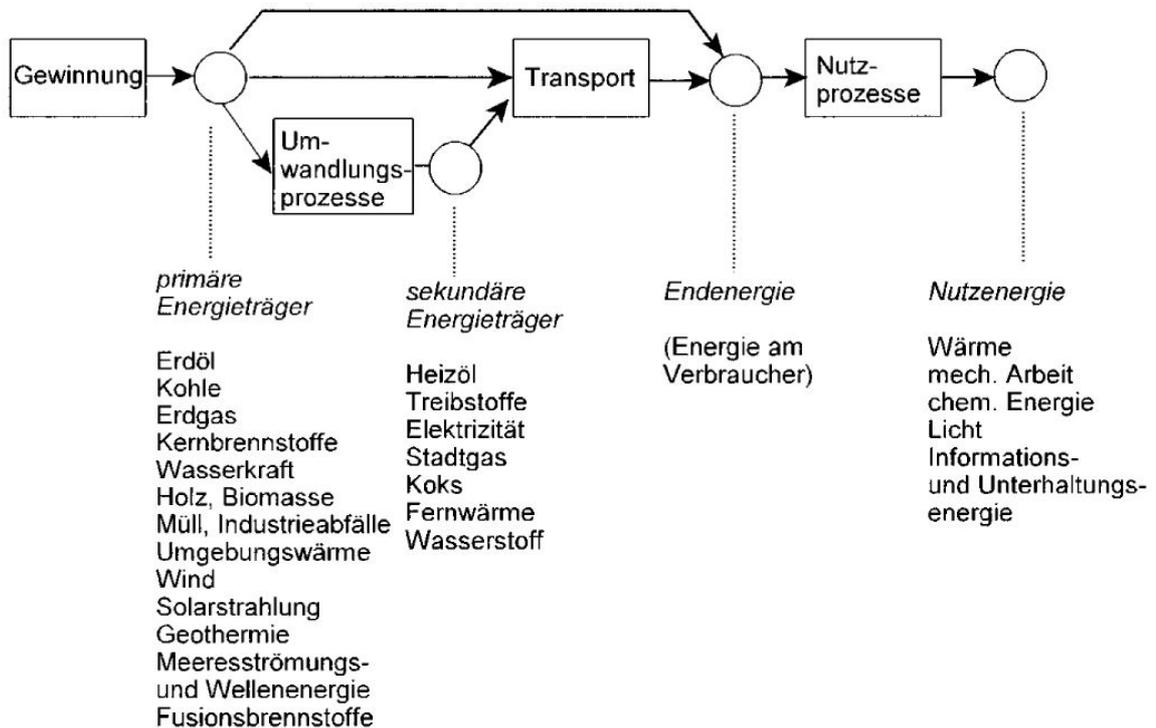
<sup>10</sup> Vgl. Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 2. ff.



**Abbildung 2: Die Energieumwandlungskette**

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 2.

Gemäß diesem Leitbild wird eine Einteilung in Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie und Nutzenergie getroffen, wobei unter den einzelnen Formen jeweils der Energieinhalt von Stoffen oder Systemen zu verstehen ist, welcher in Form von Energieträgern für den Menschen verfügbar ist. Wie schon erwähnt, wird hier gezeigt, dass praktisch gesehen, jede Umwandlung in weitere Energieformen mit Verlusten behaftet ist, welche den daraus folgenden, nutzbaren Energieinhalt verringern. Zusätzlich berücksichtigt dieses Modell auch die entstehenden Verteilungs- bzw. Transportverluste, den Eigenverbrauch der Umwandlungsanlagen und den nicht-energetischen Verbrauch. Unter nicht-energetischen Verbrauch versteht man den Einsatz von Primärenergieträgern zur Erzeugung von Gütern, die nicht in den Bereich der Energie einzuordnen sind. Als Beispiel ist hier die Produktion von Kunststoff anzuführen, wofür als Rohstoff unter anderem Erdöl benötigt wird oder auch Kohle für die Stahlindustrie. Die tatsächlich für den Endverbraucher relevanten Energieformen stellen die Endenergie sowie in weiterer Folge die daraus gewonnene Nutzenergie dar. Zum besseren Verständnis dieses abstrakten Modells dient die folgende Abbildung 3, welche die jeweiligen Energieträger und deren Umwandlungsstufen in der Praxis darstellt.



**Abbildung 3: Energieformen nach Umwandlungsstufen und Anwendungen**

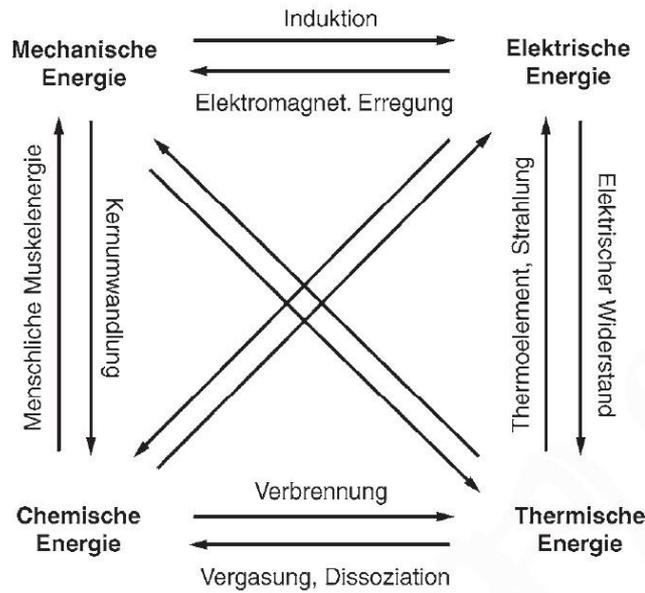
Quelle: Crastan (2009), S. 3.

## 2.4 Die technische Betrachtungsweise der Energieumwandlung

„Die technische Betrachtungsweise der Energie besteht darin, ein in der Natur vorkommendes Energiepotential zu erschließen, es gegebenenfalls zu manipulieren und schließlich zur Verrichtung nützlicher Dinge einzusetzen.“<sup>11</sup> Es ist somit erst durch den Einsatz von technischen Hilfsmitteln möglich, die vorhandene Primärenergie dem Verbraucher bedarfsorientiert in Form von Endenergie bereitstellen zu können. Diese Notwendigkeit beginnt bei der Erschließung von Energiequellen, setzt sich bei den jeweiligen Umwandlungs- und Verteilungsprozessen fort und endet bei der Überführung in Nutzenergie zur eigentlichen Bedarfsdeckung des Endverbrauchers.

Grundsätzlich werden in der Technik vier verschiedene Energieformen unterschieden, welche sich in mechanische, elektrische, chemische und thermische Energie unterteilen (siehe Abbildung 4).

<sup>11</sup> Vgl. Erdmann ; Zweifel (2010), S. 6.



**Abbildung 4: Energieformen und Umwandlungsmöglichkeiten**

Quelle: Zahoransky (2009), S. 17.

Die Energieumwandlung in die verschiedenen Formen kann sowohl direkt als auch indirekt erfolgen. Je nach der vorliegenden Energieart und dem gewünschten Endprodukt, müssen unterschiedlichste, technische Verfahren angewendet werden (siehe Abbildung 5).

Output / Input	mechanische Energie	thermische Energie	chemische Energie	elektrische Energie	Strahlungsenergie
mechanische Energie		Reibungswärme		elektrischer Generator	
thermische Energie	Wärmemaschine		Thermochemie	Gas-turbine	
chemische Energie	Explosionsmaschinen	Verbrennungsmaschinen		Brennstoffzelle	Gaslampe
elektrische Energie	Elektromotor	Induktionsheizung	Elektrolyse		elektrisches Licht
Strahlungsenergie	Laserstrahlung	Mikrowellenofen	Solarchemie	photovoltaische Solarzellen	
Kernenergie		Kernkraftwerk			Radioaktivität

**Abbildung 5: Verfahren der technischen Energieumwandlung**

Quelle: Erdmann ; Zweifel (2010), S. 8.

In praktischer Hinsicht sind als direkte Umwandlungsverfahren unter anderem die Verfeuerung von Brennstoff zur Raumheizung bzw. die Elektrizitätsgewinnung mittels Photovoltaikanlagen oder Brennstoffzellen zu verstehen. Da auf Grund des derzeitigen, technischen Fortschritts eine ausreichende Bedarfsdeckung von gewissen bedeutenden Endenergieformen wie elektrischem Strom mit direkten Umwandlungsprozessen nicht möglich ist, müssen daher andere Energieträger und

deren zugehörige, indirekte Verfahren herangezogen werden. Dies kann zum Beispiel durch die sogenannte Kohleverstromung in einem kalorischen Kraftwerk erfolgen, wobei hier der Umwandlungsprozess auf mehreren Stufen basiert. Die chemisch gebundene Energie des Brennstoffes wird in einer Verbrennungsmaschine (Kessel) in thermische Energie gewandelt. Diese nun vorliegende Energie wird unter Zuhilfenahme einer Wärmemaschine (Turbine) in mechanische und mittels eines Generators in elektrische Energie überführt.

Um eine möglichst effiziente Wandlung von Energie zu erzielen, ist bei den angewendeten Verfahren großes Augenmerk auf den sogenannten Umwandlungswirkungsgrad zu richten. Dieser variiert zwischen den einzelnen Anwendungen sehr deutlich, wobei man ständig bestrebt ist, durch technische Verfeinerungen der Prozesse eine höhere Effizienz zu erreichen. In Abbildung 6 sind einige Umwandlungsverfahren aufgelistet, die den derzeitigen Stand der Technik widerspiegeln. Es ist zu erwähnen, dass diese Daten nur als Richtwerte anzusehen sind und stark von den jeweiligen Anlagegegebenheiten abhängen, dennoch aber eine Sensibilisierung für die Notwendigkeit hoher Wirkungsgrade zufolge haben.

Ursprüngliche Energieform	Umgewandelte Energieform	Technischer Prozess	Weg der Umwandlung	Max. Umwandlungswirkungsgrad
Chemische Energie	Wärme	Verbrennung	Direkt	97 %
Chemische Energie	Elektrische Energie	Batterie	Direkt	50 %
Chemische Energie	Elektrische Energie	Brennstoffzelle	Direkt	60 %
Chemische Energie	Elektrische Energie	Kombi-Kraftwerk (Gas-/Dampfturbinen)	Indirekt	60 %
Chemische Energie	Elektrische Energie	Dampfkraftwerk	Indirekt	45 %
Kernenergie	Elektrische Energie	Kernkraftwerke	Indirekt	36 %
Chemische Energie	Elektrische Energie	Gasturbinen-Kraftwerk	Indirekt	39 %
Elektrische Energie	Wärme	Widerstand	Direkt	100 %
Elektrische Energie	Mechanische Energie	Elektromotor	Direkt	98 %
Mechanische Energie	Elektrische Energie	Generator	Direkt	98 %

**Abbildung 6: Derzeit maximal erreichbare Umwandlungswirkungsgrade**

Quelle: Zahoransky (2009): S. 18.

Ein hoher Umwandlungsgrad ist jedoch nicht gleichbedeutend mit hoher Wirtschaftlichkeit. Beispielsweise benötigt die Kraftwerksausführung mit den derzeit höchsten Wirkungsgraden in Form eines Gas-und-Dampf-Kombikraftwerkes als Brennstoff Erdgas, welches deutlich kostenintensiver zu beziehen ist als das erforderliche Heizmaterial für einen vergleichbaren Kohleblock. Neben dem Umwandlungswirkungsgrad entscheiden somit zusätzlich zahlreiche andere Parameter über die Auswahl eines technischen Verfahrens zur Energieumwandlung. Wirtschaftlichkeit, Leistungsgröße, Akzeptanz der Bevölkerung, Ökologie, Zuverlässigkeit und Sicherheit stellen viele weitere Anforderungen an die jeweiligen Prozesse und deren Verwirklichung. Dieser Thematik widmet sich die im nachfolgenden beschriebene Energiewirtschaft.



## 3 Die österreichische Energiewirtschaft

Unter dem Begriff Energiewirtschaft versteht man eine Kombination aus Ökonomie und Technik, welche sich zum Ziel setzt, die Deckung des Energiebedarfs mit kostengünstiger, sicherer, ressourcenschonender und umweltfreundlicher Energie zu gewährleisten. Um dies zu erreichen, erforscht und analysiert die Energiewirtschaft die gesamte Kette der Energiebereitstellung wie der rationellen Gewinnung, Umwandlung und Verteilung bis hin zu einer effizienten Anwendung von Energieformen unterschiedlichster Art.<sup>12</sup>

Geht man von einer Betrachtung der österreichischen Energiewirtschaft aus, so hat sich diese in den letzten Jahrzehnten deutlich verändert. Sie entwickelte sich von der ausschließlichen Bedarfsdeckung der energetischen Grundbedürfnisse zu einem komplizierten Zusammenspiel technischer, ökonomischer und ökologischer Aspekte. In den folgenden Kapiteln wird ein Überblick über die stattgefundene Veränderung der Energiebereitstellung Österreichs gegeben sowie die Situation zum gegenwärtigen Zeitpunkt detailliert behandelt.

### 3.1 Rückblick und derzeitiger Stand

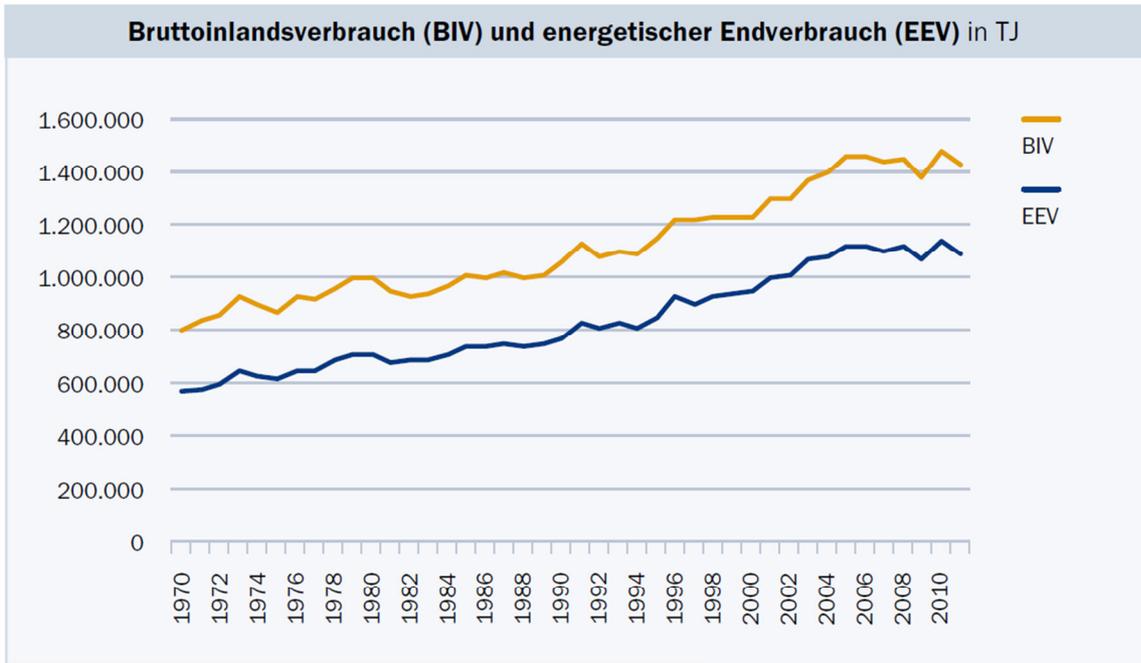
Die aussagekräftigsten Indikatoren für eine energetische Bewertung eines Landes stellen der Bruttoinlandsverbrauch sowie der energetische Endverbrauch dar. Als Bruttoinlandsverbrauch (BIV) bezeichnet man den gesamten Energieinhalt von Primärenergieträgern vor einem jeweiligen Umwandlungsprozess zur Bedarfsdeckung einer definierten Region pro Zeiteinheit. Der BIV umfasst nicht nur Rohstoffe zur Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie, sondern auch zum Beispiel Erdöl für die Gewinnung von Treibstoff oder den für die Stahlproduktion benötigten Rohstoff Kohle. Dem gegenüber ist der energetische Endverbrauch (EEV) jener Energieinhalt pro Zeiteinheit, der als Nutzenergie von den jeweiligen Verbrauchern innerhalb der definierten Region konsumiert wird. Dieser beinhaltet vom elektrischen Strom bis zu Erdöldestillaten wie Benzin oder Diesel, die gesamte, für den Endverbraucher nutzbar gemachte Energie. Die Differenz dieser beiden Kennzahlen ist, wie schon erwähnt, auf Umwandlungs- und Verteilungsverluste, Eigenverbrauch der Umwandlungsanlagen, Messungenauigkeiten und den nicht-energetischen Verbrauch zurückzuführen.

Analysiert man nun die österreichische Energiebilanz zwischen 1970 und 2012, haben sich in dieser Zeitspanne sowohl der Bruttoinlandsverbrauch von etwa 800.000 TJ auf 1.420.000 TJ als auch der energetische Endverbrauch von 565.000 TJ auf 1.100.000 TJ nahezu verdoppelt. Diese Entwicklung ist unter anderem auf die, in den vergangenen Jahren stark angewachsene Industrie, den

---

<sup>12</sup> Vgl. Konstantin (2013), Vorwort.

immer weiter zunehmenden technischen Fortschritt und den steigenden Verkehr zurückzuführen.<sup>13,14</sup>



**Abbildung 7: Österreichischer Bruttoinlands- und energetischer Endverbrauch seit 1970**

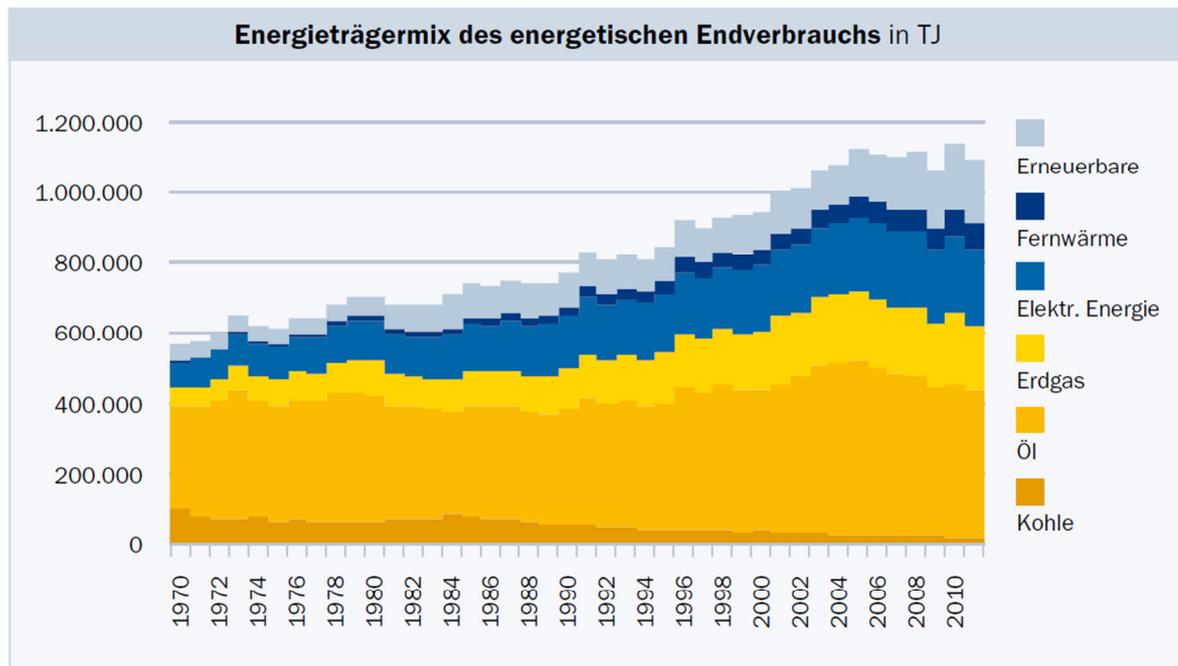
Quelle: e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 6.

Stellt man in den jährlichen Aufzeichnungen des sogenannten Energieträgermix (siehe Abbildung 8) dem energetischen Endverbrauch die zugehörigen Energieträger gegenüber, ist erkennbar, dass nach wie vor die Verwendung von fossiler Primärenergie überwiegt. Erdgas, Erdöl und Kohle besitzen weiterhin einen sehr hohen Stellenwert in unserer Gesellschaft, wobei der energetische Endverbrauch von Kohle seit 1970 stetig abgenommen hat und derzeit bei einem Wert von etwa 18.000 TJ liegt. Dem gegenüber haben indessen Erdöl und Erdgas im selben Zeitraum kontinuierlich eine Steigerung erfahren und um das Jahr 2005 ihren bisherigen Höhepunkt mit insgesamt 700.000 TJ erreicht. Auch heute ist der Anteil mit etwa 600.000 TJ noch immer sehr hoch und beträgt zusammen mit Kohle ca. 57 % des gesamten österreichischen energetischen Endverbrauchs. Der betragsmäßig größte Teil im Sinne von Öl und Gas ist auf die jeweiligen Endprodukte, wie Treibstoffe für Verbrennungskraftmaschinen oder Heizanlagen, zu beziehen. Abgesehen vom energetischen Endverbrauch fossiler Primärenergieträger prägte sich ebenso der Verbrauch von bereitgestellter Sekundärenergie mit einer steigenden Tendenz aus. War beispielsweise die Energie in Form der Fernwärmeversorgung in den Jahren von 1970 bis 1990 im Energieträgermix beinahe zu vernachlässigen, stellt sie heute mit ca. 75.000 TJ etwa 7 % des Endverbrauchs dar. Zu begründen ist dieses Wachstum mit dem in Ballungszentren vermehrt auftretenden Wohnanlagen-

<sup>13</sup> Vgl. [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>14</sup> Vgl. [http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/energie\\_austria/](http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/energie_austria/)

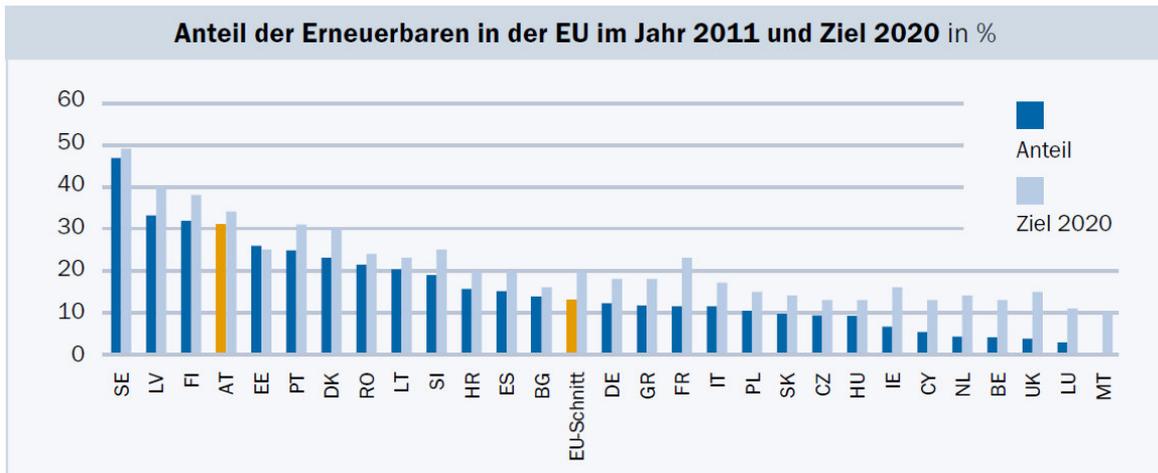
bau, wobei für die notwendige Raumheizung und Warmwasseraufbereitung fast ausschließlich Fernwärme herangezogen wird.



**Abbildung 8: Energieträgermix des energetischen Endverbrauchs in TJ**

Quelle: e-Control - Statistikkbroschüre 2013, S. 7.

Des Weiteren zeigen die abgebildeten Datenreihen auch eine deutliche Progression im Bereich der regenerativen Energien. Der in der Abbildung 8 dargestellte Anteil von erneuerbaren Energien ist mit etwas mehr als 16 % jedoch nicht der gesamte Betrag der österreichischen, regenerativen Bereitstellung, da diese Grafik nur den Energieträgermix des energetischen Endverbrauchs im Sinne der direkten Verwertung zum Ausdruck bringt und mit beispielsweise dem Energieinhalt von Brennholz oder Solarthermie zu bewerten ist. Tatsächlich sind auch in den Teilbereichen der Fernwärme oder elektrischen Energie Erzeugungsverfahren eingegliedert, welche erneuerbarer Natur entsprechen. Im Jahr 2011 betrug der Anteil an regenerativen Energien in Österreich, gemessen am EEV, knapp 31 % sowie im Jahr 2012 mehr als 32 %, was im EU-Durchschnitt eine eindeutige Vorreiterrolle von Österreich auf diesem Gebiet darstellt (siehe Abbildung 9).



**Abbildung 9: Anteil der EE in der EU im Jahr 2011 und Ziel 2020**

Quelle: e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 10.

Neben den bereits genannten Energieträgern, hat auch die elektrische Energie zum momentanen Zeitpunkt ihren Höhepunkt erreicht und bedient mit ca. 217.000 TJ etwa 20 % des österreichischen EEV. Um den gesamten elektrischen Endverbrauch zu beziffern, ist es zusätzlich erforderlich, auch die Bedarfe des nicht-elektrischen Energiesektors<sup>15</sup> zu berücksichtigen. Zusammengefasst ergibt sich damit ein Verbrauch von elektrischer Energie in Österreich für 2011 mit 228.500 TJ bzw. für 2012 mit 230.500 TJ.

## 3.2 Elektrische Energie in Österreich

### 3.2.1 Die österreichische Elektrizitätsbilanz

Betrachtet man demzufolge die derzeitigen Elektrizitätsbilanzen (siehe Abbildung 10), erschließt sich, dass der elektrische, energetische Endverbrauch einen deutlich niedrigeren Wert einnimmt, als die tatsächliche Aufwendung darstellt. Dies resultiert aus den jeweiligen Netzverlusten und dem Eigenbedarf der Kraftwerke, was bedeutet, dass für die Bedarfsdeckung in 2012 von etwa 230.500 TJ bzw. 64.000 GWh eine Bruttobereitstellung von knapp 70.000 GWh erforderlich war. Unter diesem Wert versteht man den sogenannten Inlandsstromverbrauch, der für den Erhalt der tatsächlichen Aufbringung noch mit der Arbeit für Pumpspeicherung und dem Stromexport addiert werden muss. Daraus folgt eine Verwendung von elektrischer Energie im Jahr 2012 von 95.667 GWh.

<sup>15</sup> Zum Beispiel der elektrische Aufwand zur Raffination von Erdöl.

Als Größenvergleich und zur Veranschaulichung dieser Zahlen dient der durchschnittliche, jährliche Stromverbrauch eines 3-Personen-Haushaltes in Österreich, welcher laut e-Control<sup>16</sup> 2012 bei ca. 4.260 kWh bzw. 0,00426 GWh lag.<sup>17</sup>

Elektrizitätsbilanz 2012					
Bilanzposition		2011 in GWh	2012 in GWh	Veränderungen zum Vorjahr in GWh in %	
Endverbrauch (1)		63.454	64.002	548	0,9
Netzverluste		3.470	3.528	58	1,7
Eigenbedarf		2.068	2.120	52	2,5
<b>Inlandstromverbrauch</b>		<b>68.992</b>	<b>69.649</b>	<b>657</b>	<b>1,0</b>
Pumpspeicherung		5.061	5.563	502	9,9
Physikalische Stromexporte		16.777	20.455	3.677	21,9
<b>Verwendung = Aufbringung</b>		<b>90.831</b>	<b>95.667</b>	<b>4.836</b>	<b>5,3</b>
Brutto-Strom- erzeugung	Wasserkraftwerke	37.745	47.570	9.825	26,0
	Wärme- kraftwerke	25.933	22.064	-3.869	-14,9
	Regenerative (2)	1.985	2.586	601	30,3
	Sonstige Erzeugung	192	184		
Physikalische Stromimporte		24.977	23.264	-1.713	-6,9

(1) Entspricht energiebilanztechnisch dem energetischen Endverbrauch, allerdings einschließlich des Stromverbrauchs des nicht-elektrischen Energiesektors

(2) Photovoltaik, Wind und Geothermie

### Abbildung 10: Österreichische Elektrizitätsbilanz 2012

Quelle: e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 21.

## 3.2.2 Die elektrische Energiebereitstellung und installierte Leistung in Österreich

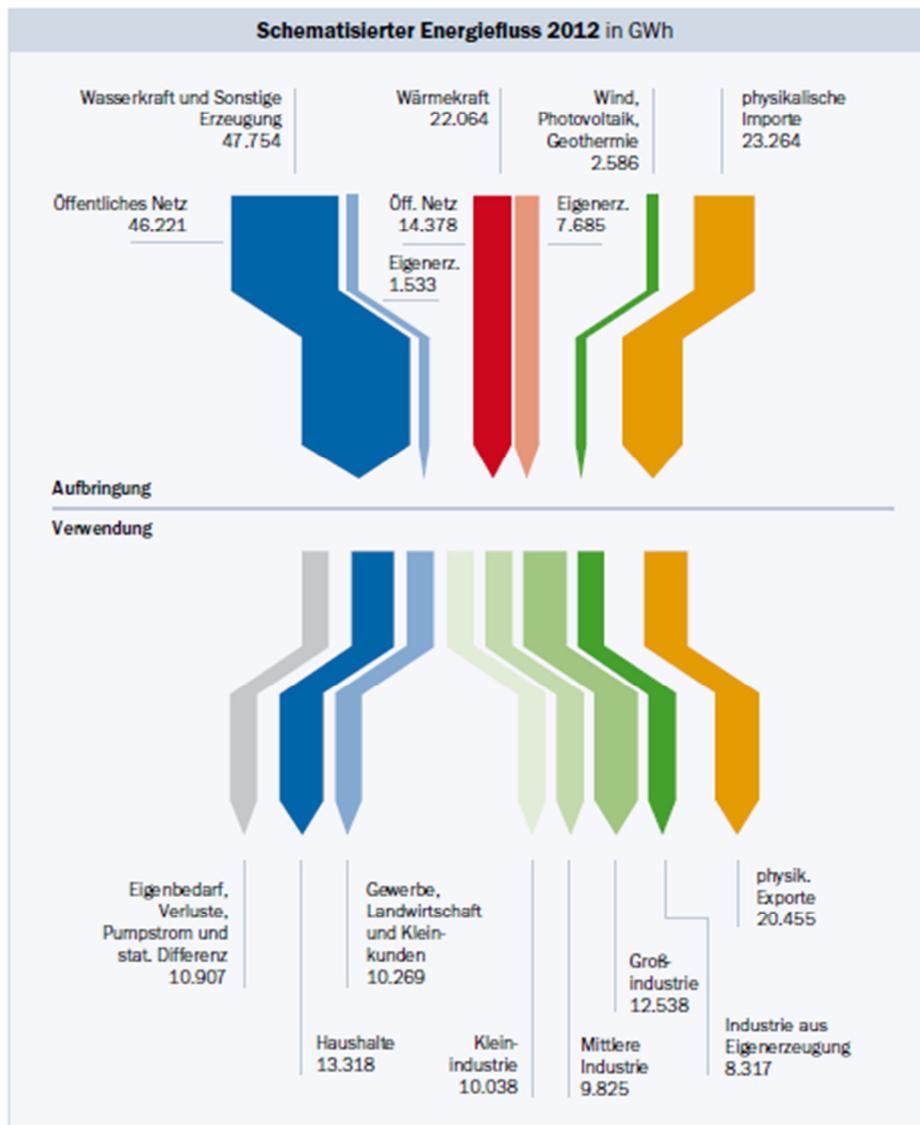
Wird infolgedessen die inländische Strombereitstellung anhand ihrer Erzeugungsverfahren bzw. Kraftwerkstypen analysiert, stellt sich heraus, dass bereits fast zwei Drittel auf Wasserkraft basieren. Insgesamt liegt das Kontingent an erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von elektrischem Strom, gemessen an der inländischen Bruttostromerzeugung von 2012, im Bereich von über 75 % bzw. im Jahr 2013 bei fast 80 %<sup>18,19</sup>. Der restliche Anteil verteilt sich auf konventionelle Erzeugungsverfahren durch Verfeuerung von fossilen Brennstoffen, wobei hier Erdgas den überwiegenden Bereich abdeckt.

<sup>16</sup> Regulierungsbehörde der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Österreich.

<sup>17</sup> Vgl. e-Control - Energieeffizienz 2012, S. 6.

<sup>18</sup> Prozentsatz beinhaltet Wasserkraftwerke, biogene Brennstoffe (in Abbildung 10 in der Rubrik „Wärme-  
kraftwerke“ enthalten) und erneuerbare Energien.

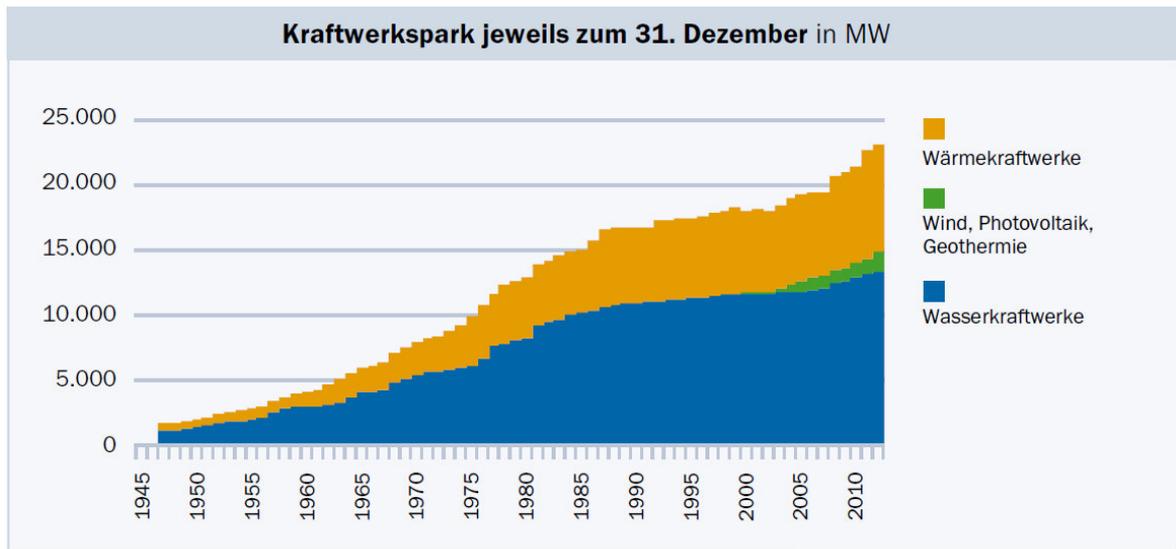
<sup>19</sup> Vgl. <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>



**Abbildung 11: Elektrizität in Österreich**

Quelle: e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 20.

Zudem zeigt die Abbildung 11 die Verteilung der gewonnenen Energie in Bezug auf die Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz für den kommerziellen Verbrauch und die direkte Erzeugung für den Eigengebrauch. Mit dem Begriff Eigenerzeugung werden Stromgestehungsverfahren bezeichnet, die grundsätzlich für die Bedarfsdeckung der eigenen Bedürfnisse angewendet werden. Es ist ersichtlich, dass der Großteil der Eigenerzeugnisse mittels Wärmekraftwerke generiert wird, da diese Möglichkeit der Energiebereitstellung gewissermaßen standortunabhängig ist und überwiegend für die Versorgung der Großindustrie fungiert. Neben der industriellen Nutzung sind jedoch auch Erzeugungsanlagen für den Eigengebrauch im Sinne von Wasserkraft-, Windkraft- oder Photovoltaikanlagen im Privatpersonenbereich angesiedelt. Da das private Pensum an regenerativen Erzeugungsmöglichkeiten von elektrischer Energie momentan aber noch einen derart geringen Anteil an der inländischen installierten Leistung einnimmt, ist dies in der oben angeführten Abbildung 11 zum Teil nicht dargestellt.



**Abbildung 12: Installierte Leistung in Österreich**

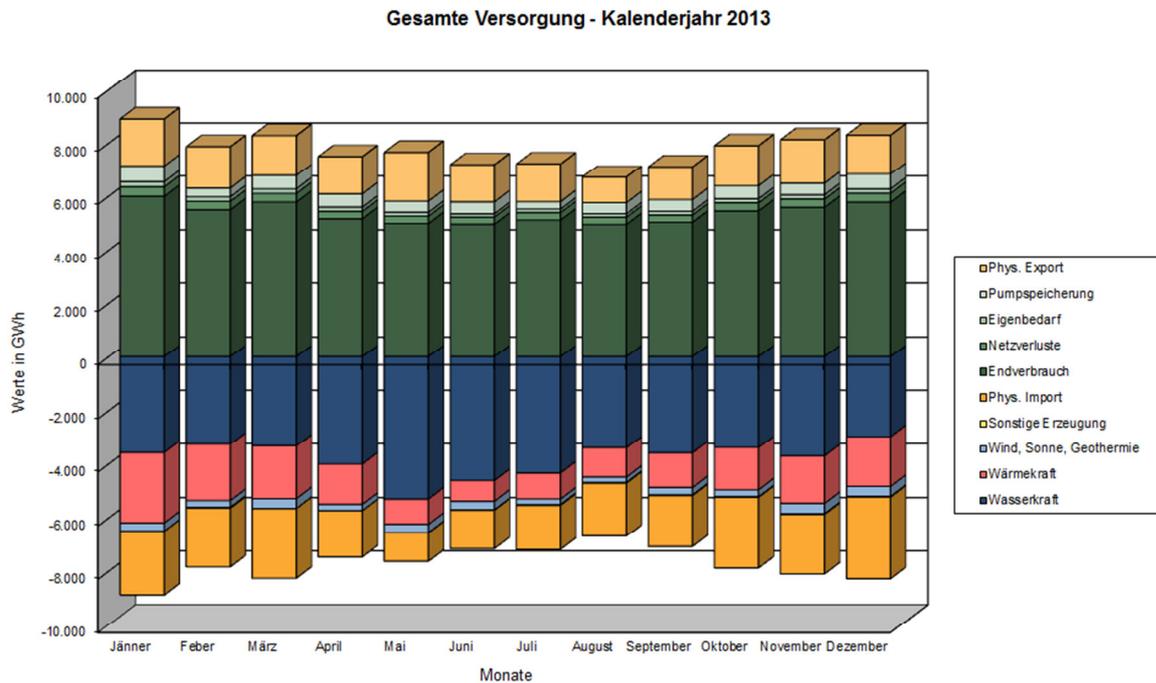
Quelle: e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 25.

Zusammengefasst lag die gesamte installierte Leistung zur Stromerzeugung in Österreich im Jahr 2012 bei 23.164 MW, wobei sich die einzelnen Bereiche des inländischen Kraftwerksparks zu 24 % in Laufwasser-, sowie zu 33 % in Speicherkraftwerke, zu 13 % in andere regenerative Erzeugungsverfahren und zu 30 % in fossil befeuerte Wärmekraftwerke gliedern.<sup>20</sup> Abzüglich des anlageninternen Verbrauchs ergibt sich daraus eine Nettoengpassleistung von 22.535 MW. Theoretisch gesehen, wäre somit eine jährliche Nettostromerzeugung von knapp 200.000 GWh<sup>21</sup> möglich. Dieser Ansatz ist hingegen in der Praxis nicht verwendbar, denn es werden damit keine Anlagenstillstände für Revisionen, ungeplante Ausfälle oder das naturgegebene Dargebot für Wasser-, Wind- und Photovoltaikkraftwerke berücksichtigt. Weiters hätte eine Einspeisung dieser Menge an elektrischer Energie einen Totalausfall der Verteilungsnetze zur Folge, da die Abnahme und der daraus folgende Verbrauch nicht gegeben ist und die Netzstruktur überlastet werden würde. Es ist daher erforderlich, elektrische Energie bedarfsorientiert bereitzustellen, zumal eine sinnvolle Speicherung aus heutiger Sicht technisch und ökonomisch ausschließlich mittels Pumpspeicherung umgesetzt werden kann, hierfür aber die notwendigen Ressourcen nicht in einem dafür benötigten Ausmaß zur Verfügung stehen. Demzufolge muss auf den vorliegenden Bedarf und dessen Schwankungsbreite bereits bei der Erzeugung Rücksicht genommen werden, was eine Einteilung der Kraftwerksverfahren in Grund-, Mittel- und Spitzenlastversorgung erfordert. Die Notwendigkeit dieser Einteilung und die daraus folgende Regelleistung wird in Abbildung 13 gezeigt, da der Energiewirtschaft, über das Jahr betrachtet, eine deutliche Variation von Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie zugrunde liegt. Es herrscht in den Wintermonaten erfahrungsgemäß ein höherer Energiebedarf als im Sommer. Zusätzlich schwankt auch die mögliche abgebbare Menge an elektrischer Energie der jeweiligen Erzeugungsverfahren. Beispielsweise ist das Dargebot an Was-

<sup>20</sup> Vgl. e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 25.

<sup>21</sup> Bei einer jährliche Vollaststundenzahl von 8760 h.

ser für Lauf- und Speicherkraftwerke sehr stark saisonal abhängig, wodurch eine Verringerung der Einspeisung durch Wasserkraft in den kälteren Monaten zu verzeichnen ist.



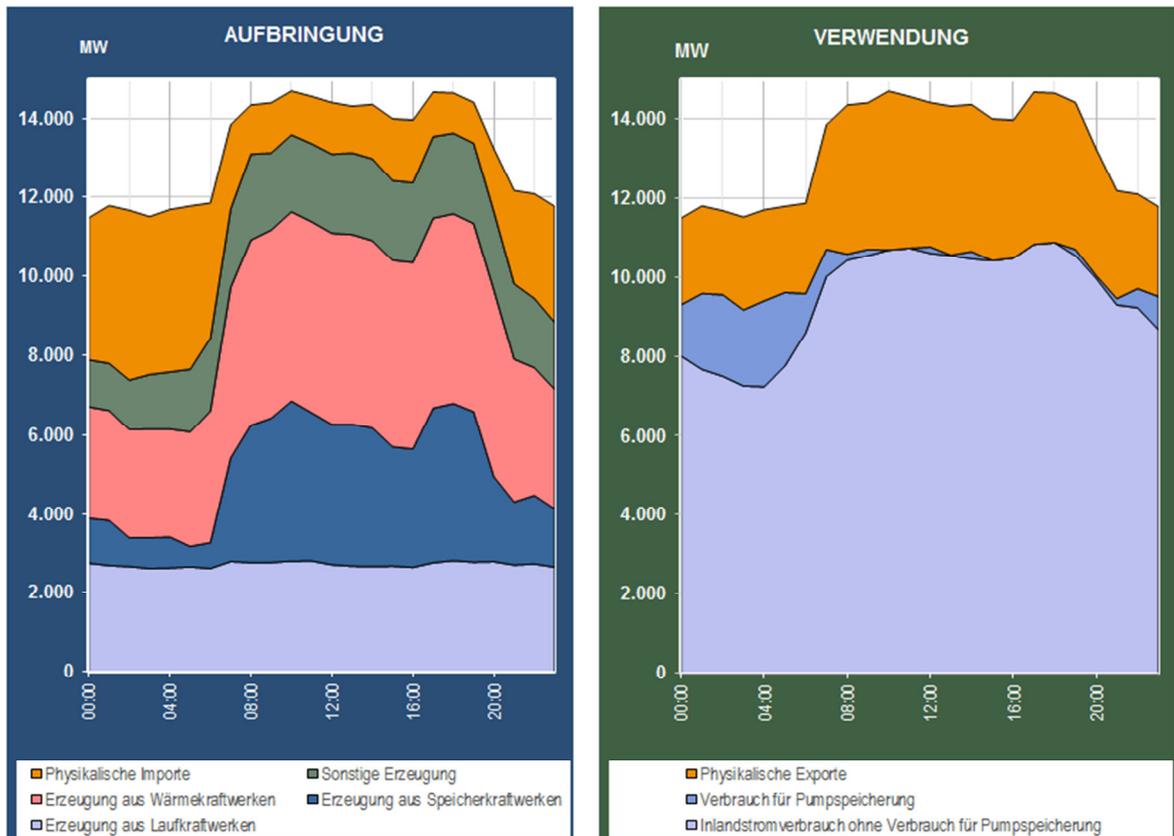
**Abbildung 13: Monatsbilanzen der elektrischen Energieversorgung**

Quelle: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2013>

Weiters steigt der Versorgungsanteil aus kalorischen Kraftwerken zu den Wintermonaten an. Der Hintergrund dieses Umstandes ist mit der höheren Nachfrage an Fernwärme zu erklären, da ein Großteil der Wärmekraftwerke über eine Kraft-Wärme-Kopplung verfügt und somit auch die Aufgabe der Bereitstellung von thermischer Energie erfüllen muss. Da Fernwärme in Anlagen, welche die primäre Funktion haben, elektrische Energie zu generieren, als Nebenprodukt der Stromgestehung einzuordnen ist, aber eine alleinige Fernwärmeproduktion für viele bestehende Kraftwerkskonzeptionen als unwirtschaftlicher Betrieb anzusehen ist, wird im Bedarfsfall die Leistung des gesamten Kraftwerks und entsprechend auch die Stromproduktion erhöht.

Viel deutlicher als in den Monatsbilanzen werden die Bedarfsschwankungen in der täglichen Lastverteilung ersichtlich. Die e-Control stellt für jeden dritten Mittwoch eines Kalendermonats eine Lastverteilungskurve zur Verfügung, wobei hier zur Veranschaulichung die beiden Minima und Maxima der stündlichen Leistungsermittlung des Inlandstromverbrauches aus dem Jahr 2013 herangezogen wurden. Am 16. Jänner 2013 um 18:00 Uhr wurde mit 10.873 MW der höchste und am 15. Mai 2013 um 04:00 Uhr mit 5.791 MW der niedrigste inländische Leistungsbedarf ermittelt. Zusätzlich zu dem Inlandsstromverbrauch werden in den Kurven die jeweiligen Bereitstellungsverfahren dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich der Anteil der Laufwasserkraft kaum verändert und somit auf die Bedarfsschwankungen keinen Einfluss nehmen kann. Zur Mittel- und Spitzenlastabdeckung zwischen 08:00 und 20:00 Uhr wird vorwiegend die Möglichkeit der Speicherkraftwerke genutzt, um rasch auf die Variation des Bedarfes reagieren zu können. Weiters ist im oben genann-

ten Zeitraum, in den Wintermonaten, auch eine Steigerung der Energiebereitstellung von kalorischen Kraftwerken zu verzeichnen. Dies ist zum einen mit der Leistungsanpassung angesichts der Bedarfserhöhung von elektrischem Strom erklärbar, zum anderen mit der während der Tagesstunden ebenfalls verstärkt erforderlichen Wärmebereitstellung. Unter der Kurve für sonstige Erzeugung werden zum Großteil alle erneuerbaren Energiebereitstellungsvarianten, wie Windkraft, Geothermie und Photovoltaik, eingeordnet. Aus ihr ist nachvollziehbar, dass ähnlich wie bei Laufkraftwerken auf Bedarfsspitzen nicht reagiert werden kann. Die notwendige Regelleistung muss entweder von Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerken sowie von Gas- bzw. GuD-Anlagen übernommen werden.



**Abbildung 14: Lastverteilungskurve 16.01.2013**

Quelle: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2013>

Betrachtet man nun die Lastverteilungskurve vom Mai 2013, ist ein weitaus höherer Anteil der Laufkraftwerke zu verzeichnen, wobei der Beitrag von Wärmekraftwerken auf ein Minimum reduziert wurde, was auf eine verringerte Nachfrage an Fernwärme hindeutet. Zudem beruht in den Sommermonaten fast die gesamte Regelleistung auf Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

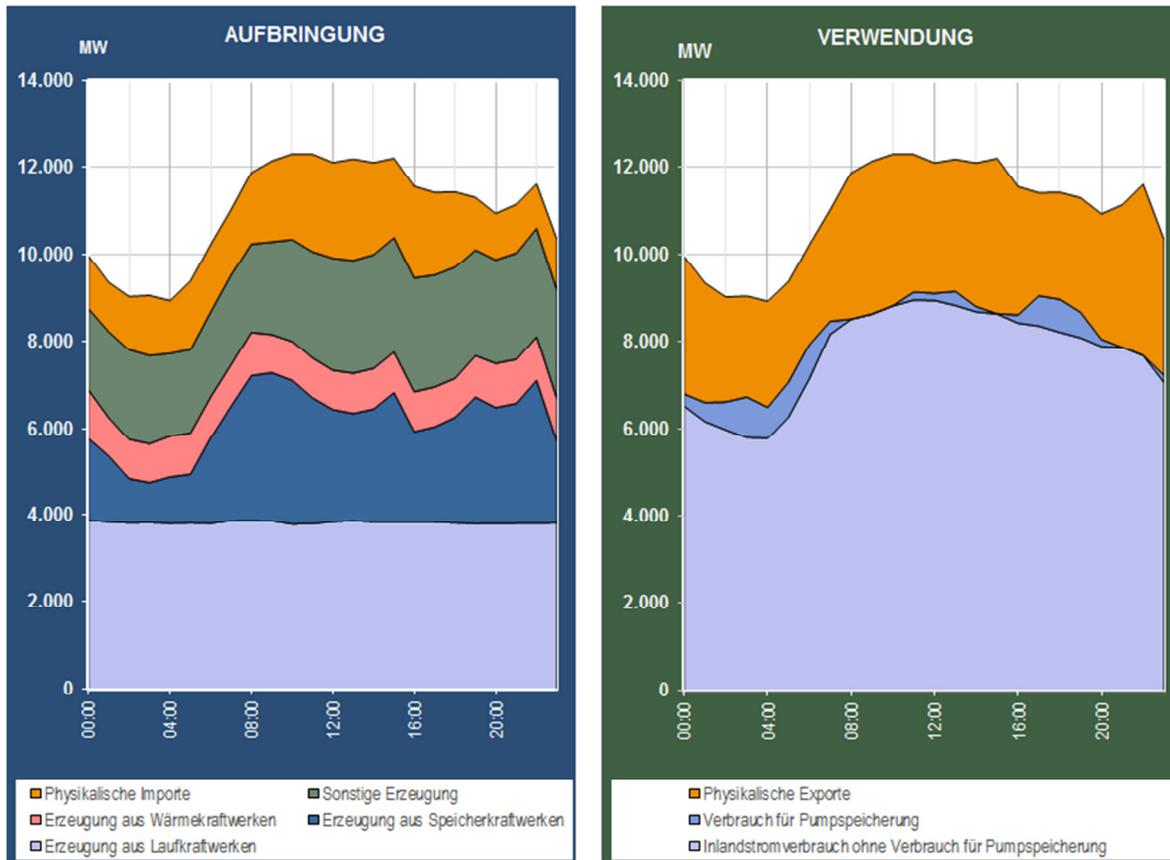


Abbildung 15: Lastverteilungskurve 15.05.2013

Quelle: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2013>

### 3.2.3 Die österreichische Energiepolitik – Das Ökostromgesetz

„Durch das Ökostromgesetz 2002 und die dazu erlassene Einspeisetarifverordnung 2002 kam es erstmals in Österreich zu einer sehr dynamischen und erfolgreichen Entwicklung des Ökostromsektors. Das lässt sich unter anderem daran erkennen, dass im Jahr 2008 ein Ökostromanteil (ohne Wasserkraft) von über 8 % erreicht und damit das gesetzliche Mindestziel von 4 % deutlich übertroffen wurde. Nicht zuletzt aufgrund dieser mehr als erfolgreichen Entwicklung wurden Rufe nach einschneidenden Änderungen laut, die schlussendlich in der Novelle 2006 ihren Niederschlag fanden. Mit dieser Novelle kam es defakto zu einer völligen Stagnation bei der Errichtung von Ökostromanlagen. Die Daten der e-Control und der Ökostromabwicklungsstelle OMAG verdeutlichen dies nachdrücklich. Erst durch weitere Gesetzesnovellen in den Jahren 2008 und 2009 kam wieder Bewegung in die Branche, und eine Reihe neuer Projektanträge wurden bei der OMAG zwecks Vertragsabschluss eingereicht. Insbesondere in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik waren die zur Verfügung stehenden Fördermittel rasch ausgeschöpft, was einen großen Rückstau bei der Vertragsabwicklung aufgrund unzureichender Fördermittel zu Folge hatte - beispielsweise hätten manche PV-Anlagen erst um das Jahr 2020 errichtet werden können. Diese für Investoren und Politik gleichermaßen unbefriedigende Situation führte zur Notwendigkeit, das Gesetz neuerlich zu novellieren. Im Lichte der Atomkatastrophe in Japan wurde unter Federführung des Wirtschaftsministers eine Regierungsvorlage erarbeitet, die ein klares und langfristiges Signal

in Richtung Ökostrom gesetzt hat. Auch im Zuge der parlamentarischen Verhandlungen fand sich eine große Mehrheit für ein fortschrittliches Gesetz in Form des Ökostromgesetzes 2012, das sich zweifelsohne positiv auf die Innovationskraft, Beschäftigung, inländische Wertschöpfung und dem Ausbau des regenerativen Energiestatus ausgewirkt hat.“<sup>22</sup>

„Mit dem Energie- und Klimapakett hat sich die Europäische Union 2008 das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent zu reduzieren, den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 20 Prozent zu erhöhen und die Energieeffizienz um 20 Prozent zu steigern. In der EU-Richtlinie 2009/28/EG über erneuerbare Energien wurden neben dem EU-Gesamtziel dazu auch individuell-verbindliche nationale Ziele festgelegt. Österreich hat sich zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch auf 34 Prozent verpflichtet.“<sup>23</sup>

Zur Erreichung dieser Absichten sind mit dem Ökostromgesetz 2012 folgende Ziele definiert worden:

„... (2) Bis zum Jahr 2015 ist die Neuerrichtung und Erweiterung von Anlagen in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass durch Anlagen mit Kontrahierungspflicht durch die Ökostromabwicklungsstelle und durch Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss ein Gesamtstromanteil von 15%, gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen, erzeugt wird. In diesem Zielwert ist die Stromerzeugung aus neu errichteten Kleinwasserkraftanlagen sowie mittleren Wasserkraftanlagen sowie die durch Optimierung und Erweiterung von bestehenden Kleinwasserkraftanlagen erzielte zusätzliche Stromerzeugung seit Inkrafttreten des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, enthalten, nicht jedoch die Neuerrichtung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW.

(3) Zur Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist von 2010 bis 2015 die mengenmäßig wirksame Errichtung von zusätzlich 700 MW Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von insgesamt 3 500 GWh, inklusive den Effekten von Revitalisierungsmaßnahmen und Erweiterungen bestehender Anlagen), davon 350 MW Klein- und mittlere Wasserkraft (mit einer auf das Regeljahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung in Höhe von 1 750 GWh), die Errichtung von 700 MW Windkraft (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von 1 500 GWh), 500 MW Photovoltaik (mit einer auf das Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 500 GWh) sowie, bei nachweislicher Rohstoffverfügbarkeit, die Errichtung von 100 MW Biomasse und Biogas (mit einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen, zusätzlichen Ökostromerzeugung von 600 GWh) anzustreben.

---

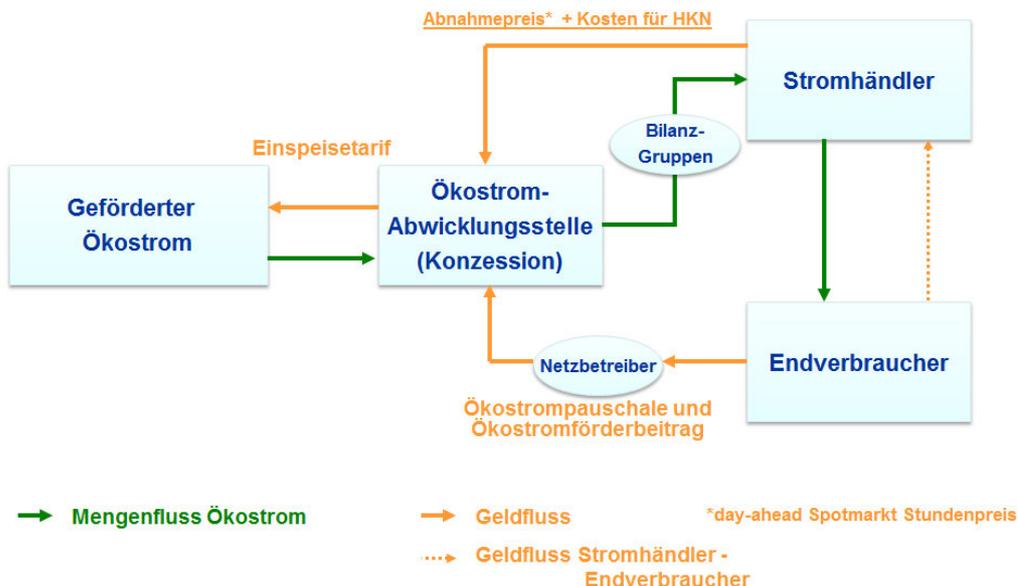
<sup>22</sup> Vgl. [http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare\\_energie/Oekostromgesetz.html](http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/energiewende/erneuerbare_energie/Oekostromgesetz.html)

<sup>23</sup> Vgl. <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/einfuehrunggrundlagen-erzeugung/oekostromfoerderung.html>

(4) Für die einzelnen Ökostromtechnologien werden für den Zeitraum 2010 bis 2020 folgende mengenmäßigen Ausbauziele festgelegt:

1. Wasserkraft: 1 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;
2. Windkraft: 2 000 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 4 TWh), soweit eine Verfügbarkeit der Standorte gegeben ist;
3. Biomasse und Biogas: 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,3 TWh), soweit eine nachweisliche Verfügbarkeit der eingesetzten Rohstoffe gegeben ist;
4. Photovoltaik: 1 200 MW (entspricht einer auf ein Durchschnittsjahr bezogenen zusätzlichen Ökostromerzeugung von ca. 1,2 TWh)...<sup>24</sup>

Um diese Vorhaben umzusetzen, wurde mit dem Ökostromgesetz gleichzeitig ein Förderungssystem festgesetzt, das die Stromerzeugung aus den oben angeführten erneuerbaren Systemen für die jeweiligen Betreiber attraktiver gestalten soll. Das Förderungssystem (siehe Abbildung 16) sieht eine Unterstützung bei der Errichtung sowie eine Vergütung des erzeugten Stromes zu festgesetzten Einspeisetarifen vor, welche in der Regel über dem durchschnittlichen Marktpreis liegen.



**Abbildung 16: Das Ökostrom-Fördersystem**

Quelle: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem>

<sup>24</sup> Vgl. Ökostromgesetz 2012, §4. ff.

Die am 1. Oktober 2006 eigens eingerichtete Ökostromabwicklungsstelle OMAG fungiert als zentraler Knotenpunkt für die Verteilung und Vergütung des erzeugten Ökostroms. Die Betreiber von Erzeugungsanlagen im Sinne des Ökostromgesetzes veräußern die erzeugte Energie an die OMAG und erhalten dafür die, gemäß der jeweils gültigen Ökostromeinspeiseverordnung festgelegten Einspeisetarife. Die Ökostromabwicklungsstelle verteilt den bezogenen Strom an die jeweiligen Stromhändler und Netzbetreiber, welche in einem festgesetzten Rahmen verpflichtet sind, die Energie über ihre Netze zu verteilen. Der abnahmeverpflichtende Anteil der Lieferanten an Ökostrom richtet sich nach dem entsprechenden, gesamten Marktanteil an der elektrischen Energieverteilung. Liegen die Marktanteile eines Versorgers von elektrischer Energie etwa bei 10 %, ist er gemäß Gesetz verpflichtet, 10 % der verteilten Strommenge mit abgenommenem Ökostrom zu bedienen.

Seit dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2002 zu Beginn des Jahres 2003 haben sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Förderung von Ökostromanlagen deutlich verändert. Diese Änderungen beziehen sich nicht alleine auf die festgesetzten Einspeisetarife, sondern auch auf die Anerkennung von förderungswürdigen Anlagen. Waren vergleichsweise im Jahr 2002 Photovoltaikanlagen mit keiner Leistungsgrenze behaftet, kann eine Förderung seit 2014 nur für Anlagen geltend gemacht werden, die eine installierte Leistung bis maximal 350 kW<sub>Peak</sub> aufweisen. Ähnliches gilt für Wasserkraftanlagen, die nur bis zu einer Spitzenleistung von 2 MW als förderungswürdig angesehen werden können. Anders erfolgte dies bei Windkraft- und Biomasseanlagen, die in diesem Sinne weitestgehend unangetastet blieben. Die Abbildung 17 veranschaulicht die durchschnittliche Vergütung von elektrischer Energie mittels regenerativen Energiesysteme im Sinne des Ökostromgesetzes und zeitgleich den, durch die e-Control errechneten, durchschnittlichen Marktpreis.

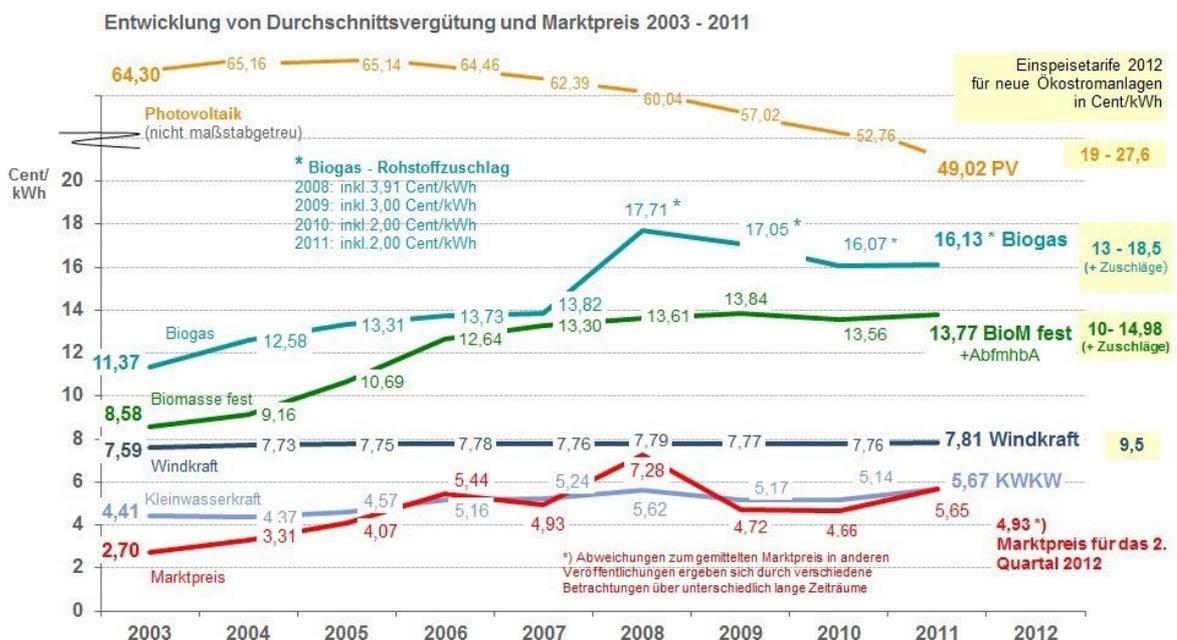


Abbildung 17: Durchschnittsvergütung und Marktpreis

Quelle: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderungen/einspeisetarife-marktpreise>

### 3.2.4 Elektrische Energie als Wirtschaftsgut – Der Stromhandel

Elektrische Energie stellt schon seit langem keine reine Notwendigkeit zur Bedarfsdeckung von menschlichen Bedürfnissen dar, sondern verkörpert heute mehr denn je ein stark umworbene Wirtschaftsgut. Auf Grund der steigenden Frequenz von Import und Export elektrischer Energie, wird Strom seit geraumer Zeit als eine börsennotierte Ware gehandelt. Die Energy Exchange Austria (EXAA) sowie die European Energy Exchange (EEX) sind für Österreich in diesem Bereich eine der wichtigsten Handelsplattformen, welche den Warenverkehr von Energie ermöglichen und dadurch den aktuellen Preis für den Kauf und Verkauf von Strom wiedergeben.

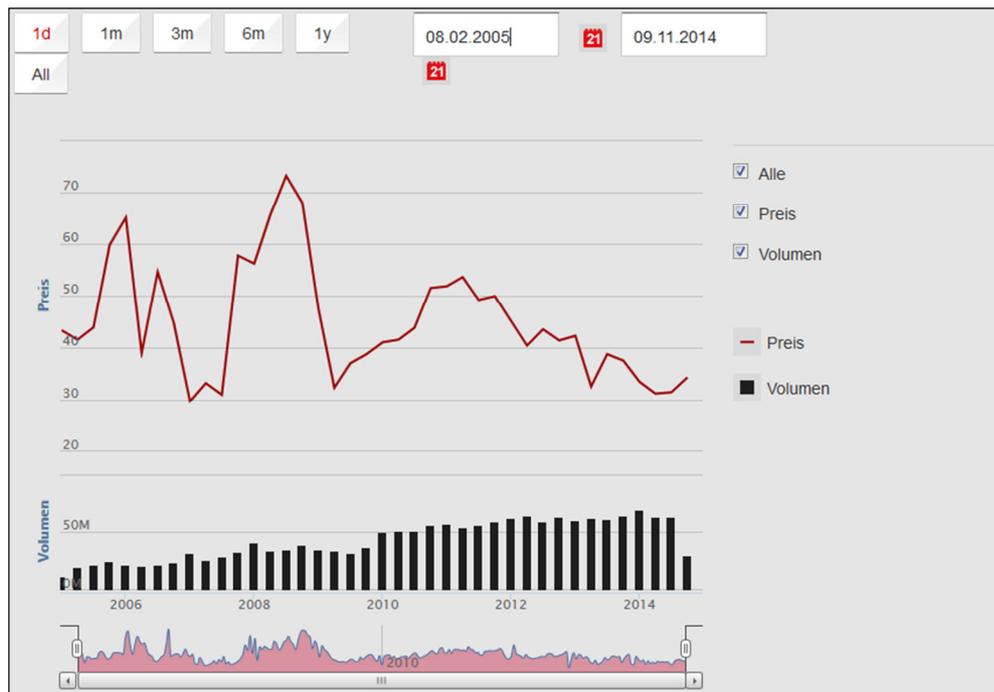
Die europäische Energiebörse mit Sitz in Leipzig ist die führende Energiebörse in Kontinentaleuropa. An ihr wird Strom aus vielen europäischen Ländern frei gehandelt. Inzwischen hat sich die EEX darüber hinaus zu einem internationalen Marktplatz erweitert, auf dem über 200 Börsenteilnehmer aus 19 Ländern agieren. Die Börse steht jedem Produzenten offen, der sein Produkt auf dem Energiemarkt vermarkten möchte und den Zulassungsprozess durchlaufen hat. Alternativ kann auch ein von der EEX anerkannter Händler mit der Vermarktung beauftragt werden. Strom wird an der EEX entweder auf dem Spotmarkt oder auf dem Terminmarkt gehandelt, wobei sich der Spotmarkt der EEX in Paris befindet und unter dem Namen EPEX SPOT bekannt ist. Der Spotmarkt dient als Handelsplatz für kurzfristig lieferbaren Strom innerhalb von 1-2 Tagen (Intraday-Markt bzw. Day-Ahead-Markt), während auf dem Terminmarkt längerfristige Lieferverträge (Futures) geschlossen werden. Neben Strom werden an der Börse jedoch auch Erdgas, Kohle sowie CO<sub>2</sub>-Zertifikate gehandelt. Die Energy Exchange Austria ist dagegen ein österreichischer Börsenplatz für Energieprodukte und fungiert als Abwicklungsstelle für Börsengeschäfte, beispielsweise mit Strom und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten. Seit 2002 ist der Spotmarkthandel mit Strom über die EXAA möglich, der Handel erfolgt ausschließlich über das von der EXAA eingerichtete Handels- und Abwicklungssystem. Dem gegenüber bietet die Wiener Strombörse seit 2012 als erster Marktplatz in Europa auch den Handel mit Ökostrom an. An den Börsen gehandelte Elektrizität gilt bei der Stromkennzeichnung als sogenannter Graustrom, also Strom unbekannter Herkunft, wogegen Ökostrom als Grünstrom bezeichnet wird.<sup>25</sup>

Die Abbildung 18 zeigt den von der EEX veranschlagten Strompreis PHELIX Day Base<sup>26</sup> für Grundlast der letzten 9 Jahre. Es ist im Mittelwert eine stetig fallende Tendenz des Kurses zu verzeichnen, welcher sich zum gegebenen Zeitpunkt bei etwa 35 €/MWh bzw. 0,035 €/kWh eingestellt hat. Zusätzlich ist in dem unteren Teil des Diagramms ersichtlich, dass sich auch das gehandelte Volumen der physikalischen Strommenge im letzten Jahrzehnt deutlich verändert und kontinuierlich zugenommen hat.

---

<sup>25</sup> Vgl. <http://www.next-kraftwerke.at/glossar/strommarkt/eex-exaa>

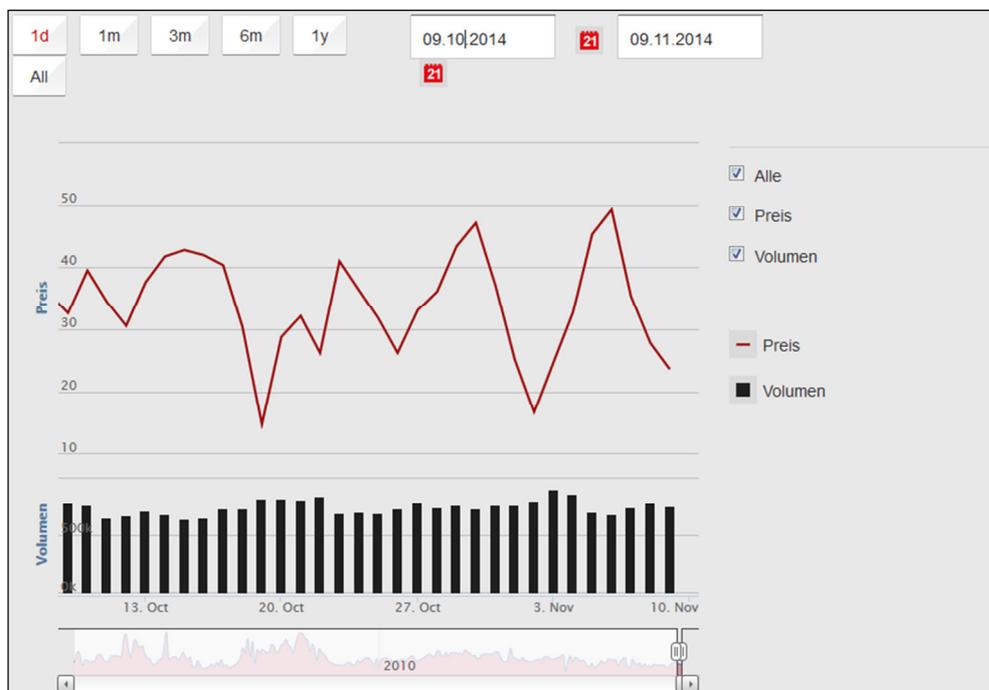
<sup>26</sup> Physical Electricity Index: Durchschnittswert der gehandelten physikalischen Stromprodukte.



**Abbildung 18: Phelix Day Base 08.02.2005-09.11.2014**

Quelle: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt>

Variiert man die Auflösung der Darstellung und grenzt diese auf den Bereich von einem Monat ein, erschließt sich, dass die gehandelten Strommengen momentan maximal einen Spitzenpreis von etwa 50 €/MWh erreichen, sich aber auch deutliche Tiefpunkte mit etwa 15 €/MWh einstellen (siehe Abbildung 19).



**Abbildung 19: Phelix Day Base 09.10.2014-09.11.2014**

Quelle: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt>



## 4 Formen der Elektrizitätsversorgung in Österreich

In Österreich sind die unterschiedlichen Möglichkeiten der elektrischen Energieversorgung breit gefächert aufgestellt. Diese reichen von konventionellen, kohlebefeuernden Blockheizkraftwerken bis zu umweltfreundlichen Windkraftanlagen. In den nachfolgenden Kapiteln werden die wichtigsten Kraftwerkstypen und ihre technischen Hintergründe näher erläutert.

### 4.1 Die konventionelle Energiebereitstellung mittels fossiler Energieträger

Bei konventionellen Erzeugungsverfahren basiert der Umwandlungsprozess meist auf der Verbrennung von fossilen Rohstoffen. Durch deren thermische Behandlung wird direkt oder indirekt kinetische Energie generiert, welche einen elektrischen Generator bedient. Als Primärenergieträger wird im fossilen Sektor momentan ausschließlich Kohle oder Erdgas eingesetzt, worauf sich die nachfolgenden Ausführungen beziehen. Österreich verfügt zwar auch über Anlagen, welche durch Erdölprodukte befeuert werden können, diese sind aber größtenteils stillgelegt oder befinden sich im Kaltreservemodus und stellen somit keinen Beitrag zur momentanen Situation dar.

#### 4.1.1 Kohle

Als Kohlekraftwerke bezeichnet man thermische Anlagen, welche durch Verbrennung von Kohleprodukten dessen chemisch gebundene Energie in Form von Wärme freisetzen und in weiterer Folge für die Bereitstellung elektrischer Energie verwenden. Diese Kraftwerksausführung wird zum überwiegenden Teil für die elektrische Grundlastversorgung angewendet, da anlagentechnisch eine mittel- und kurzfristige Leistungsregulierung nur schwer bzw. überhaupt nicht möglich ist. als verwendeter Brennstoff dient in erster Linie Stein- sowie auch Braunkohle.

Kohle inklusive aller weiteren Kohleerivate wie Koks oder Briketts stellten 2012 in Österreich etwa 9,6 %<sup>27</sup> des Bruttoinlandsverbrauchs dar sowie 8,6 %<sup>28</sup> des elektrischen energetischen Endverbrauchs. Die heimische Kohleförderung umfasste in den letzten Jahrzehnten ausschließlich den Abbau von Braunkohle und wurde 2005 endgültig eingestellt. Der letzte kohleproduzierende Betrieb im Sinne der GKB-Bergbau GmbH förderte bis zur Stilllegung noch etwa 1 Million Tonnen

---

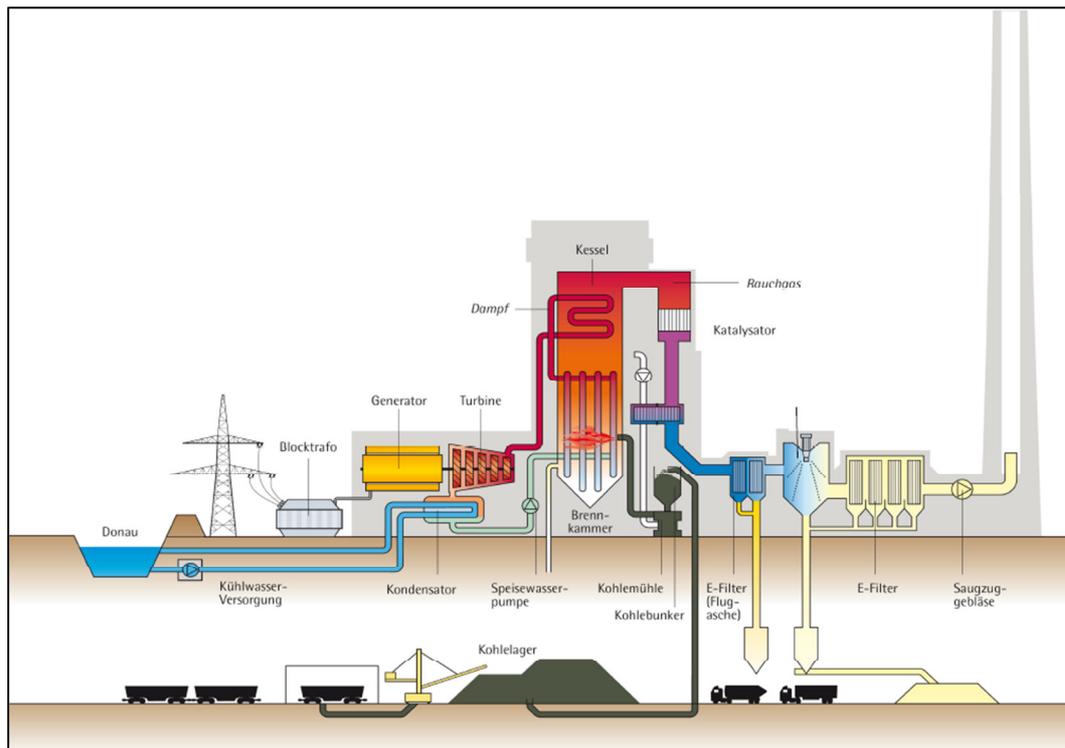
<sup>27</sup> Vgl. [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>28</sup> Vgl. e-Control - Statistikbroschüre 2013, S. 24.

Braunkohle pro Jahr. Kurze Zeit nach der Beendigung des inländischen Kohleabbaus wurde auch das letzte Braunkohlekraftwerk in Voitsberg im Jahr 2006 abgeschaltet. Derzeit befinden sich in Österreich nur mehr wenige Kohlekraftwerke im Einsatz. Diese werden ausschließlich mit Steinkohle durch Auslandsimport betrieben.<sup>29</sup>

Der Hauptbestandteil von Kohle ist Kohlenstoff und stellt gleichzeitig dessen Qualitätsmerkmal durch den sogenannten Heizwert dar. Je nach Grad der Inkohlung, also dem Umwandlungsprozess von abgestorbenem, pflanzlichem Material zu Kohle, kann der Kohlenstoffgehalt von 65 % (Braunkohle) bis zu 95 % (Steinkohle in Form von Anthrazit) betragen. Erfolgt eine vollständige Umwandlung des Ausgangsmaterials in Kohle, wird von Graphit gesprochen, welches zu 100 % aus Kohlenstoff besteht, allerdings nicht mehr als Kohle definiert wird. Neben Kohlenstoff können auch noch andere Bestandteile wie Wasserstoff, Sauerstoff, Schwefel oder Stickstoff enthalten sein, die in ihrer Konzentration mit dem Fortschritt der Inkohlung abnehmen.<sup>30</sup>

Das leistungsstärkste Kohlekraftwerk in Österreich stellt das Kraftwerk Dürnrohr dar. Es besteht aus 2 Blöcken, welche zusammen über eine installierte Leistung von 738 MW<sub>el</sub> verfügen. Weitere kohlebefeuerte Anlagen sind die Kraftwerke Mellach und Riedersbach, die demgegenüber aber weitaus geringere Leistungsdaten aufweisen.



**Abbildung 20: Anlagenschema des Kraftwerks Dürnrohr**

Quelle: Umwelterklärung 2012 Kraftwerk Dürnrohr, S. 6.

<sup>29</sup> Vgl. e-Control - Statistikkbroschüre 2013, S. 30.

<sup>30</sup> Vgl. Diekmann ; Rosenthal (2014), S. 16.

Die Umwandlung von Kohle in thermische und weiter in elektrische Energie basiert wie in den meisten kalorischen Kraftwerken auf einem Wasser-Dampf-Kreislauf. Der Primärenergieträger wird in einer Mühle zu feinem Staub vermahlen und in einem Kohlebunker gespeichert. Die Zuführung des Brennstoffes in den Verbrennungsraum erfolgt durch ein Gebläse, welches erhitzte Luft zusammen mit der gemahlene Kohle in die Brennkammer einbläst. Dort wird durch Zufeuerung mittels anderer Brennstoffe oder der bereits ablaufenden Verbrennung die chemisch gebundene Energie der Kohle freigesetzt und in thermische Energie umgewandelt. Die nun vorliegende Wärme in Form von heißen Abgasen erhitzt das durch die Speisepumpe unter hohem Druck in den Kessel geförderte Arbeitsmedium Wasser bis zu verfahrenstechnisch definierten Druck- und Temperaturgrenzen. Die Wärmeübertragung erfolgt so lange, bis die Mediumtemperatur des Speisewassers die jeweilige Verdampfungstemperatur erreicht hat, welche von dem vorliegenden Speisewasserdruck abhängig ist. Es erfolgt nun ein Wechsel des Aggregatzustandes, wobei das Arbeitsmedium in Wasserdampf umgewandelt wird. Diesem nun vorliegenden Satttdampf wird anschließend in einem Überhitzer weiter Energie mittels Wärme zugeführt. Die Überhitzung hat zum einen die Aufgabe, den im Satttdampf eventuell möglichen, noch flüssigen Wasseranteil in Dampf umzuwandeln, da dieser beim Auftreffen auf die Turbinenschaufeln einen erhöhten Verschleiß bis zu einen Totalausfall der Maschine verursachen kann. Zum anderen stellt die Überhitzung eine Erhöhung des Wirkungsgrades dar. Gemäß den Kreisprozessen von Carnot und Clausius-Rankine, auf denen kalorische Kraftwerke basieren, kann die Steigerung der Effizienz einer Wärmekraftanlage nur durch die Erhöhung der Temperaturdifferenz vor und nach der Arbeitsmaschine erfolgen. Da eine Absenkung der Temperatur nach der Turbine in den meisten Fällen nicht mehr möglich ist, versucht man, die Frischdampf Temperatur weitestgehend zu erhöhen.

Es hat sich bei modernen Großkraftwerken zum gegebenen Zeitpunkt eine Verfahrensweise mit einer Frischdampf Temperatur von 565 bis 620 °C und einem Frischdampfdruck von 250 bis 300 bar bewährt. Diese Druck- und Temperaturverhältnisse stellen derzeit die technischen Einsatzgrenzen der im Kesselbau verwendeten Werkstoffe dar. Da stetig die Erhöhung der Wirkungsgrade und die damit verbundene Temperatursteigerung angestrebt wird, wird derzeit an einem Einsatz von Nickel-Basis-Legierungen in der Kraftwerkstechnik gearbeitet. Mit Hilfe dieser Materialien ist eine Frischdampf Temperatur von bis zu 720 °C, gepaart mit einem Frischdampfdruck von 350 bar, möglich. Damit wären theoretisch Wirkungsgrade von 50 % und mehr verwirklichtbar.<sup>31</sup>

Die im Überhitzer zugeführte Wärmemenge verursacht eine sogenannte isobare Zustandsänderung, wobei der Druck konstant bleibt, demzufolge sich jedoch das nutzbare Dampf volumen erhöht. Sobald die Überhitzung des Frischdampfes erfolgt ist, wird das nunmehr als Heißdampf bezeichnete Medium auf die Turbine geleitet. Durch die Entspannung des Mediums innerhalb der Turbine wird die zugeführte thermische Energie in rotatorische bzw. kinetische Energie und weiters mit Hilfe eines nachgeschaltetem Generators in elektrischen Strom umgewandelt. Gemäß dem vereinfachten Kreisprozess würde nun eine Kondensation des entspannten Dampfes durch Abkühlung mittels Frischwasser- oder Kühlturmverfahren erreicht und das Kondensat wiederaufbereitet

---

<sup>31</sup> Vgl. Dubbel (2011), S. R50.

dem Speisewasserbehälter zugeführt werden. In modernen Großkraftwerken wird die Entspannung des Dampfes hingegen auf mehrere Turbinen aufgeteilt, wobei Hoch-, Mittel- und Niederdruckturbinen nacheinander beaufschlagt werden. Zwischen den einzelnen Stufen erfährt das Arbeitsmedium abermals eine Überhitzung in isobarer Form, was eine weitere Wirkungsgradsteigerung zur Folge hat. Eine zusätzliche Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades wird bei vielen Kraftwerken durch eine Fernwärmeauskopplung verwirklicht. Hierzu wird über einen Wärmetauscher zwischen Turbinenausgangsseite und Kondensator die enthaltene Restwärme dem Arbeitsmedium entnommen und auf den Fernwärmekreislauf übertragen. Da die Temperaturdifferenz zwischen Frischdampfversorgung und Kondensator gesteigert wird, erhöht sich damit auch der Wirkungsgrad der gesamten Anlage.

### 4.1.2 Erdgas

Im Gegensatz zu den bereits erwähnten Kohlekraftwerken nutzen Gaskraftwerke als Brennstoff Erdgas. Knapp 22 %<sup>32</sup> des Bruttoinlandsverbrauchs von Österreich wurden 2012 durch Erdgas gedeckt. Gas stellte damit hinter Erdöl die zweitwichtigste Primärquelle der Energieversorgung dar.<sup>33</sup> Zudem beruhen im Jahr 2012 13,3 %<sup>34</sup> der inländischen Elektrizitätserzeugung auf Erdgas. Der Beginn der energiewirtschaftlich relevanten Erdgasförderung in Österreich war im Jahre 1931 durch eine Bohrung südlich von Wien in Oberlaa entstanden, wobei der gewonnene Brennstoff in das Elektrizitätswerk Simmering eingespeist wurde. Durch stetige Verbesserungen der Erschließungs- und Fördertechnologien stieg die heimische Gasförderung innerhalb der Jahre 1955 und 2012 von 766 Mio. m<sup>3</sup> auf 1,8 Mrd. m<sup>3</sup> an.<sup>35,36</sup>

In chemischer Hinsicht, ist Methan (CH<sub>4</sub>) der Hauptbestandteil von Erdgas und gleichzeitig dessen Qualitätskriterium im Sinne des entsprechenden Heizwertes. Hochwertiges Erdgas kann einen Methananteil von bis zu 99 % erreichen. Die übrigen Anteile verteilen sich auf höhere Kohlenwasserstoffe wie Äthan, Propen, Butan und andere, nichtbrennbare Gase in Form von Kohlendioxid oder Stickstoff.<sup>37</sup>

Es existieren verschiedene Formen von Gaskraftwerken, wobei das Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, kurz auch GuD-Kraftwerk genannt, als wirtschaftlichste Bauform fungiert. Grundsätzlich ist der Aufbau einer Anlage zur Verstromung von Gas denkbar einfach. Der Primärenergie-träger wird in einer Arbeitsmaschine verbrannt, wodurch sich die chemische Energie des Träger-

---

<sup>32</sup> Vgl. [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>33</sup> Vgl. <http://www.bmfwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Erdgas.aspx>

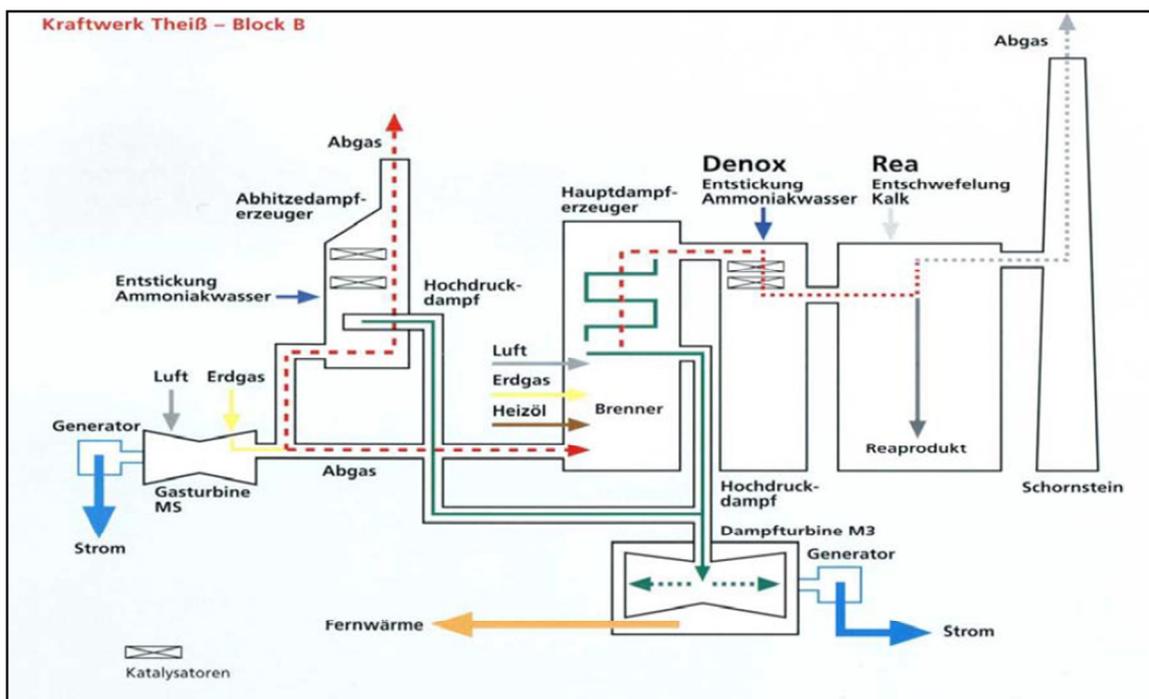
<sup>34</sup> Vgl. e- Control - Statistikbroschüre 2013, S. 24.

<sup>35</sup> Vgl. <http://www.ovgw.at/gas/themen/?uid:int=354>

<sup>36</sup> Vgl. [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>37</sup> Vgl. [http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index\\_html?uid=2662](http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index_html?uid=2662);

mediums unter einer Druckerhöhung in Wärme umwandelt und dadurch kinetische bzw. in weiterer Folge elektrische Energie mithilfe eines Generators gewonnen wird. Die Arbeitsmaschinen können je nach Leistung des Kraftwerks unterschiedlich ausgeführt sein, wobei in der Praxis für niedrige Leistungsbereiche stationäre Gasmotoren in Hubkolbenausführung sowie für höhere Leistungen Turbinen eingesetzt werden. Da diese Anlagenausführung dagegen oftmals nicht besonders wirtschaftlich zu betreiben ist, da ein Großteil der eingesetzten Primärenergie ohne Umwandlung in Form von heißen Abgasen an die Umwelt abgegeben wird, werden heute Gaskraftwerke zum überwiegenden Teil als GuD-Anlagen ausgeführt. Als Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke bezeichnet man Anlagen, die zusätzlich zur gasbefeuerten Arbeitsmaschine einen Wasser-Dampf-Kreislauf angeschlossen haben. In diesem Fall der Anlagenkonzeption wird in der ersten Stufe der Brennstoff in einer Gasturbine verbrannt, wobei die Turbinenwelle ihre kinetische Energie an einem Generator abgibt und diese in elektrische Energie umgewandelt wird. Als zweite Stufe werden die heißen Abgase der Gasturbine als Wärmequelle für einen nachgeschalteten Abhitzeessel verwendet und somit, wie bereits im vorhergehenden Kapitel behandelt, ein Wasser-Dampf-Kreislauf betrieben. Mit Hilfe dieses Prozesses und zusätzlicher Fernwärmeauskopplung lassen sich im Vergleich zu allen anderen thermischen Verfahren sehr hohe Wirkungsgrade erzielen.



**Abbildung 21: Anlagenschema von Block B des Kraftwerks Theiß**

Quelle: Umwelterklärung 2012 Kraftwerk Theiß, S. 12.

Als Vorzeiganlagen sind unter anderem das von der Verbund Thermal Power GmbH errichtete GuD-Kraftwerk Mellach mit einer Nettoleistung von 837 MW und einem maximalen Brennstoffnutzungsgrad bei Fernwärmeauskopplung von über 80 %<sup>38</sup>, sowie das GuD-Kraftwerk Theiß der EVN

<sup>38</sup> Vgl. Verbund - Das GDK Mellach, S. 8.

AG<sup>39</sup>, welches ähnliche Brennstoffnutzungsgrade bei Volllast mit Fernwärmeauskopplung aufweist, zu nennen. Gaskraftwerke werden in erster Linie zur Abdeckung von netzabhängigen Schwankungen im Mittel- und Spitzenlastbetrieb eingesetzt. Basierend auf den eingesetzten primären Arbeitsmaschinen in Form von Gasmotoren oder -turbinen, ist es möglich, binnen kürzester Zeit die Anlagenleistung zu variieren und den entsprechenden Bedingungen anzupassen. Der heutige Stand der Technik von Gasturbinen ermöglicht es beispielsweise, einen Normalstart aus dem Stillstand im kalten Zustand bis Volllast in 15 Minuten durchzuführen. In Extremsituationen können auch sogenannte Schnellstarts erfolgen, was eine Versorgung mit elektrischem Strom unter Volllast der Turbine in 9 Minuten ermöglicht. Diese Betriebsweise reduziert hingegen die Lebensdauer der Gasturbine beträchtlich und ist nur für Notfälle gedacht.<sup>40</sup>

## 4.2 Formen von erneuerbaren Energien

Als erneuerbare Energien werden jene Energieformen bezeichnet, welche, gemessen am Verbrauch, praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich in einem sehr kurzen Zeitraum erneuern. Die für Österreich relevantesten Varianten der regenerativen Energiegewinnung sind Wasserkraft-, Windkraft-, Biomasse- und Photovoltaikanlagen, welche in den folgenden Kapiteln näher beschrieben werden. Neben den genannten Anlagenausführungen sind inländisch noch einige andere umweltfreundliche Energiegewinnungssysteme, wie etwa Geothermieanlagen, vertreten, die aber innerhalb dieser Arbeit nicht detailliert behandelt werden, da ihre Verbreitung derart gering ist, dass ihr Anteil an der regionalen Energiewirtschaft vernachlässigbar ist.

### 4.2.1 Wasserkraft

Die wichtigste Form aller inländischen Verfahren zur Elektrizitätsgewinnung stellt die Wasserkraft dar. Gemessen am Bruttoinlandsverbrauch, wobei Wasserkraft im Jahr 2012 anteilmäßig nur knapp über 11 % lag, erscheint diese Aussage noch nicht schlüssig. Betrachtet man dazu dessen Beitrag an der österreichischen Bruttostromerzeugung zeigt sich, dass Wasserkraft für die inländische Stromversorgung von enormer Bedeutung ist. Im Jahr 2011 wurden mehr als 57 %<sup>41</sup> und 2012 fast zwei Drittel der erzeugten elektrischen Energie aus Wasserkraftwerken gewonnen, wobei weltweit der Anteil nur bei etwa 16 %<sup>42</sup> lag. Die Verteilung der Energieerzeugung auf Lauf- und Speicherkraftwerke liegt dabei im Durchschnitt bei etwa zwei Drittel zu einem Drittel zugunsten der Laufkraftwerke. Der überwiegende Anteil der Wasserkraftanlagen wird von der Verbund Hydro

---

<sup>39</sup> Vgl. Umwelterklärung 2012 Kraftwerk Theiss, S. 10.

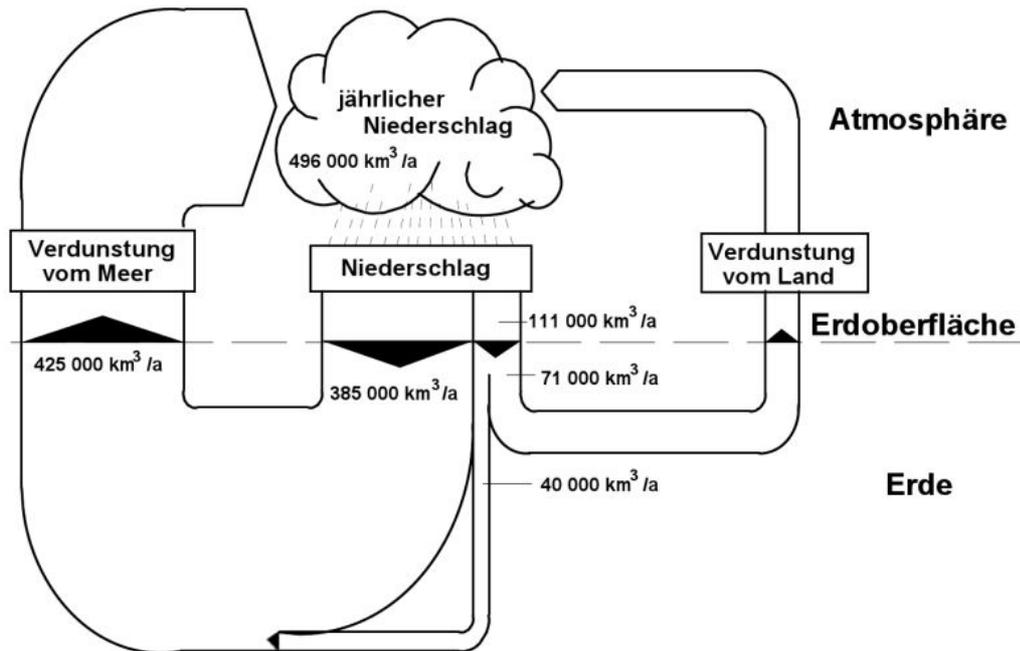
<sup>40</sup> Vgl. Zahoransky (2009), S. 141.

<sup>41</sup> Vgl. [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html)

<sup>42</sup> Vgl. <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=WORLD&product=electricityandheat&year=2012>

Power GmbH betrieben, worin auch die zehn leistungsstärksten Einrichtungen entlang der Donau fallen.

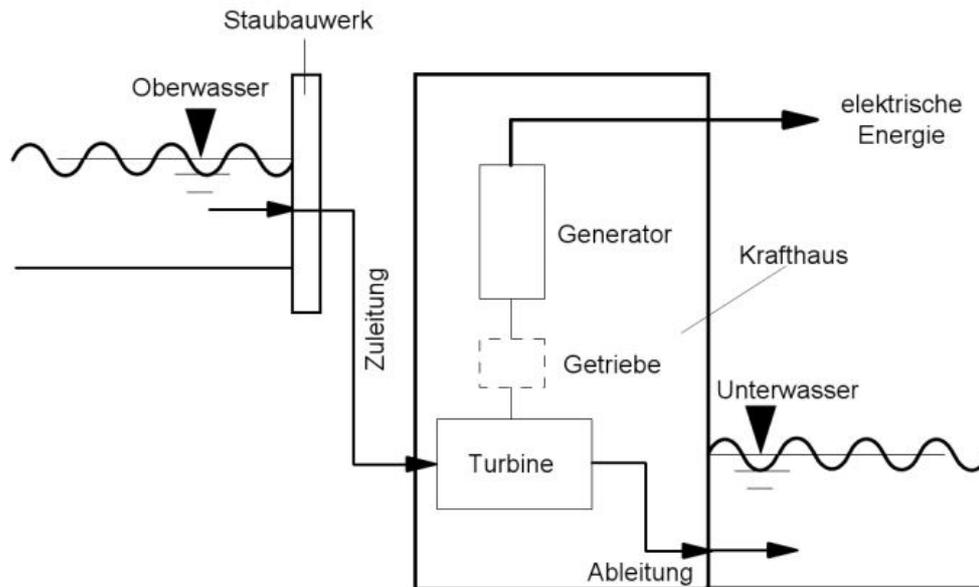
Die Grundlage der energetischen Nutzung des Wassers beruht, wie schon in den vorhergehenden Kapiteln erwähnt, auf der Energieversorgung der Sonne. Das auf der Erde befindliche Wasser wird durch die Energieeinwirkung der solaren Strahlung zum Verdunsten gebracht, innerhalb der Atmosphäre infolge von Druckunterschieden mit der Luftströmung transportiert und an kühleren Orten durch Kondensation in Form von Niederschlag wieder der Erdoberfläche zugeführt.



**Abbildung 22: Wasserkreislauf der Erde**

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 60.

Da der Niederschlag oft an topographisch höher gelegenen, kälteren Punkten geschieht, als die Verdunstung stattgefunden hat, wird dadurch die potenzielle Energie des Wassers erhöht, welche durch den sogenannten Abfluss in kinetische und weiters durch entsprechende Kraftwerke in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Das Grundprinzip der Wandlung der kinetischen Energie in elektrischen Strom ist bei Wasserkraftanlagen unabhängig ihrer Anlagenausführung immer gleich, wobei das Wasser eine Turbine passiert, die enthaltene Energie an diese abgibt und somit ein elektrischer Generator betrieben werden kann (siehe Abbildung 23). Die Leistungsfähigkeit dieser Anlagen hängt zum Großteil von der verfügbaren Wassermenge sowie deren nutzbarer Fallhöhe zwischen Oberwasser- und Unterwasserbereich ab. Die theoretisch mögliche Leistung errechnet sich, unter Berücksichtigung der Erdbeschleunigung und Mediumsdichte, aus dem Produkt dieser beiden Parameter.



**Abbildung 23: Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage**

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 66.

Die Unterscheidung von Wasserkraftwerken kann auf verschiedenen Ebenen getroffen werden. Grundsätzlich differenziert man nach der Bauart und dem Prinzip der Anlagenausführung in beispielsweise Lauf-, Speicher-, Wellen-, oder auch Gezeitenkraftwerke. Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist durch die nutzbare Fallhöhe bzw. das Druckniveau des Arbeitsmediums Wasser gegeben, was eine Einteilung in Hoch-, Mittel- und Niederdruckkraftwerke ermöglicht.

Die in Österreich verbreitetsten Formen stellen Laufkraftwerke sowie auch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke dar.

### Laufkraftwerke<sup>43</sup>

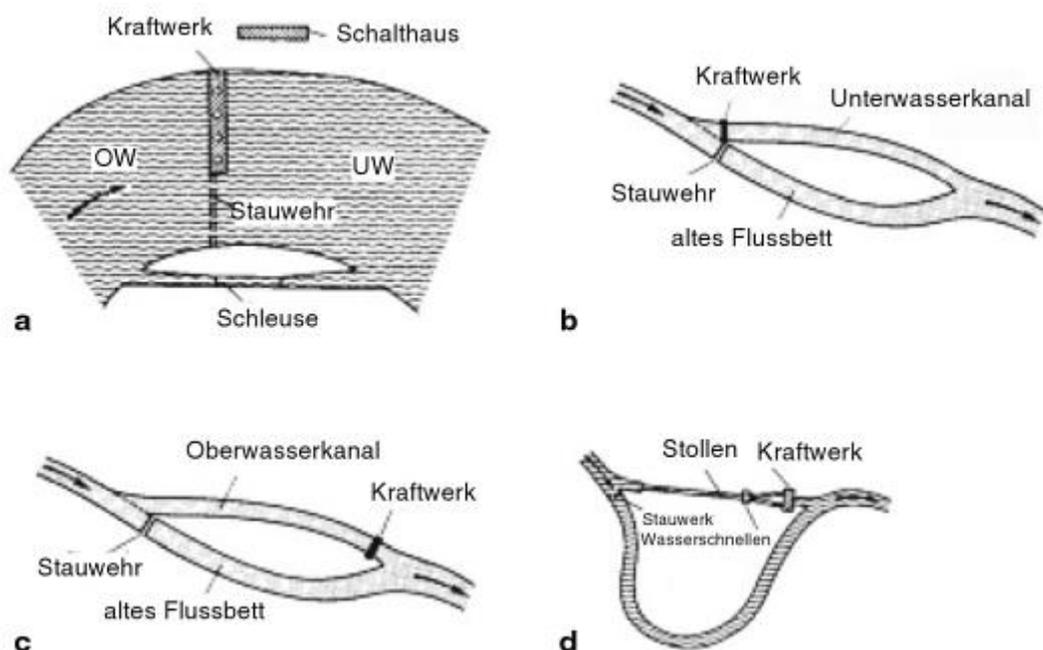
Laufkraftwerke wurden zum primären Einsatz an stetig fließenden Gewässern konzipiert und sind in die Kategorie der Niederdruckanlagen einzuordnen. Diese Art der Kraftwerksausführung macht sich den kontinuierlichen Lauf des Wassers zunutze, wobei die verwendbare Fallhöhe sehr gering bemessen ist, die Kraftwerke dagegen aber oft über enorme Durchflussmengen verfügen. Da die Leistung von Laufkraftwerken auf Grund ihrer Anlagenbeschaffenheit nur beschränkt regelbar ist, werden sie fast ausschließlich als Grundlastkraftwerke eingesetzt.

Laufkraftwerke weisen verschiedene Grundformen auf (siehe Abbildung 24):

- Liegt ein ausreichendes Gefälle vor, kann das Kraftwerk unmittelbar am Stauwehr platziert werden und ist dadurch in der Lage, die volle vorhandene Wasserkapazität zu erfassen. Die nutzbare Fallhöhe liegt bei dieser Bauweise in einem Bereich von wenigen Metern.

<sup>43</sup> Vgl. Crastan (2009), S. 223.

- Die Möglichkeit einer Erhöhung des Druckniveaus ist gegeben, wenn das Wasser einem tieferliegenden Unterwasserkanal zugeführt wird. Es ist jedoch eine Restwassermenge im Flussbett vorgeschrieben, sodass nicht die volle Wassermenge energetisch genutzt werden kann.
- Ähnlich wie dem vorhergehenden Punkt verhält es sich bei einem Kraftwerk am Ende eines Oberwasserkanals.
- Bei größeren Flussschlaufen besteht die Möglichkeit, die nutzbare Fallhöhe zu erhöhen, indem man direkte Verbindungen spezieller Hoch- und Tiefpunkte des Flussverlaufes durch einen Kanal oder Druckstollen verbindet und das Kraftwerk am Ende dieser Verbindung errichtet.



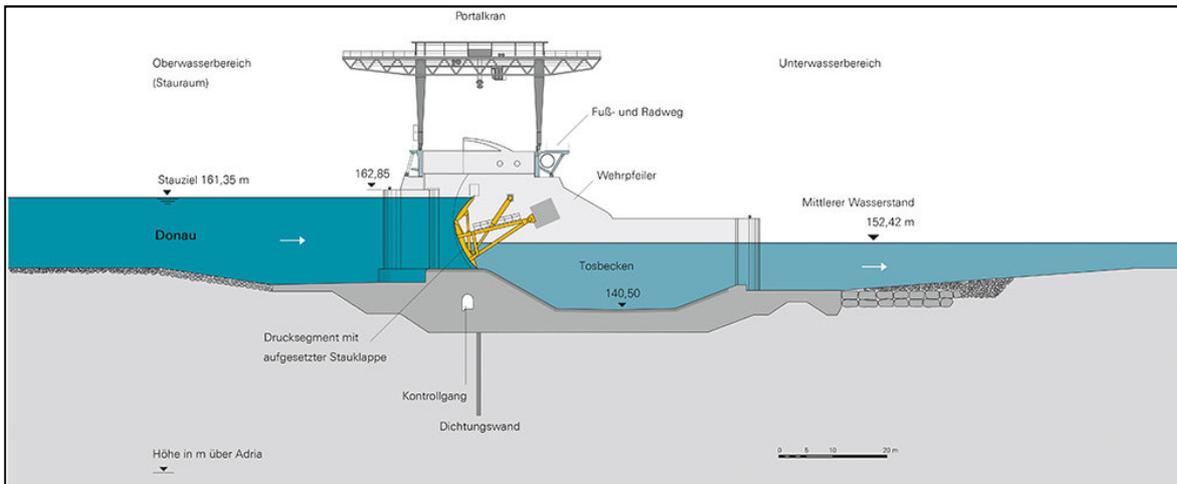
(a) Kraftwerk direkt am Stauwehr, (b) Laufkraftwerk mit Unterwasserkanal, (c) Laufkraftwerk mit Oberwasserkanal, (d) Laufkraftwerk mit Oberwasserzuführung durch Stollen oder Rohrleitung

#### Abbildung 24: Arten von Laufkraftwerken

Quelle: Crastan (2009), S. 223.

In den nachfolgenden Abbildungen werden die technischen Gegebenheiten eines Laufkraftwerks anhand des KW Freudenau näher beschrieben. Die Anlagenkonzeption besteht in den meisten Fällen aus einem Wehrfeld sowie einem Krafthaus und beschreibt gleichzeitig die Bauweise der inländischen Donaukraftwerke. Diese beiden Grundbestandteile sind in die Staumauer der Anlage integriert. Das Wehrfeld dient zur Regulierung des vor dem Kraftwerk aufgestauten Wassers wobei das Maschinenhaus die eigentlichen Kraftwerkskomponenten beinhaltet. Da die Auslegung der Turbinen auf Grund des unterschiedlichen Angebotes an Wasser aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht nach dem größtmöglichen Durchfluss, sondern nach dessen Mittelwert erfolgt, ist somit eine Regulierung der ankommenden Wassermassen unabdingbar. Weiters dient die Wehr-

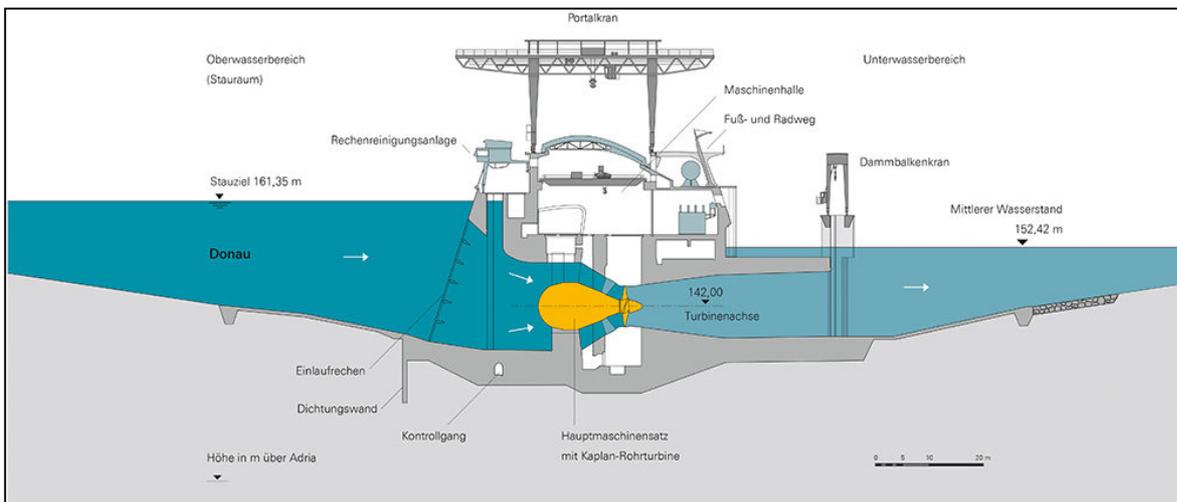
anlage als Hochwasserschutz des Kraftwerks und kann im Bedarfsfall zur Gänze geöffnet werden. Zusätzlich zu den Hauptkomponenten verfügen Laufkraftwerke oft über Schiffsschleusen, um den Binnenverkehr aufrecht zu erhalten.<sup>44</sup>



**Abbildung 25: KW Freudenau, Querschnitt durch das Wehrfeld**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/wien-freudenau>

Neben dem Wehrfeld stellt das Maschinenhaus die Kernkomponente dieser Anlage dar. Hier sind die Maschinensätze in Form von Turbinen und Generatoren eingebettet sowie alle weiteren technischen Einrichtungen, zur Erzeugung und Einspeisung von elektrischer Energie. Darüber hinaus beinhalten das Maschinenhaus auch Systeme zur Grobreinigung des ankommenden Flusswassers um die Turbinen vor der Zerstörung durch Fremdkörper zu schützen.



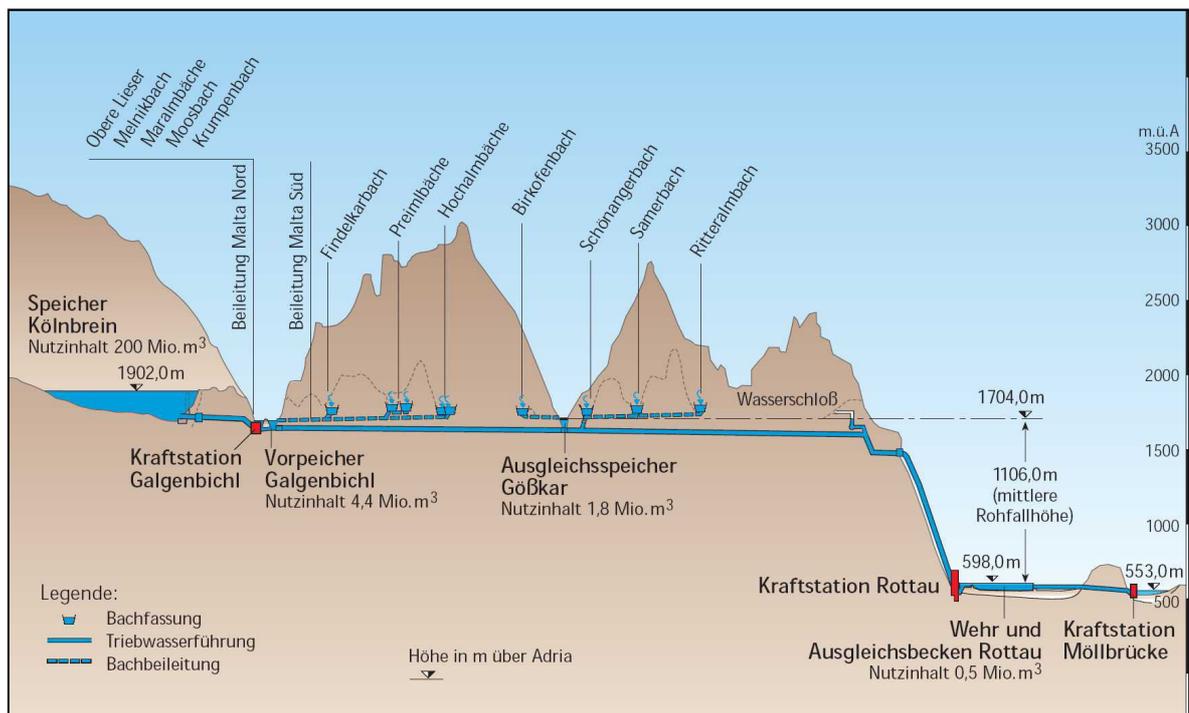
**Abbildung 26: KW Freudenau, Querschnitt durch das Krafthaus**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/wien-freudenau>

<sup>44</sup> Vgl. Zahoransky (2009), S. 245.

## Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Speicher- sowie Pumpspeicherkraftwerke arbeiten prinzipbedingt nach einem ähnlichen Schema wie Laufkraftanlagen – es wird nach wie vor die potenzielle und kinetische Energie des Wassers mit einem Turbosatz in elektrische Energie gewandelt. Der deutlichste Unterschied liegt darin, dass Speicherkraftwerke nicht direkt an einem fließenden Gewässer installiert sind, sondern einen mehr oder weniger großen Speicher vorgeschaltet haben. Die Abbildung 26 beschreibt diese Anlagenkonzeption anhand der Kraftwerksgruppe Malta, die ebenfalls von der Verbund Hydro Power GmbH betrieben wird. In dieser Ausführung fungiert die Hauptstufe, in Form der Kraftstation Rottau, als Kernkomponente für den Kölblinspeicher im Sinne des Maschinenhauses eines Speicherkraftwerkes. Reine Speicherkraftwerke beziehen ihre Wasservorräte ausschließlich aus einem natürlichen Zufluss, wogegen Pumpspeicherkraftwerke zusätzliche oder alleinig den Speicher mittels in der Talstation installierten Pumpen bedienen. Die Größe dieses Speichers hängt in der Regel von den örtlichen Gegebenheiten, der möglichen Zuflussmenge und der Anlagenausführung ab. Je nachdem, ob der Speicher als Tages-, Wochen- oder Jahresspeicher ausgelegt wurde, variiert dementsprechend auch dessen Größe bzw. dessen Fassungsvermögen. Der Grundgedanke bei Speicherkraftwerken liegt darin, dass Energie in gewissem Maße bedarfsorientiert bereitgestellt werden kann, wodurch sich diese Anlagen in die Gruppe der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke eingliedern.



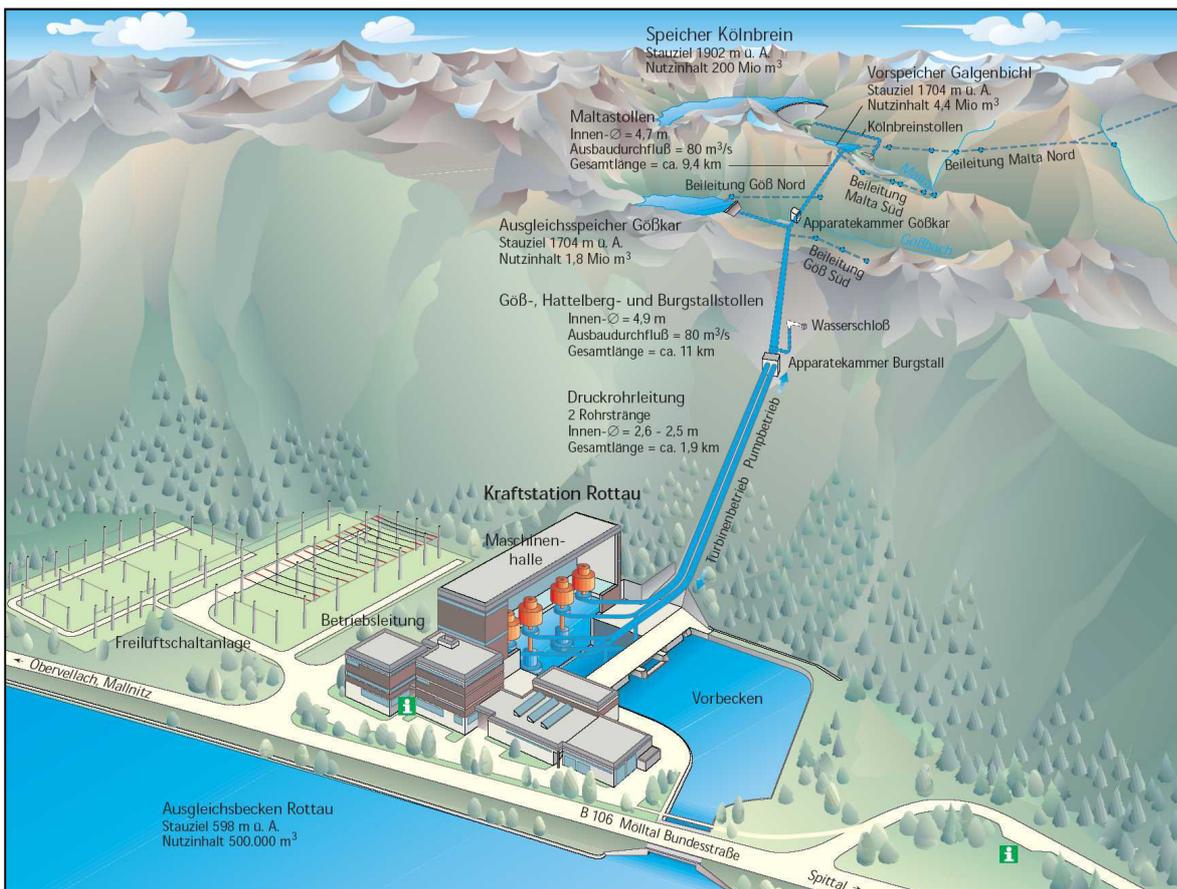
**Abbildung 27: Speicherkraftwerke Malta, Übersicht im Längsschnitt**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe>

Um die Flexibilität von Speicherkraftwerken weiter zu erhöhen, werden diese nach Möglichkeit als Pumpspeicherkraftwerke konzipiert. Der größte Vorteil dieser Anlagenbeschaffenheit besteht darin, überschüssige Energie zu speichern und im Bedarfsfall sofort abrufen zu können. Man ist somit

nicht mehr auf den natürlichen Zufluss zur Füllung der Hochspeicher angewiesen, sondern kann durch leistungsstarke Pumpanlagen diese, mit Wasser aus einem geodätisch niedriger gelegenen Speicher befüllen. Demzufolge versteht man unter Pumpspeicherkraftwerke nicht direkt ein Erzeugungsverfahren von Energie, sondern eher eine Bevorratung. Da, wie schon erläutert, elektrische Energie bedarfsgerecht bereitgestellt werden muss, kann es im Verteilungsnetz zu Szenarien kommen, dass aus verschiedensten Gründen die Abnahme der eingespeisten Energie nicht mehr erfolgt. Falls dieser übermäßigen Einspeisung nicht sofort entgegengewirkt wird, wird es zu einer Überlastung und weiters zu einem Ausfall der Verteilernetze kommen. Pumpspeicherkraftwerke machen sich unter anderem diesen Umstand zunutze und bedienen mit der überschüssigen Energie die Pumpanlagen, um die Speicher zu füllen. Da zu diesem Zeitpunkt ein übermäßiges Angebot an elektrischer Energie vorhanden ist, die erforderliche Nachfrage jedoch ausbleibt, ist der zugehörige Energiepreis dementsprechend niedrig oder kann in Extremfällen sogar negativ werden.

In Abbildung 28 wird ein Schema der beschriebenen Hauptstufe der Malta Kraftwerke im Detail dargestellt, wobei diese Kraftstation zudem als Pumpspeichieranlage ausgeführt ist.

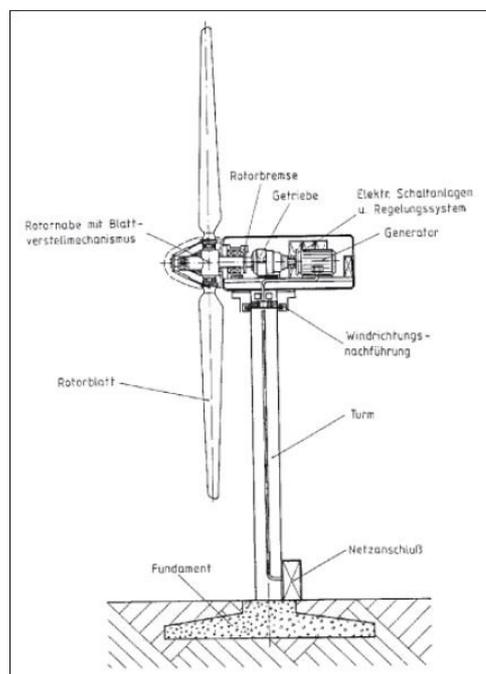


**Abbildung 28: Schematischer Aufbau der Malta Hauptstufe**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe>

## 4.2.2 Windkraft

Der Beginn der österreichischen Elektrizitätsgewinnung aus Windkraft war die Errichtung der ersten nennenswerten Windkraftanlage 1994 im Marchfeld in Niederösterreich, mit einer installierten Leistung von 150 kW. Aufgrund der rasanten Entwicklung der Windkraftwerke werden zum derzeitigen Stand allerdings bereits Anlagen mit bis zu 5 MW installiert, was mehr als der 33-fachen Leistung der ersten Anlage in Österreich entspricht.<sup>45</sup> Im Jahr 2013 betrug die installierte Leistung inländischer Windkraftanlagen 1675 MW, welche etwa 7 % des gesamten österreichischen Kraftwerksparks darstellt und mit einer Einspeisung von elektrischer Energie von 3,4 % der inländischen Bruttostromerzeugung bemessen wurde. Gemessen an der gesamten installierten Leistung erscheint dieser Wert relativ gering, wobei Windkraft aber durch ein enormes Wachstum geprägt ist. Beispielsweise betrug im Jahr 2003 die installierte Leistung von Windkraftwerken nur etwa 400 MW und hat sich folglich in den letzten zehn Jahren mehr als vervierfacht. Windkraftanlagen nutzen ähnlich wie Wasserkraftwerke die kinetische Energie eines Mediums, um elektrische Energie zu generieren. Die kinetische Energie, oder auch Strömungsenergie des Windes, lässt sich auf eine flächenmäßig unterschiedliche Erwärmung der Atmosphäre durch die solare Strahlung zurückführen und kann somit als indirekte Form der Sonnenenergie eingeordnet werden. Die Luftmassen strömen dabei von Gebieten höheren Luftdrucks zu Gebieten niedrigeren Luftdrucks. Das wesentlichste Unterscheidungsmerkmal von Windkraftanlagen ist die Lage der Rotorwelle. Die heute am weitesten verbreitete Bauweise sind Anlagen mit horizontaler Welle und Rotorblätter in Propellerbauart, wie in der Abbildung 29 gezeigt.

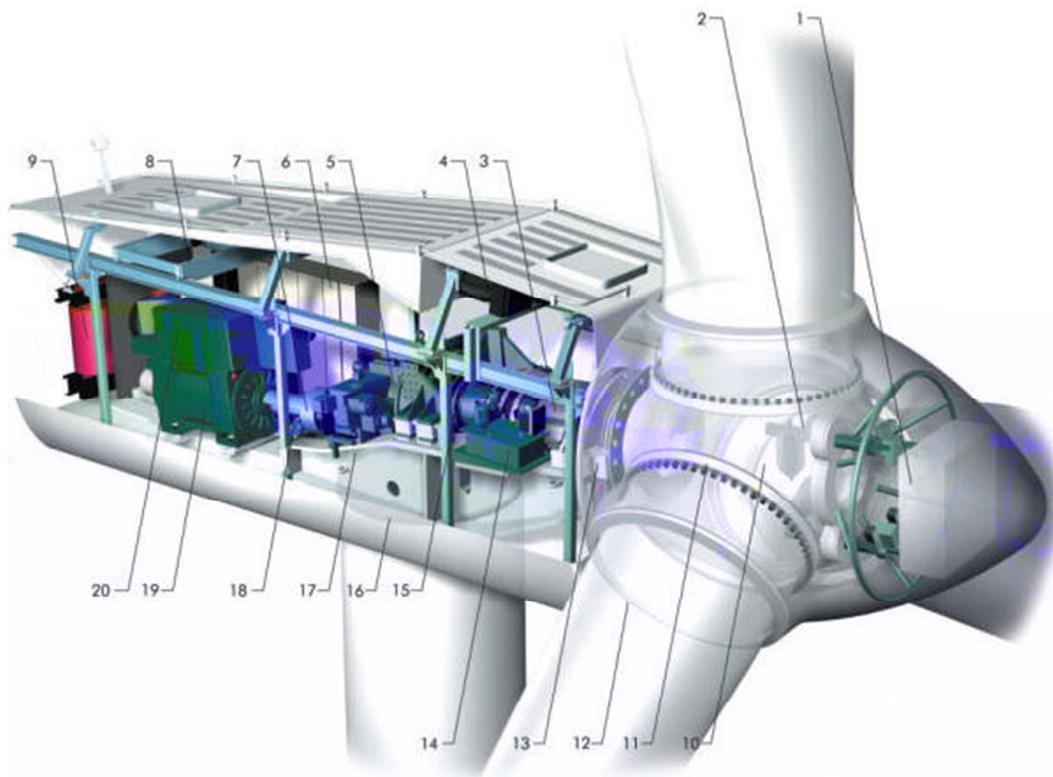


**Abbildung 29: Windkraftanlage mit horizontaler Welle**

Quelle: Konstantin (2013), S. 372.

<sup>45</sup> Vgl. [https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1045](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1045)

Als wichtigste Komponenten dieser Anlagen sind der Turm sowie die sogenannte Gondel zu erwähnen, welche neben dem Rotor alle notwendigen Bauteile zur Stromerzeugung beinhaltet. Eine Hauptaufgabe des Turmes ist es, die optimale Windnutzung in ausreichender Höhe zu ermöglichen, da die Windgeschwindigkeiten in Bodennähe relativ gering sind und mit zunehmender Höhe logarithmisch ansteigen. Daneben fungiert er als Tragwerk der Gondel, um die mechanischen Belastungen durch Rotor und Maschinenhaus sicher aufzunehmen und über das Fundament ins Erdreich abzugeben. Das Turmmaterial besteht zum überwiegenden Teil aus Stahl oder Spannbeton-Fertigteilen. Neben dem Turm stellt die Gondel das eigentliche Herzstück der Anlage dar. Die Abbildung 30 zeigt eine schematische Darstellung einer der verbreitetsten Anlagen in Form der Vestas V80. Über den Rotor wird die in der Luftströmung enthaltene Energie durch Abbremsung in rotatorische Energie umgewandelt und weiter über ein Getriebe auf den Generator übertragen, welcher letztendlich die Umwandlung in elektrische Energie durchführt. Als Werkstoff für die Herstellung der Rotoren werden heute überwiegend Materialien aus Glasfaser-Karbon-Verbundstoffen verwendet.<sup>46</sup>



(1) Rotorblattsteuerung, (2) Pitchzylinder, (3) Hauptwelle, (4) Ölkühler, (5) Getriebe, (6) Steuerung/Stromrichter, (7) Feststellbremse, (8) Servicekran, (9) Transformator, (10) Rotornabe, (11) Rotorblattlager, (12) Rotorblatt, (13) Arretierung, (14) Hydraulikstation, (15) Hydraulikspannring, (16) Drehkranz, (17) Grundrahmen, (18) Drehgetriebe, (19) Generator, (20) Generatorkühler

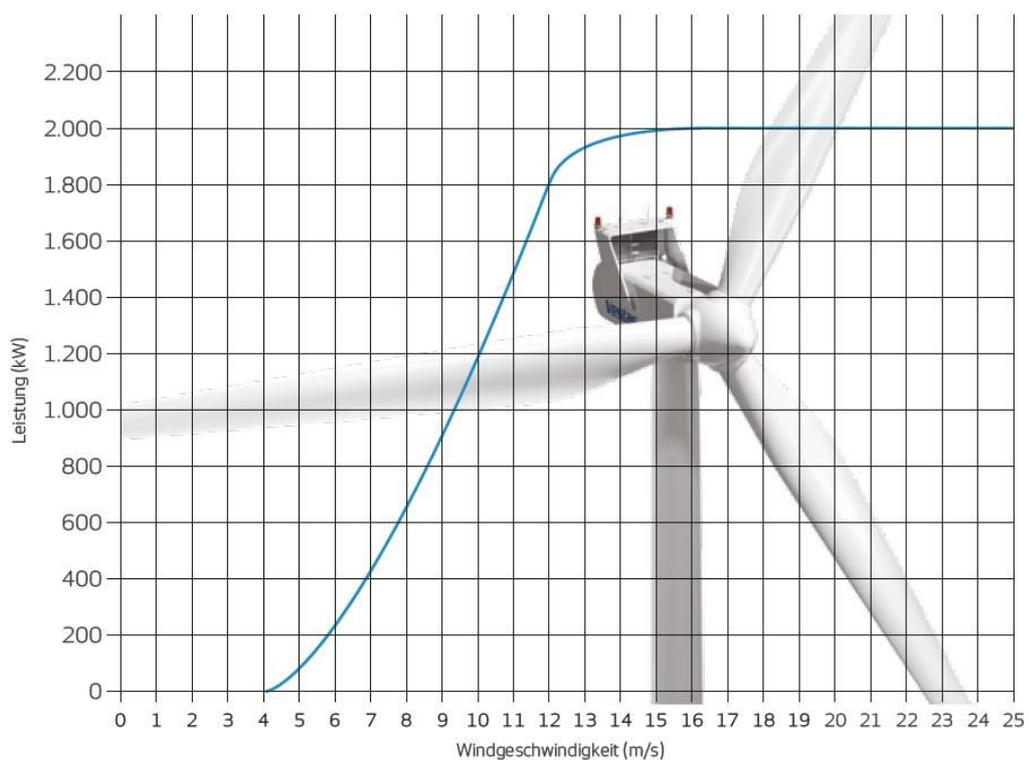
**Abbildung 30: Schema einer Windkraftanlage (Vestas V80)**

Quelle: Produktbroschüre Vestas V80, S. 3.

<sup>46</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 372.

Die Wirkungsweise dieser Anlagen basiert auf dem Auftriebsprinzip, welches auch in der Luftfahrt-industrie verwendet wird. Die Rotorblätter sind demnach ähnlich wie Flugzeugtragflächen ausgeführt und können aus der Strömung der Luft eine Auftriebskraft generieren. Diese Kraft versetzt den Rotor um seinen Drehpunkt in Bewegung. Der maximal mögliche Wirkungsgrad und im Weiteren auch Erntegrad genannt, ist mit dem Betz'schen Leistungsbeiwert von 59,3 % definiert.<sup>47</sup> Dieser Leistungsbeiwert besagt, dass bei Anlagen nach dem Auftriebsprinzip maximal 59,3 % der Strömungsenergie in Rotationsenergie umgewandelt werden kann. Der Hintergrund liegt darin, dass bei einer totalen Energieumwandlung die Strömung nach der Anlage zum Erliegen kommen würde, da darin keine kinetische Energie mehr enthalten wäre. Es würden sich infolgedessen die Luftmassen hinter dem Kraftwerk aufstauen, was in der Realität nicht möglich ist. Moderne Windkraftanlagen liegen derzeit bei einem erreichbaren Erntegrad von bis zu 50 %.

Die abgebbare Leistung von Windkraftanlagen ist zusätzlich von den vorherrschenden Windgeschwindigkeiten abhängig und wird mit einer Leistungskennlinie beschrieben (siehe Abbildung 31).



**Abbildung 31: Leistungskennlinie Vestas V80**

Quelle: Produktbroschüre Vestas V80, S. 3.

Vor dem Erreichen der Einschaltwindgeschwindigkeit von, im Fall der Vestas V80, 4 m/s kann die Anlage keine elektrische Energie produzieren, da die kinetische Energie des Windes noch nicht ausreicht, um die Trägheitsmomente und Reibungsverluste der Anlage zu überwinden. Ab dieser

<sup>47</sup> Vgl. Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 205.

Einschaltgeschwindigkeit ist das Kraftwerk in der Lage, Strom zu liefern, wobei sich die Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit erhöht. Erreicht nun die Anlage mit zunehmender Strömungsgeschwindigkeit ihre Nennleistung, wird mit Hilfe der Pitchregelung der Anstellwinkel der Rotorblätter verändert, um eine konstante Leistungsabgabe bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten zu ermöglichen. Wäre dies nicht der Fall, würde die Anlage überlasten. Steigt die Geschwindigkeit weiter an, erreicht sie bei dieser Anlage ab 25 m/s die Abschaltgeschwindigkeit. In dieser Situation ist die Regelmöglichkeit ausgeschöpft. Die Grenzen der mechanischen Belastbarkeit sind erreicht und die Anlage wird zum Schutz vor Zerstörung abgeschaltet. Hierbei wird die Gondel mit Hilfe der Windnachführung so positioniert, dass der Rotor parallel zur Strömungsrichtung steht und die Rotorblätter dermaßen verstellt, dass keine Kraftübertragung mehr möglich ist.

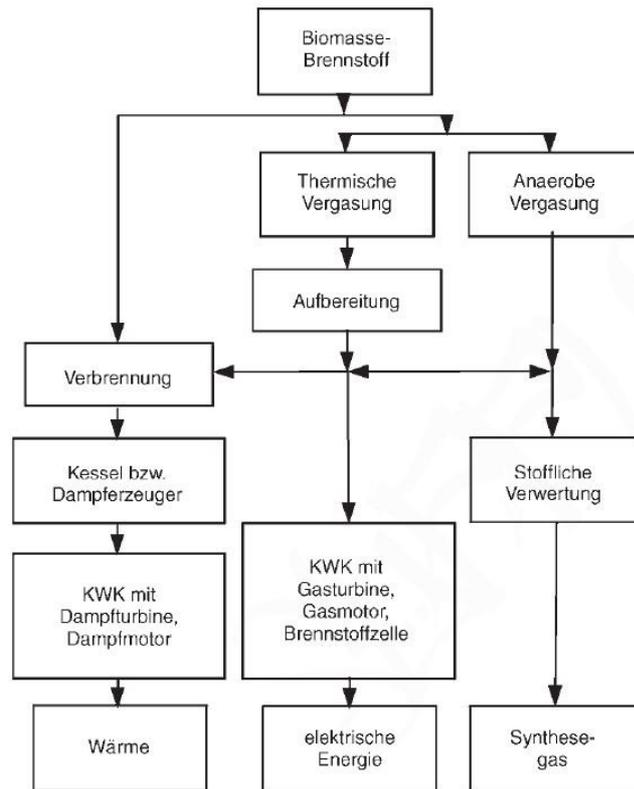
### 4.2.3 Biomasse

Die Energieversorgung aus Biomasse ist die einzige Form von regenerativen Systemen, deren Prozess auf der Energiegewinnung durch Verfeuerung von Brennstoffen basiert. Anteilsmäßig trug die Verstromung aus Biomasse mit einer installierten Leistung von 632 MW im Jahr 2013 mit 6,4 % an der gesamten Bruttostromerzeugung bei. Da der Energieinhalt von Biomasse deutlich geringer ist als der von fossilen Brennstoffen, fallen auch die möglichen Anlagenleistungen wesentlich moderater aus. Zusätzlich muss auf Grund der niedrigeren Energiedichte weitaus mehr Brennstoff bereitgestellt werden, um die gewünschten Leistungen zu erhalten. Demzufolge sind Biomassekraftwerke wirtschaftlich fast nur in dezentraler Ausführung sinnvoll, um die Wege für den Brennstofftransport so gering wie möglich zu halten. Neben dezentralen Kleinkraftwerken existieren in Österreich allerdings auch einige Anlagen größerer Leistung, wobei das Biomassekraftwerk Simmering mit maximal 37 MW<sub>el</sub> die leistungsstärkste Ausführung darstellt. Bei der Inbetriebnahme im Jahr 2006 war es europaweit das Biomassekraftwerk mit der höchsten installierten Leistung.

Die Grundlage des Vorhandenseins von Biomasse beruht abermals auf der Sonnenenergie, wobei sich etwa 0,1 % der solaren Strahlung durch Photosynthese aus dem Kohlendioxid der Luft in Biomasse umwandelt. Bei der Beschaffung von Biomasse wird unter anfallender und angebauter Biomasse unterschieden. Als anfallende Biomasse gelten Hölzer der Forstwirtschaft und Holzverarbeitenden Industrie sowie landwirtschaftliche Abfall- und Nebenprodukte wie Stroh und Fäkalien. In den vergangenen Jahren hat sich auch der Anbau von Energiepflanzen, die als Festbrennstoff oder Ausgangsmaterial für flüssige und gasförmige Brennstoffe dienen, als Maßnahme zur Rohstoffgewinnung verbreitet. Für angebaute Biomasse kommen schnellwachsende Gräser, Raps und Miscanthus in Frage. Anfallende Biomasse, also Abfallbiomasse, ist dagegen deutlich preisgünstiger zu beziehen als der gezielte Anbau des Brennstoffes. Die Abbildung 32 gibt einen Überblick über die mögliche, energetische Nutzung von Biomasse.<sup>48</sup>

---

<sup>48</sup> Vgl. Zahoransky (2009), S. 316.

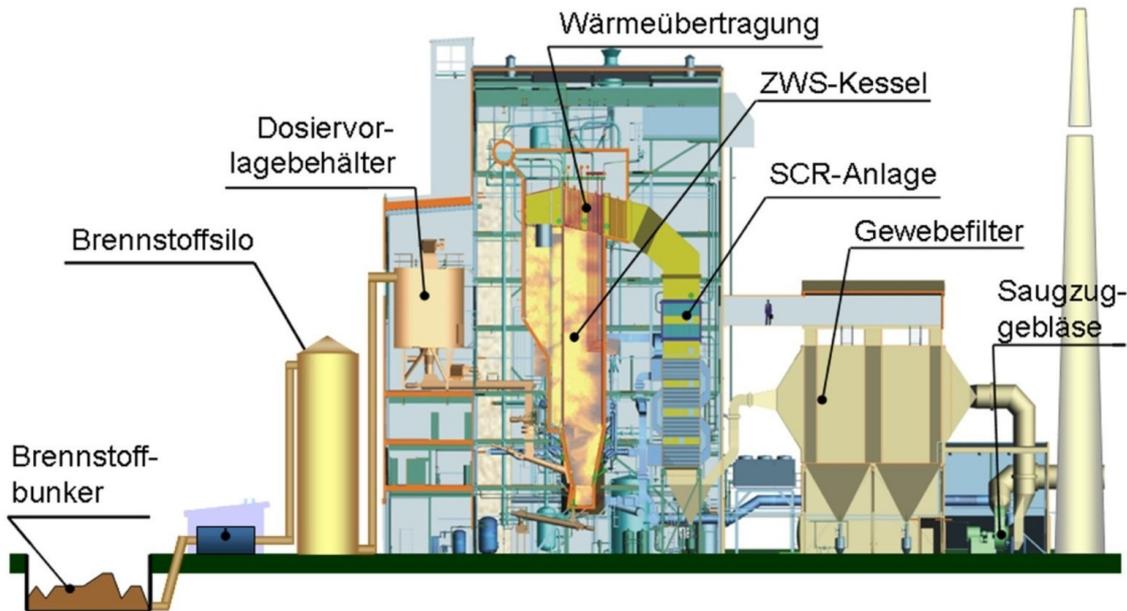


**Abbildung 32: Überblick der energischen Nutzung von Biomasse**

Quelle: Zahoransky (2009), S. 316.

Für die Brennstoffversorgung von Biomassekraftwerken können unterschiedlichste biogene Stoffe herangezogen werden, wobei zwischen gasförmigen und festen Materialien differenziert wird. Unter fester Biomasse versteht man grundsätzlich biogene Stoffe in Form von beispielsweise Hack-schnitzel, welche in Sägewerken anfallen können. Als gasförmiger Brennstoff wird dagegen entweder Klär- oder Deponiegas, welches als Abfallprodukt der Wasseraufbereitung in Kläranlagen entsteht, oder gezielt erzeugtes Biogas eingesetzt. Die Erzeugung von Biogas basiert auf den bei der Verfaulung von biogenen Substanzen frei werdenden Gasen. Diese Gase enthalten ähnlich wie Erdgas Methan und können somit zur Befuerung eines thermischen Kraftwerkes verwendet werden.

Der technische Ablauf der Biomasseverstromung gleicht im Grunde derer, von fossil befeuerten thermischen Kraftwerken. Die durch die jeweilige Verbrennung frei werdende thermische Energie dient anschließend wieder zum Betrieb eines Wasser-Dampf-Kreislaufes, um elektrische Energie sowie Fernwärme zu erzeugen. Feste Biomasse wird ähnlich dem Prozess der Kohleverstromung vor der Verbrennung aufbereitet, zerkleinert und in den Kessel eingeblasen (siehe Abbildung 33). Bei der Gasverfeuerung werden auf Grund der geringeren Energieinhalte im Gegensatz zu Erdgaskraftwerken oftmals Gasmotore anstelle von Turbinen eingesetzt.



**Abbildung 33: Anlagenschema des BMHKW Simmering**

Quelle: <http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do?pageTypeld/11893/programId/17319/channelId/-26988>

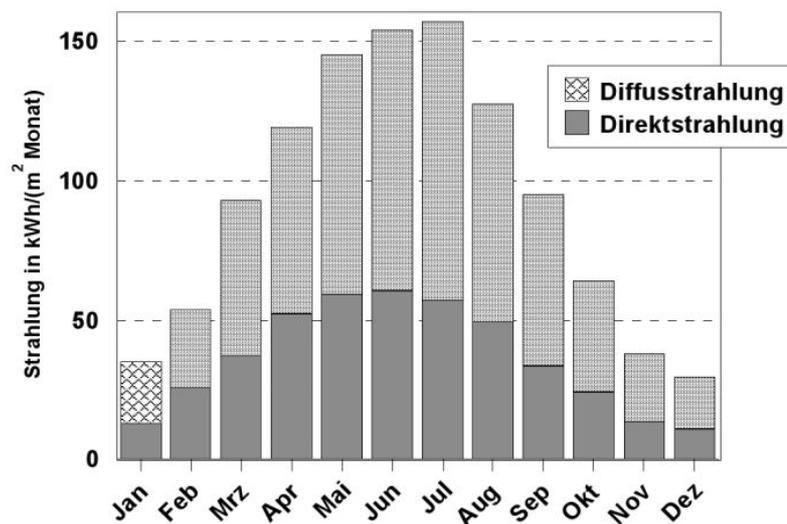
#### 4.2.4 Solarenergie

Die direkte Energiegewinnung der solaren Strahlung kann auf vielerlei Hinsicht erfolgen, wobei man hier grundsätzlich in Photovoltaik (elektrische Energie) und Solarthermie (thermische Energie) unterscheidet. Durch die geografische Lage von Österreich und die daraus folgende, direkte energetische Nutzung der Solarenergie beschränken sich die inländisch eingesetzten technischen Ausführungen überwiegend auf Photovoltaik- und Solarthermieverfahren mittels Flächenkollektoren. Beide Anwendungen werden zumeist in Klein- und Kleinstanlagen in der Gebäudetechnik installiert, wobei die Solarthermie mittels Solarkollektoren ausschließlich in dezentraler Bauweise für die Wärmebereitstellung bzw. Zuheizung von Haushalten sinnvoll eingesetzt werden kann. Auch die Anwendung von Photovoltaikanlagen findet man überwiegend in diesem Bereich, wobei hier die Möglichkeit der Einspeisung von Überschussenergie in das öffentliche Stromnetz besteht.

Solarthermie wird in erster Linie für die thermische Energiegewinnung eingesetzt, wobei die Sonneneinstrahlung ein flüssiges Medium innerhalb des Kollektors erwärmt und die Energie unter anderem zur Warmwasseraufbereitung und Raumheizung verwendet werden kann. Neben dieser Nutzung besteht in Gebieten mit einer höheren spezifischen Strahlungsenergie als in Österreich die Möglichkeit, die thermische Energie der Sonne soweit zu bündeln, dass mit ihrer Hilfe ebenfalls ein Wasser-Dampf-Kreislauf zur Elektrizitätsgewinnung betrieben werden kann. Innerhalb dieser Arbeit wird allerdings nur die für Österreich relevanteste Anwendung der Stromerzeugung in Form der Photovoltaik beschrieben, deren derzeitiger Teilbereich an der elektrischen Energieversorgung den geringsten Beitrag mit etwa 0,2 % bei einer installierten Leistung von 447 MW<sub>Peak</sub> einnimmt. Vergleicht man die Anteile der eingespeisten elektrischen Energie, gemessen an der installierten Leistung mit anderen regenerativen Verfahren, ist ersichtlich, dass die Photovoltaik noch eine deut-

lich untergeordnete Rolle zur Bedarfsdeckung der elektrischen Energieversorgung spielt. Der Hintergrund ist zum einen die geringe installierte Leistung auf Grund der derzeit noch sehr kostenintensiven Beschaffung der notwendigen Anlagenkomponenten und zum anderen auf den relativ niedrigen Ertrag von Photovoltaikprozessen zurückzuführen.

Die nutzbare Sonneneinstrahlung setzt sich aus der direkten und der indirekten, diffusen Strahlung zusammen. Im Gegensatz zu solarthermischen Anlagen kann der Photovoltaikprozess sowohl die direkte als auch die indirekte Sonnenstrahlung nutzen, welche in Summe als Globalstrahlung bezeichnet wird.<sup>49</sup> Diese Globalstrahlung sowie die jeweiligen Anteile an Diffus- und Direktstrahlung sind täglichen und jahreszeitabhängigen Schwankungen unterworfen. Abbildung 34 zeigt schematisch den typischen Jahresgang der Strahlung, deren Anteile an Diffus- und Direktstrahlung und den theoretischen Energieinhalt an einem durchschnittlichen Standort in Österreich.



**Abbildung 34: Jahresgang der Diffus- und Direktstrahlung**

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 96.

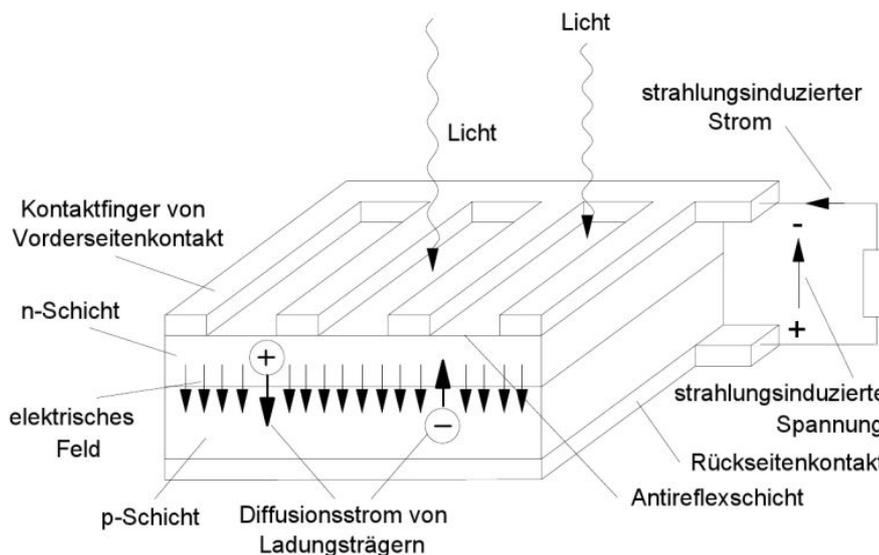
Stellt man dieser nutzbaren Strahlung noch die derzeitig relativ niedrigen Wirkungsgrade der Module von 10-20 % gegenüber sowie etwaige Verluste durch Abschattung (Schattenfall auf die Module durch beispielsweise Baumkronen) oder suboptimale Installation (Montage an einem bestehenden Bauwerk mit ungünstiger Ausrichtung), erklärt sich die geringe energetische Ausbeute dieser Anlagen.

Die Photovoltaik ist eine der wenigen Möglichkeiten zur Gewinnung von elektrischer Energie, welche auf der direkten Umwandlung der verfügbaren Primärenergie beruht. Die Namensgebung der Photovoltaik steht für eine Kombination des griechischen Wortes für Licht *Photo* und dem Nachnamen des italienischen Pioniers der Elektrotechnik *Alessandro Volta*.<sup>50</sup>

<sup>49</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 359.

<sup>50</sup> Vgl. Zahoransky (2009), S. 286.

Der Umwandlungsprozess basiert auf dem, bei Lichteinstrahlung in Festkörper aus Halbleitermaterial mit p-n-Übergang auftretenden photovoltaischem Effekt, der von einem französischen Physiker namens Henri Becquerel im Jahr 1839 entdeckt wurde. Becquerel fand heraus, dass Sonnenlicht aus Photonen besteht, welches als Energiebündel mit unterschiedlicher Energieintensität, entsprechend den verschiedenen Wellenlängen der Strahlung, verstanden werden kann. Wenn ein Photon auf eine Solarzelle trifft und von dieser absorbiert wird, überträgt es seinen Energieinhalt auf das Elektron eines Atoms der Zelle. Das Elektron kann sich mit Hilfe der neu gewonnenen Energie von seinem Verbund im Atom lösen und wird Teil eines elektrischen Stromes in einem Stromkreis. Der Aufbau von Solarzellen basiert somit auf einem p-leitenden Basismaterial und einer n-leitenden Schicht auf der Oberseite. Auf der Zellenrückseite wird ganzflächig ein metallischer Kontakt und auf der dem Licht zugewandten Seite ein fingerartiges Kontaktsystem aufgebracht. Konventionelle PV-Zellen besitzen das Halbleitermaterial Silizium. Dieses Halbleitermaterial hat die Eigenschaft, unter Lichteinwirkung elektrisch leitfähig zu werden, während es bei tiefen Temperaturen isolierende Merkmale aufweist. Bei der Herstellung der Solarzelle wird das Halbleitermaterial dotiert. Damit ist das definierte Einbringen von chemischen Elementen gemeint, mit denen man entweder einen positiven Ladungsträgerüberschuss (p-leitende Halbleiterschicht) oder einen negativen Ladungsträgerüberschuss (n-leitende Halbleiterschicht) im Halbleitermaterial erzielen kann. Werden zwei unterschiedlich dotierte Halbleiterschichten gebildet, entsteht an der Grenzschicht ein sogenannter p-n Übergang. An diesem Übergang baut sich ein inneres elektrisches Feld auf, das zu einer Ladungstrennung der bei Lichteinfall freigesetzten Ladungsträger führt. Über die Metallkontakte kann anschließend eine elektrische Spannung abgegriffen werden. Wird ein elektrischer Verbraucher an die Kontakte angeschlossen, fließt Gleichstrom.<sup>51</sup>



**Abbildung 35: Aufbau einer Solarzelle**

Quelle: Kaltschmitt ; Streicher (2009), S. 167.

<sup>51</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 360.

# 5 Ökonomische Analyse der österreichischen Energieversorgung

Um die nun erörterten Varianten nicht nur technisch sondern auch wirtschaftliche vergleichen zu können, wird in diesem Kapitel eine ökonomische Analyse und Gegenüberstellung der derzeitigen, anteilmäßig am stärksten vertretenen Möglichkeiten der Elektrizitätsgewinnung in Österreich durchgeführt. Es werden sowohl konventionelle, fossile Prozesse als auch erneuerbare Energiegewinnungssysteme erläutert und beurteilt. Als Beispiele dienen reale, in Österreich existierende Referenzanlagen, um einen aussagekräftigen Vergleich anstellen zu können. Pro Bereitstellungsverfahren werden jeweils eine oder mehrere Anlagen definiert und anhand von deren Kenngrößen die daraus resultierenden Stromgestehungskosten abgeleitet. Da viele thermische Kraftwerke jedoch nicht alleine zur Bereitstellung von elektrischer Energie konzipiert wurden, sondern auch thermische Energie in Form von Wärmeauskopplung zur Verfügung stellen, muss dies in die Vergleichsrechnung miteinbezogen werden. Die jeweiligen Anlagen werden daher sowohl mit als auch ohne Fernwärmeauskopplung berechnet, um den Einfluss auf die Gestehungskosten zu ermitteln, wobei für die Wärmevergütung ein Preis von 0,03 €/kWh angenommen wird. Weiters zeigt eine graphische Darstellung die Auswirkung auf die Stromgestehungskosten bei der Variation der relevanten Parameter. Zudem ist anzumerken, dass sich die Betreiber von Kraftwerken sehr bedeckt halten, was wirtschaftliche Kennzahlen betrifft. Aus diesem Grund wurden einige für die Berechnung notwendigen Daten aus diversen Studien von renommierten Forschungseinrichtungen wie etwa dem Fraunhofer-Institut und einschlägiger Literatur übernommen.

Es ist bei den nachfolgenden Untersuchungen zu berücksichtigen, dass etwaige Energieverteilungs- oder standortbezogene Kosten nicht einbezogen wurden, um eine sinnvolle Abwägung der Anlagen auf Basis der reinen Stromgestehungskosten zu erreichen.

## 5.1 Die Stromgestehungskosten als Indikator der Wirtschaftlichkeit

Die Methode der Stromgestehungskostenrechnung ermöglicht es, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Der Grundgedanke ist, aus allen anfallenden Kosten für Errichtung und Betrieb der Anlage eine Annuität (jährliche Durchschnittskosten) zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenüberzustellen. Daraus ergeben sich anschließend die sogenannten Stromgestehungskosten in € pro kWh.<sup>52</sup>

---

<sup>52</sup> Vgl. Fraunhofer, S. 36.

Bei der Annuitätenmethode werden alle mit einem Investitionsvorhaben zusammenhängenden Zahlungen finanzmathematisch in gleich hohe jährliche Raten umgewandelt. Die jährlichen Raten werden als Annuitäten bezeichnet. Die Umwandlung erfolgt in der Weise, dass der Barwert der verschiedenen Zahlungsreihen mit dem Annuitätsfaktor multipliziert wird. Der Annuitätsfaktor ist der reziproke Wert des Rentenbarwertfaktors und lautet:

$$a_n = \frac{1}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{1}{q^t}} = \frac{q^n \times (q-1)}{q^n - 1}$$

- $a_n$ : Annuitätsfaktor  
 $q$ : Diskontierungsfaktor  $q=1+i/100$   
 $i$ : kalkulatorischer Zinssatz in %/a  
 $t$ : Jahr der Nutzungsdauer  $1,2,3,\dots,n$   
 $n$ : kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

Bei Projekten im Energiebereich werden in der Praxis folgende Annuitäten gebildet:

**Einnahmen:** Als Einnahmen werden grundsätzlich die Einnahmen für ein Durchschnittsjahr zugrunde gelegt und als gleichbleibend über die Nutzungsdauer angenommen.

**Kapitaldienst:** Die Investitionsausgaben werden nicht zum Zeitpunkt ihrer Entstehung berücksichtigt, sondern mit dem Annuitätsfaktor multipliziert und ergeben damit den jährlichen Kapitaldienst. Da die Finanzierungsanteile und Ertragsteuern im kalkulatorischen Zinssatz berücksichtigt werden, enthält der jährliche Kapitaldienst die Abschreibungen, Zinsen für Fremdkapital, Eigenkapitalrendite und Ertragsteuer.

**Betriebsausgaben:** Für die verschiedenen Betriebsausgaben (Personal, Instandhaltung, Brennstoffe, etc.) werden in der Regel die Ausgaben für ein Durchschnittsjahr zugrunde gelegt, die anschließend als gleichbleibend über die Nutzungsdauer angenommen werden.

Wegen ihrer hohen Anschaulichkeit ist die Annuitätenmethode die in der Praxis am häufigsten verbreitete Anwendung zum Vergleich von Varianten für Investitionsvorhaben. Es wird beim Variantenvergleich für dasselbe Investitionsvorhaben grundsätzlich nur die Kostenseite betrachtet. Kosten sind in diesem Zusammenhang die Annuitäten des Kapitaldienstes und der Betriebsausgaben.

Das Vorteilhaftigkeitskriterium ist entweder die Höhe der durchschnittlichen Jahreskosten oder der spezifischen Kosten pro Produkteinheit (Stromgestehungskosten). Die Ausführung mit der niedrigsten Kostenannuität gilt demzufolge als die wirtschaftlichste Variante.<sup>53</sup>

---

<sup>53</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 182. ff.

Mit Hilfe dieses finanzmathematischen Ansatzes werden in den folgenden Kapiteln die entsprechenden Referenzanlagen analysiert.

## 5.2 Ermittlung der Gestehungskosten von elektrischer Energie

### 5.2.1 Kohlebefeuetes Kraftwerk

Als Beispiel der Energiegewinnung mittels des Primärenergieträgers Kohle wird das thermische Kraftwerk Dürnrohr herangezogen. Das KW Dürnrohr stellt eine mit Kohle befeuerte Anlage dar, welche aus 2 Blöcken besteht, die zum einen von der Verbund Thermal Power GmbH, zum anderen von der EVN AG betrieben werden. Es ist zum derzeitigen Stand das leistungsstärkste Kohlekraftwerk Österreichs. Die Anlage ging im März 1987 nach erfolgreichem Probetrieb in den Vollastbetrieb über und nutzt für die Versorgung mit elektrischer Energie die bereits für das nie in Betrieb gegangene Kernkraftwerk Zwentendorf errichtete Hoch- und Höchstspannungsleitung. Neben der Versorgung von elektrischer Energie dient das KW Dürnrohr als Lieferant von Prozessdampf für den naheliegenden Chemiapark Pischelsdorf sowie zur Fernwärmeversorgung des näheren Umkreises bis St. Pölten.

Technische Daten KW Dürnrohr

	Block 1 VTP	Block 2 EVN
<b>Allgemeines</b>	Dampfkraftwerk	
<b>Dampferzeuger</b>	Zwangsdurchlaufsystem, System Benson, einfache Zwischenüberhitzung	
<b>Kesselhöhe</b>	ca. 90m	
<b>Kaminhöhe</b>	ca. 210m	
<b>Brennstoff</b>	Steinkohle und/oder Erdgas	
<b>Dampfturbine</b>	4-gehäusige Kondensationsturbine mit 1 Hochdruck-, 1 Mitteldruck- und 2 Niederdruckteilen	
<b>Elektrische Leistung</b>	405 MW	352 MW
<b>Generatorleistung</b>	470 MVA	400 MVA
<b>Wirkungsgrad netto</b>	41,20%	41,00%
<b>Fernwärmeauskopplung</b>	---	max 200 MW thermisch
<b>Entschwefelung</b>	Sprühabsorptionsverfahren, SO <sub>2</sub> -Abscheidegrad über 90 %	
<b>Entstickung</b>	Selektives katalytisches Reduktionsverfahren mit Katalysator, NO <sub>x</sub> -Abscheidegrad über 80 %	
<b>Entstaubung</b>	Elektrofilter, Abscheidegrad ca. 99,8 % (errechnet)	
<b>Kühlung</b>	Flusswasser (Donau)	

Abbildung 36: Technische Daten KW Dürnrohr

Quelle: Umwelterklärung 2012 Kraftwerk Dürnrohr 2012, S. 6.

Steinkohle KW Dürnrohr

reine Stromerz.      inkl. max. FW-Auskoppl.      Brennstoffk. 70%

<b>Leistung (elektrisch)</b>	MW	757	757	757
<b>technische Lebensdauer</b>	a	40	40	40
<b>Netto Systemnutzungsgrad (elektrisch)</b>	%	41	41	41
<b>Volllaststunden (elektrisch)</b>	h/a	6000	6000	6000
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	4542,00	4542,00	4542,00
<b>Brennstoffeinsatz energetisch</b>	TJ/a	39.880,98	39.880,98	39.880,98
<b>Leistung (thermische Auskopplung)</b>	MW	200	200	200
<b>Volllaststunden (thermische Auskopplung)</b>	h/a	0	2000	0
<b>Fernwärmeerzeugung</b>	GWh/a	0,00	400,00	0,00
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	1150	1150	1150
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	870,55	870,55	870,55
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	47,31	47,31	47,31
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	32	32	32
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	24,224	24,224	24,224
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0,0114	0,0114	0,00798
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	126,29	126,29	88,40
<b>Erlöse durch Fernwärmeauskopplung</b>	Mio. €/a	0,00	12,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0436	0,0409	0,0352

Abbildung 37: Stromgestehungskostenrechnung KW Dürnrohr

Quelle: eigene Darstellung

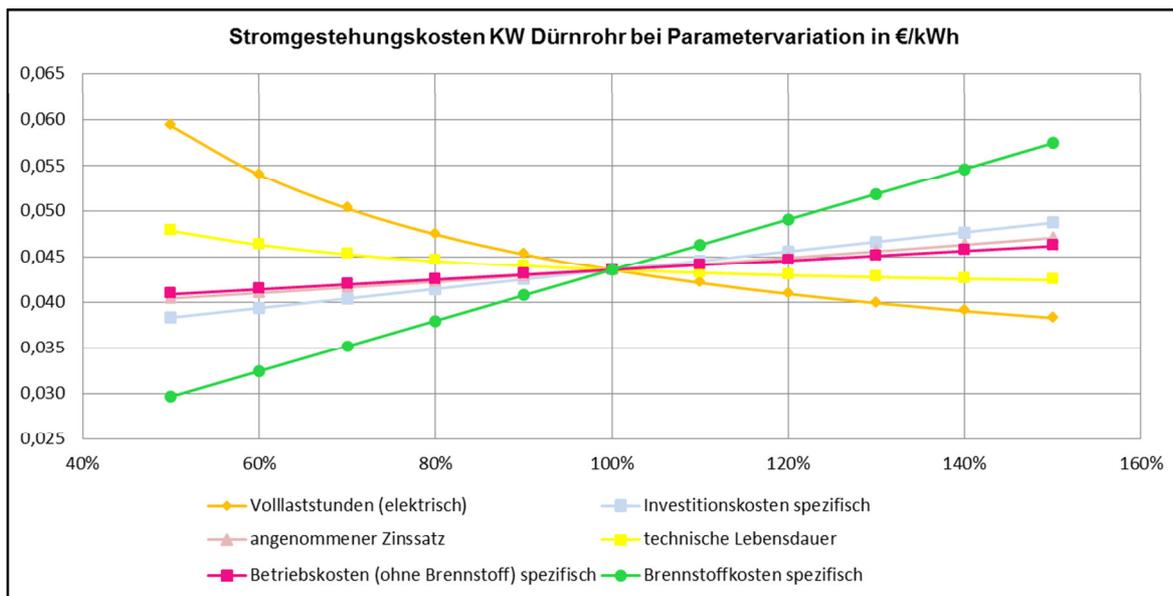


Abbildung 38: Stromgestehungskosten KW Dürnrohr bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Interpretiert man die errechneten Stromgestehungskosten unter Variation der relevanten Parameter, ist ersichtlich, dass die Kosten für Brennstoff sowie die jährliche Volllaststundenzahl den deutlichsten Einfluss auf die Gestehungskosten nehmen. Berücksichtigt man nun die Tatsache, dass Kohleblöcke als Grundlastkraftwerke konzipiert sind und somit ohnehin mit einer hohen Volllaststundenzahl von hier angenommenen 6000 h/a berechnet wurden, ist anhand dieser Überlegung keine maßgebende Reduzierung des Strompreises zu erreichen. Zudem würde eine Erhöhung der Auslastung auf 130 % die Stromgestehungskosten lediglich auf 0,0399 €/kWh senken und hätte damit nur einen marginalen Einfluss. Weiters ist auch durch die relativ geringe Fernwärmeauskopplung keine signifikante Senkung der Stromgestehungskosten zu verzeichnen. Das größte Einsparungspotenzial stellen in diesem Fall die Brennstoffkosten dar, wobei eine Kostenreduzierung auf 70 % Gestehungskosten von 0,0352 €/kWh zur Folge hätte.

### 5.2.2 Gasbefeuetes Kraftwerk

Zur Verifizierung der Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken wird der Gas-und-Dampf-Kombiblock B des Kraftwerks Theiß untersucht. Eigentümer und Betreiber der Anlage ist abermals die EVN AG. Mit einer installierten Gesamtengpassleistung von über 800 MW ist es eines der leistungsstärksten und bedeutendsten Kraftwerke Österreichs. Ein wichtiges Merkmal der Anlage ist die in Block 2 installierte schnellstartfähige Gasturbine, welche in kürzester Zeit mit ihrer Nennleistung von 234 MW elektrische Energie einspeisen kann und dadurch speziell für die Spitzenlastabdeckung einsetzbar ist. Im Regelfall wird aber der ausschließliche Betrieb der Gasturbine vermieden bzw. nur in Notfällen bei entsprechend hohen Abnahmepreisen eingesetzt. Zusätzlich ermöglicht es die Anlage, einen Teil der Fernwärmeversorgung des Umlandes sowie der Stadt Krems zu übernehmen.

Technische Daten KW Theiß GuD Block B

	Dampfturbine M3	Gasturbine M5 + AbHDE
<b>Allgemeines</b>	Gas- und Dampfkombikraftwerk	
<b>Dampferzeuger</b>	Zwangsdurchlaufsystem, System Benson, einfache Zwischenüberh.	Zwangsumlaufkessel mit Trommel
<b>Kesselhöhe</b>	---	---
<b>Kaminhöhe</b>	ca. 132m	ca. 70m
<b>Brennstoff</b>	Erdgas, Heizöl schwer	Erdgas
<b>Dampfturbine</b>	4-gehäusige Kondensations-Turbine mit 1 Hochdruck-, 1 Mitteldruck- und 2 Niederdruckteilen	
<b>Elektrische Leistung</b>	265 MW	234 MW
<b>Generatorleistung</b>	380 MVA	250 MVA
<b>Gesamtwirkungsgrad netto</b>	ca. 58 %	
<b>Fernwärmeauskopplung</b>	max. 60 MW thermisch	
<b>Entschwefelung</b>	Entschwefelung im halbtrocken Verfahren	
<b>Entstickung</b>	Selektives katalytisches Reduktionsverfahren mit Katalysator	
<b>Entstaubung</b>	Gewebefilter	
<b>Kühlung</b>	Flusswasser (Donau)	

Abbildung 39: Technische Daten KW Theiß

Quelle: Umwelterklärung 2012 Kraftwerk Theiß 2012, S. 10.

GuD KW Theiß Block B

reine Stromerz.      inkl. max. FW-Auskoppl.      Brennstoffk. 70%

<b>Leistung (elektrisch)</b>	MW	499	499	499
<b>technische Lebensdauer</b>	a	30	30	30
<b>Netto Systemnutzungsgrad (elektrisch)</b>	%	58	58	58
<b>Volllaststunden (elektrisch)</b>	h/a	3500	3500	3500
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	1746,50	1746,50	1746,50
<b>Brennstoffeinsatz energetisch</b>	TJ/a	10.840,34	10.840,34	10.840,34
<b>Leistung (thermische Auskopplung)</b>	MW	60	60	60
<b>Volllaststunden (thermische Auskopplung)</b>	h/a	0	2000	0
<b>Fernwärmeerzeugung</b>	GWh/a	0,00	120,00	0,00
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	700	700	700
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	349,30	349,30	349,30
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	21,44	21,44	21,44
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	22	22	22
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	10,978	10,978	10,978
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0,0287	0,0287	0,02009
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	86,42	86,42	60,50
<b>Erlöse durch Fernwärmeauskopplung</b>	Mio. €/a	0,00	3,60	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0680	0,0660	0,0532

Abbildung 40: Stromgestehungskostenrechnung KW Theiß

Quelle: eigene Darstellung

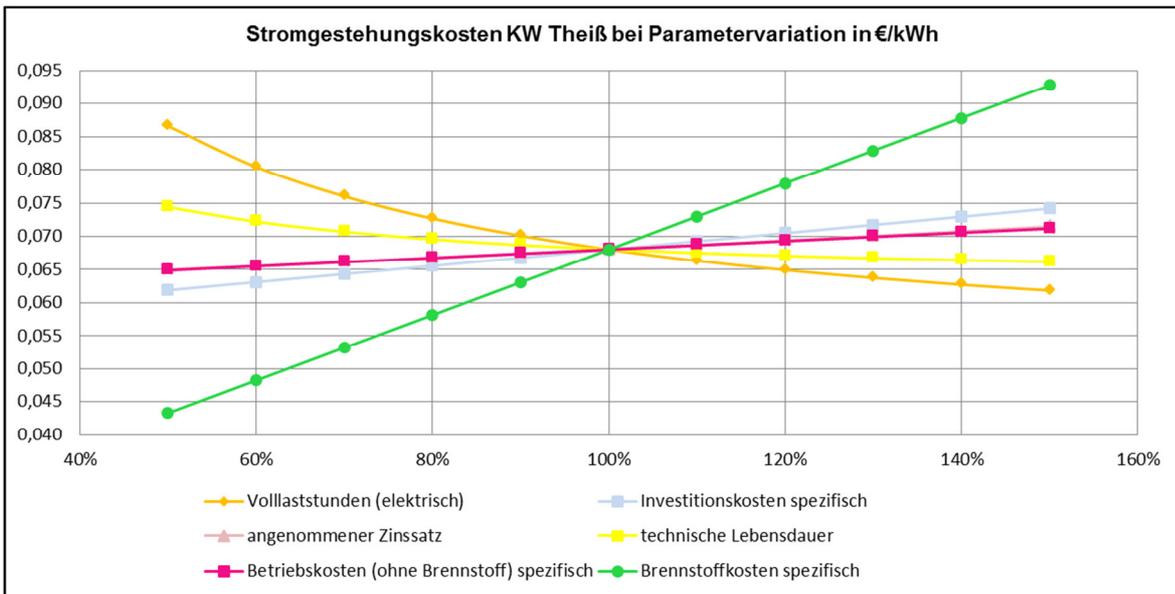


Abbildung 41: Stromgestehungskosten KW Theiß bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Ähnlich der Kohleverstromung ist auch bei Gaskraftwerken mit Hilfe der Parametervariation ersichtlich, dass Auslastung und Brennstoff die ausschlaggebenden Größen der Stromgestehungskosten darstellen. Die angenommenen Volllaststunden von 3500 h/a sind für eine Konzeption zur Abdeckung von Mittel- und Spitzenlast bereits im oberen Segment angesiedelt, wobei eine weitere Erhöhung schon als unrealistischer Betriebszustand zu interpretieren ist. Auch würde dies ebenfalls keine bedeutende Reduzierung der Gestehungskosten mit sich bringen. Eine 130 % Auslastung wäre nur mit einer Kostenreduzierung auf € 0,0638 €/kWh zu beziffern. Des Weiteren bringt die Betrachtungsweise mit Fernwärmeauskopplung bei diesem Anlagentyp ebenfalls keine wesentliche Wirkung auf die Kostenstruktur mit sich. Viel deutlicher tritt wieder der Einfluss bei Verringerung der Brennstoffkosten auf die Gestehungskosten in Erscheinung, wobei 70 % der Brennstoffkosten Gestehungskosten von 0,0532 €/kWh ergeben würden.

### 5.2.3 Wasserkraftwerk

Auf Grund der Vielzahl der verbreiteten Möglichkeiten zur Energiegewinnung mittels Wasserkraft in Österreich werden in diesem Abschnitt vier unterschiedliche Anlagen erläutert. Es wird eine leistungsstarke Laufwasserkraftanlage mit hohen Investitionskosten (KW Freudenau), eine leistungsstarke Laufwasserkraftanlage mit niedrigen Investitionskosten (KW Greifenstein), eine Kleinwasserkraftanlage (KW Schütt) und ein Pumpspeicherkraftwerk (Hauptstufe Malta) berechnet.

#### Laufwasserkraftwerk Freudenau:

Für die wirtschaftliche Analyse von leistungsstarken Laufkraftwerken in Großanlagenbauweise wird das KW Freudenau nachstehend näher erläutert. Die Anlage stellt das letzte der zehn Wasserkraftwerke innerhalb Österreichs entlang der Donau dar und wird wie alle weiteren Donaukraftwerke von der Verbund Hydro Power GmbH betrieben. Neben der geografischen Lage im Stadtgebiet der österreichischen Bundeshauptstadt beinhaltet es eine weitere Besonderheit in Form der Leitwarte, welche bis auf das Kraftwerk Jochstein alle vorhergehenden Donaukraftwerke steuert und reguliert. Die Anlage wurde von 1992 bis 1998 in Nassbauweise errichtet und 1999 in Betrieb genommen.

Technische Daten Laufkraftwerk Freudenau

	<b>Laufkraftwerk Freudenau</b>
<b>Allgemeines</b>	Laufkraftwerk in Niederdruckbauweise
<b>Turbinentyp</b>	6x Kaplan Rohrturbine
<b>Generortyp</b>	6x 10,5 kV Synchrongenerator
<b>Rohfallhöhe</b>	6,8 m
<b>Ausbauwassermenge</b>	3000 m <sup>3</sup> /s
<b>Nennleistung pro Turbine</b>	30 MW
<b>Nennleistung pro Generator</b>	32 MVA
<b>Elektrische Leistung</b>	172 MW

**Abbildung 42: Technische Daten KW Freudenau**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/wien-freudenau>

Laufkraftwerk Freudenau

Volllaststd.  
130%Investitionsk.  
70%

<b>Leistung</b>	MW	172	172	172
<b>technische Lebensdauer</b>	a	70	70	70
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	6120	7956	6120
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	1052,64	1368,432	1052,64
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	3.789,50	4.926,36	3.789,50
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	6570	6570	4599
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	1130,04	1130,04	791,03
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	53,30	53,30	37,31
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	16	16	16
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	2,752	2,752	2,752
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0	0	0
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	0,00	0,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0532	0,0410	0,0381

Abbildung 43: Stromgestehungskostenrechnung KW Freudenau

Quelle: eigene Darstellung

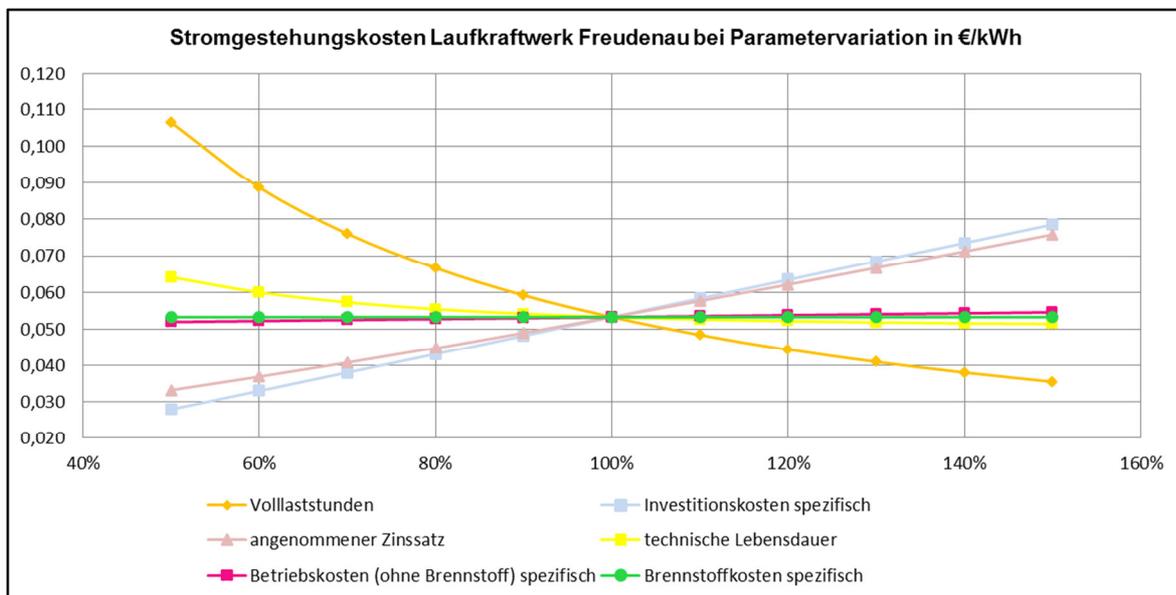


Abbildung 44: Stromgestehungskosten KW Freudenau bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Anders als bei fossil befeuerten Anlagen fällt bei Wasserkraftwerken, wie bei den meisten Verfahren zur Energiegewinnung aus erneuerbarer Primärenergie, die Komponente der Brennstoffkosten weg. In diesem speziellen Fall des Kraftwerks Freudenau ist das Augenmerk zum überwiegenden Teil auf die Investitionskosten und die jährlichen Volllaststunden zu richten. Unter der Annahme der Erhöhung der Auslastung um 30 % würden sich die Gesteungskosten auf 0,0410 €/kWh verringern. Speziell bei Wasserkraftwerken wird diese Einflussnahme zur Reduktion des Strompreises ständig angestrebt, was dennoch zum überwiegenden Teil nicht möglich ist, da die Primärenergiequelle Wasser sich kaum steuern lässt und somit von den natürlichen Gegebenheiten abhängig ist. Beispielsweise könnte eine anhaltende Trockenperiode den Wasserstand des Gewässers derart verringern, dass die Maschinensätze ihre Nennleistung nicht erreichen bzw. Hochwasser auf Grund von starken Regenfällen oder Schneeschmelze dazu führen, dass die Wehrfelder geöffnet werden müssen und dadurch ein Großteil des Wassers ohne Energieumwandlung das Kraftwerk passiert. Ein weiterer bedeutender Faktor der Stromgestehungskosten des KW Freudenau stellen die aufgewendeten Investitionskosten dar. Diese sind für ein Kraftwerk dieser Leistung und Größe unrealistisch hoch und führten dazu, dass die Anlage schon während der Bauzeit als unwirtschaftlich eingestuft wurde. Der Hintergrund dieser hohen Kosten ist unter anderem auf den, durch das Kraftwerk notwendig gewordenen Hochwasserschutz, sowie auf die Berücksichtigung sehr vieler ökologischer Gesichtspunkte im Stadtgebiet von Wien zurückzuführen. Würde man ein Kraftwerk dieser Leistung mit beispielsweise 70 % der angefallenen Kosten errichten, würden die Gesteungskosten für elektrische Energie 0,0381 €/kWh betragen.

**Laufwasserkraftwerk Greifenstein:**

Neben dem KW Freudenau wird hiermit eine zusätzliche Berechnung eines Laufkraftwerks in Großanlagenbauweise durchgeführt. Das Kraftwerk Greifenstein gleicht grundsätzlich der oberhalb angeführten Anlage Freudenau. Der markanteste, technische Unterschied zwischen diesen beiden Kraftwerken liegt aber in der deutlich höheren, nutzbaren Fallhöhe des KW Greifenstein, welche etwa doppelt so hoch ist, als die des Kraftwerks Freudenau. Rein physikalisch betrachtet, müsste die Anlage daher auch etwa den doppelten Ertrag bringen, was jedoch nicht der Fall ist. Dieser Umstand ist mit den geringeren Wirkungsgraden der Maschinensätze zu erklären, welche bei der Inbetriebsetzung im Jahr 1985 installiert wurden.

Technische Daten Laufkraftwerk Greifenstein

	<b>Laufkraftwerk Greifenstein</b>
<b>Allgemeines</b>	Laufkraftwerk in Niederdruckbauweise
<b>Turbinentyp</b>	9x Kaplan Rohrturbine
<b>Generatortyp</b>	9x 10,5 kV Synchrongenerator
<b>Rohfallhöhe</b>	12,6 m
<b>Ausbauwassermenge</b>	3000 m³/s
<b>Nennleistung pro Turbine</b>	32,5 MW
<b>Nennleistung pro Generator</b>	35 MVA
<b>Elektrische Leistung</b>	293 MW

**Abbildung 45: Technische Daten KW Greifenstein**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/greifenstein>

Laufkraftwerk Greifenstein

Volllaststd.  
130%

Investitionsk.  
70%

<b>Leistung</b>	MW	293	293	293
<b>technische Lebensdauer</b>	a	70	70	70
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	5850	7605	5850
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	1714,05	2228,265	1714,05
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	6.170,58	8.021,75	6.170,58
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	2500	2500	1750
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	732,50	732,50	512,75
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	34,55	34,55	24,18
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	16	16	16
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	4,688	4,688	4,688
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0	0	0
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	0,00	0,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0229	0,0176	0,0168

Abbildung 46: Stromgestehungskostenrechnung KW Greifenstein

Quelle: eigene Darstellung

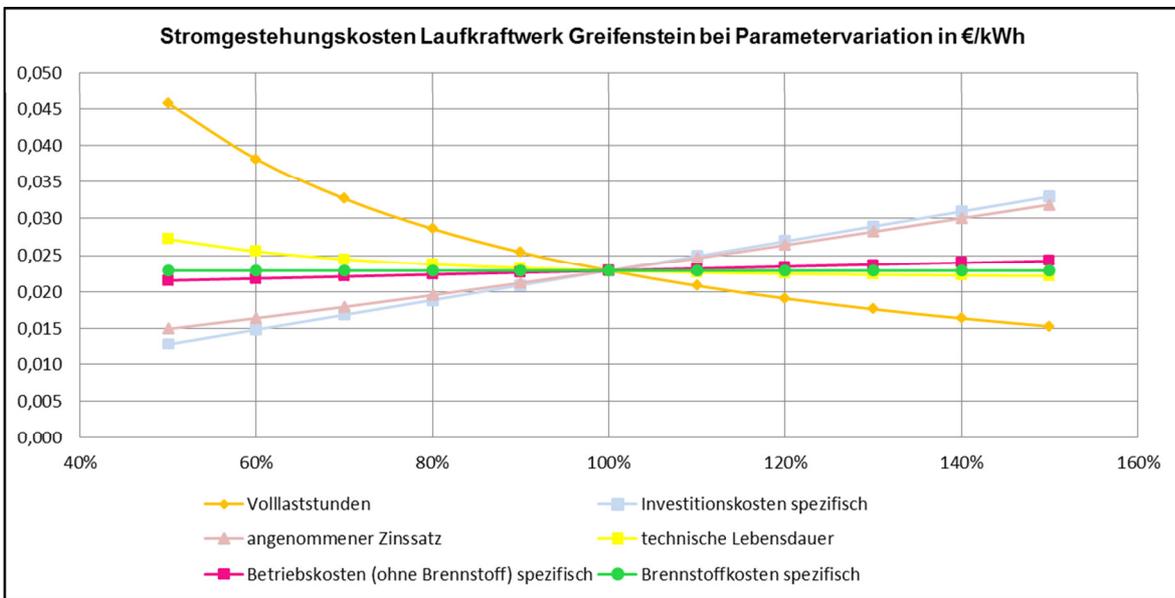


Abbildung 47: Stromgestehungskosten KW Greifenstein bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Anhand der nun ermittelten Stromgestehungskosten zeigt sich, dass die Investitionskosten einen derart deutlichen Einfluss haben, dass sich bei einer kostengünstigen Anlagenkonzeption die spezifischen Kosten der Energiebereitstellung um mehr als die Hälfte verringern lassen. Der Vorteil des KW Greifenstein liegt eindeutig darin, dass für die Errichtung keine übermäßigen Ausgaben in ökologischer Hinsicht, wie beispielsweise einem Hochwasserschutz, notwendig waren und ermöglicht es damit, die spezifischen Investitionskosten, im Gegensatz zum KW Freudenau, auf fast ein Drittel zu reduzieren. Die zusätzlich angeführte Möglichkeit zur Kostensenkung im Sinne der Erhöhung der Auslastung ist, ähnlich wie bei dem KW Freudenau, eher als Beispiel anzusehen als eine praxisnahe Alternative. Des Weiteren ist auf Grund der bereits sehr niedrig angesetzten Investitionskosten des KW Greifenstein auch in dieser Wahrnehmung keine umsetzbare Verringerung der ohnehin recht niedrigen Gestehungskosten zu finden.

**Laufwasserkraftwerk Schütt:**

Neben Wasserkraftwerken welche als Großanlagen ausgeführt sind, besitzt Österreich auch eine Vielzahl an Anlagen geringerer Leistung, wie beispielsweise das hier herangezogene Kleinwasserkraftwerk Schütt. Das von der EVN AG neu errichtete KWK stellt eine Reaktion auf die Vorlagen des Ökostromgesetzes dar und wird mit einer maximalen Engpassleistung von 1,98 MW den Erfordernissen der Förderungswürdigkeit durch die OMAG gerecht. Die Anlage wurde als Laufwasserkraftwerk konzipiert und ersetzt seit dem Jahr 2011 eine an diesem Standort 107 Jahre lang betriebene Anlage ähnlicher Bauart. Zur Generierung von elektrischer Energie wird das Gewässer der Ybbs in Oberösterreich genutzt.

Technische Daten Laufkraftwerk Schütt

	<b>Laufkraftwerk Schütt</b>
<b>Allgemeines</b>	Laufkraftwerk in Niederdruckbauweise
<b>Turbinentyp</b>	2x Kaplan Rohrturbine
<b>Generatortyp</b>	2 x Synchrongenerator
<b>Rohfallhöhe</b>	---
<b>Ausbauwassermenge</b>	---
<b>Nennleistung pro Turbine</b>	0,9 MW
<b>Nennleistung pro Generator</b>	1 MVA
<b>Elektrische Leistung</b>	1,9 MW

**Abbildung 48: Technische Daten KW Schütt**

Quelle: ZEK, S. 38.

Laufkraftwerk Schütt

Volllaststd. 130%  
Nutzungsdauer 15 Jahre

<b>Leistung</b>	MW	1,98	1,98	1,98
<b>technische Lebensdauer</b>	a	50	50	15
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	4750	6175	4750
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	9,41	12,23	9,41
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	33,86	44,02	33,86
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	4550	4550	4550
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	9,01	9,01	9,01
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	0,46	0,46	0,84
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	20	20	20
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	0,0396	0,0396	0,0396
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0	0	0
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	0,00	0,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0527	0,0405	0,0934

Abbildung 49: Stromgestehungskostenrechnung KW Schütt

Quelle: eigene Darstellung

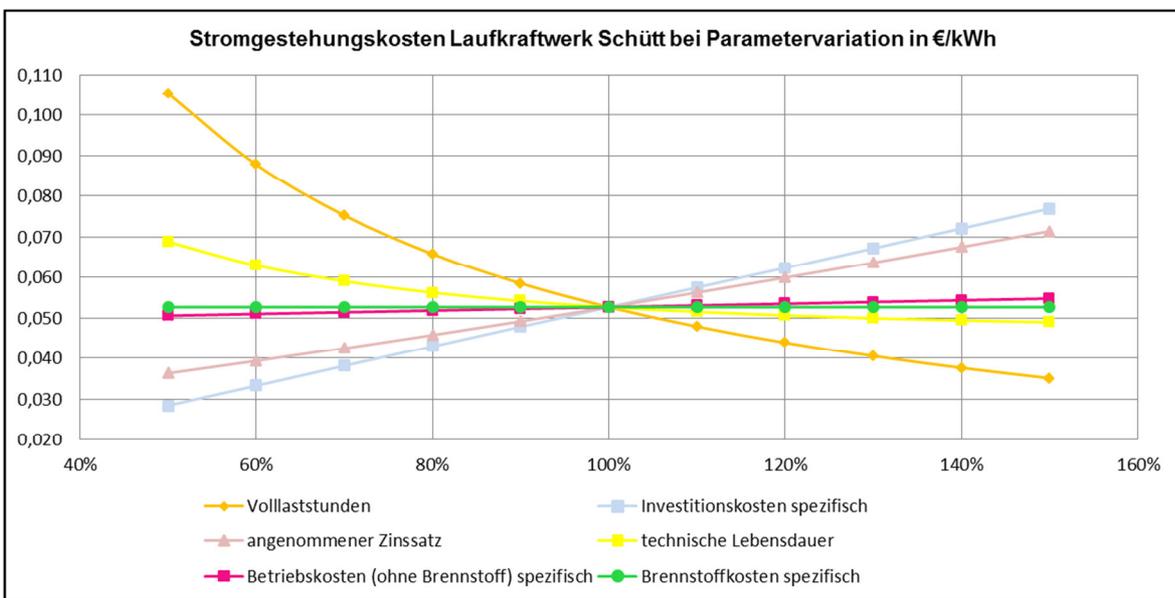


Abbildung 50: Stromgestehungskosten KW Schütt bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Anders als bei Großkraftwerken ist der energetische Ertrag bei Kleinwasserkraftanlagen erheblich geringer, da die genutzten Gewässer einer viel deutlicheren Schwankung des Wasserdargebotes unterliegen und die nutzbare Vollaustung dementsprechend niedriger ausfällt. Dies spiegelt sich in diesem Fall sehr markant in den zugrunde gelegten Vollaststunden wieder. Ein weiteres Kriterium stellt die veranschlagte Nutzungsdauer im Gegensatz zu Großanlagen dar. Dies hat den Hintergrund, dass die Anlagen auf Grund der begrenzten Laufzeit der Förderungen mit einer weitaus geringeren Lebensdauer berechnet werden, als die tatsächliche Nutzungsdauer der Anlage aufweist. Den Grenzfall stellt die Annahme einer Nutzungsdauer von 15 Jahren dar, was der Laufzeit der Förderung zu festgesetzten Einspeisetarifen entspricht und mit Gestehungskosten von 0,0934 €/kWh zu beziffern wäre. Zusätzlich dazu, sind auch die spezifischen Investitionskosten im Gegensatz zu dem behandelten KW Greifenstein relativ hoch bemessen, was ebenfalls auf ökologische Hintergründe zurückzuführen ist.

**Pumpspeicherkraftwerk Hauptstufe Malta:**

Im Gegensatz zu klassischen Wasserkraftanlagen beruht die primäre Funktion von Pumpspeicherkraftwerken nicht darauf, elektrische Energie zu generieren, sondern bereits vorhandene elektrische Energie zu speichern. Es muss somit für die Errechnung der Stromgestehungskosten solcher Anlagen die notwendige Pumparbeit miteinbezogen werden. Als Referenzkraftwerk dient in diesem Fall die Hauptstufe der Maltakraftwerke in Kärnten. Die Maltakraftwerke bestehen aus einer Vielzahl nacheinander geschalteter Speicher- und Laufkraftwerke, welche von der Verbund Hydro Power GmbH betrieben werden und sich den Wasserlauf des 1902 m hoch gelegenen Kölnbreinspeichers zunutze machen. In dieser Konzeption fungiert die Kraftstation Rottau als Hauptstufe, welche größtenteils als Spitzenlastanlage eingesetzt wird. Auf Grund des natürlichen Zuflusses durch mehrere Bäche in den Speicher Kölnbrein wird die Hauptstufe zwar nicht als reines Pumpspeicherkraftwerk angesehen, was in dieser Berechnung aber vernachlässigt wird, um ausschließlich die spezifischen Kosten für die Pumpspeicherung zu ermitteln.

Technische Daten Pumpspeicherkraftwerk Malta Hauptstufe

	<b>Pumpspeicherkraftwerk Malta Hauptstufe</b>
<b>Allgemeines</b>	Pumpspeicherkraftwerk in Hochdruckbauweise
<b>Turbinentyp</b>	4x sechsdüsige Peltonturbine
<b>Generatortyp</b>	4x Synchrongenerator
<b>Pumpentyp</b>	2x einflutige, vierstufige Hochdruckreiselpumpen
<b>Rohfallhöhe</b>	1704 m
<b>Ausbauwassermenge</b>	80 m³/s
<b>Nennleistung pro Pumpe</b>	145 MW
<b>Nennleistung pro Turbine</b>	182,5 MW
<b>Nennleistung pro Generator</b>	220 MVA
<b>Elektrische Leistung</b>	730 MW

**Abbildung 51: Technische Daten KW Malta Hauptstufe**

Quelle: <http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe>

Pumpspeicher KW Malta Hauptst.

Energiekosten  
Null      Energiekosten  
negativ

<b>Leistung</b>	MW	730	730	730
<b>technische Lebensdauer</b>	a	50	50	50
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	980	980	980
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	715,40	715,40	715,40
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	2575,44	2575,44	2575,44
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	777	777	777
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	567,21	567,21	567,21
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	28,70	28,70	28,70
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	10	10	10
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	7,3	7,3	7,3
<b>Energiekosten für Pumparbeit</b>	€/kWh	0,03	0	-0,03
<b>Pumparbeit (115% der Stromerzeugung)</b>	GWh	822,71	822,71	822,71
<b>Pumpkosten gesamt</b>	Mio. €/a	24,68	0,00	-24,68
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0848	0,0503	0,0158

Abbildung 52: Stromgestehungskostenrechnung KW Malta Hauptstufe

Quelle: eigene Darstellung

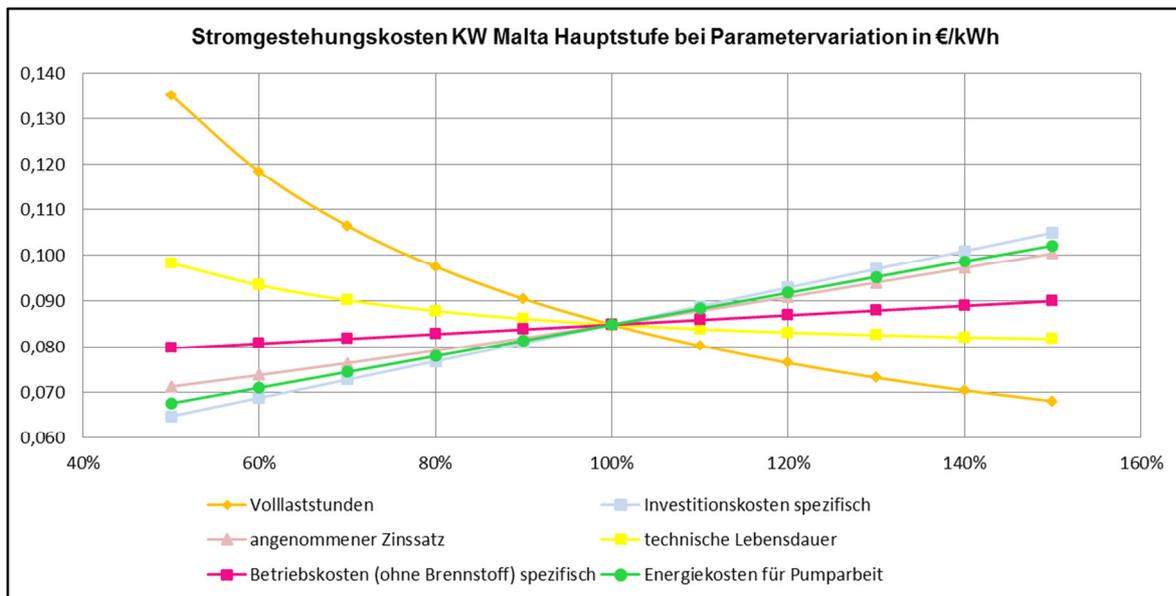


Abbildung 53: Stromgestehungskosten KW Malta Hauptstufe bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Wie die angeführte Rechnung darlegt, reagieren die Stromgestehungskosten von Pumpspeicherkraftwerken sehr sensibel auf die für die Pumparbeit angesetzten Strompreise. Um den Kraftwerksbetrieb wirtschaftlich durchführen zu können, müssen diese so gering wie möglich gehalten werden. Es wird daher auf Situationen zurückgegriffen, in denen der Strompreis extrem niedrige Werte annimmt. Dies erfolgt zumeist zu Zeitpunkten, an denen ein übermäßiges Angebot an elektrischer Energie vorhanden ist, welche abgenommen werden muss, die entsprechende Nachfrage indessen ausbleibt. In Extremsituationen kann der Bezugspreis von Strom auch negativ werden. Dieses Szenario trat beispielsweise am 11.Mai 2014 und 17.August 2014 ein, wobei der PHELIX Day Base mehrere Stunden bei -0,06 €/kWh lag und danach noch einen längeren Zeitraum um 0 €/kWh tendierte. Unter diesen Bedingungen können somit Stromgestehungskosten von unter 0,02 €/kWh verwirklicht werden.

### 5.2.4 Windkraftwerk

Gegenüber Anlagen zur Energiebereitstellung mit Hilfe von Wasser stellen Windkraftwerke derzeit noch einen sehr geringen, jedoch stetig steigenden Beitrag zur österreichischen Elektrizitätsversorgung dar. Der Windpark Prinzendorf, betrieben von der Windkraft Simonsfeld AG, dient in dieser Arbeit als Referenzanlage zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die Anlage wird in zwei Teile gegliedert, wobei das Kraftwerk Prinzendorf I mit 18 MW installierter Leistung im Jahr 2003 bzw. Prinzendorf II mit 12 MW 2008 in Betrieb ging. Mit einer durchschnittlichen Jahresarbeit von über 74 GWh, bezogen auf die Kraftwerksleistung, ist der Windpark Prinzendorf als eine der ertragreichsten Anlagen österreichweit anzusehen, was nicht zuletzt durch die topografisch windgünstige Lage im nordöstlichen Niederösterreich hervorgerufen wird.

Technische Daten Windpark Prinzendorf I + II

	Prinzendorf I	Prinzendorf II
<b>Allgemeines</b>	Windkraftwerk	
<b>Konvertertyp</b>	9x Vestas V80	6x Vestas V90
<b>elektrische Leistung</b>	2 MW	2 MW
<b>Nabenhöhe</b>	100	105
<b>Rotordurchmesser</b>	80 m	90 m
<b>Blattanzahl</b>	3	3
<b>Überstrichene Fläche</b>	5027 m <sup>2</sup>	6362 m <sup>2</sup>
<b>Nennwindgeschwindigkeit</b>	15 m/s	12 m/s
<b>Nenn Drehzahl</b>	16,7 min <sup>-1</sup>	14,5 min <sup>-1</sup>
<b>Generatortyp</b>	4-poliger, doppeltgespeister Asynchrongenerator m. Schleifringen	
<b>Getriebe</b>	Dreistufiges Getriebe: eine Planetenstufe, zwei Stirnradstufen	
<b>Leistungsregelung</b>	Pitch/Optispeed	
<b>Luftbremse</b>	Voller Rotor-Pitch durch 3 separate Pitch-Zylinder	

**Abbildung 54: Technische Daten Windpark Prinzendorf**

Quelle: <http://www.wksimonsfeld.at/deutsch/kraftwerke/windparks/oesterreich/steinberg-prinzendorfundnbspiundnbspundnbspii.html>

Windpark Prinzendorf

Volllaststd.  
130%Investitionsk.  
70%

<b>Leistung</b>	MW	30	30	30
<b>technische Lebensdauer</b>	a	20	20	20
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	2480	3224	2480
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	74,40	96,72	74,40
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	267,84	348,19	267,84
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	1400	1400	980
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	42,00	42,00	29,40
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	3,23	3,23	2,26
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kWh	0,018	0,018	0,018
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	1,3392	1,74096	1,3392
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0	0	0
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	0,00	0,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0614	0,0514	0,0484

Abbildung 55: Stromgestehungskostenrechnung Windpark Prinzendorf

Quelle: eigene Darstellung

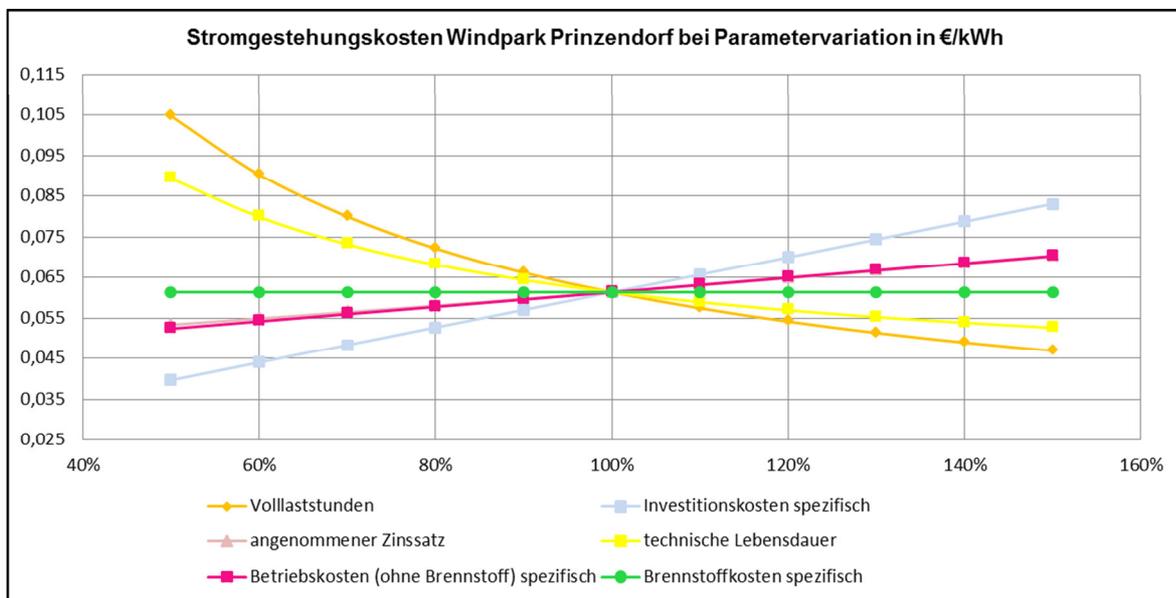


Abbildung 56: Stromgestehungskosten Windpark Prinzendorf bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Bedingt durch das Prinzip des naturgegebenen Mediums Wind, sind bei Windkraftanlagen abermals die Volllaststunden das ausschlaggebende, kostenrelevante Kriterium. Um die Auslastung zu erhöhen, werden bestehende Windparks überwiegend durch effizientere Anlagen ersetzt oder ergänzt. Effizientere Windkonverter haben den Vorteil, dass die Nennleistung der Maschinen schon bei geringeren Windgeschwindigkeiten erreicht wird und folglich eine deutliche längere Betriebszeit unter Vollauslastung erzielt werden kann. Neben den Volllaststunden sind in diesem Fall auch die Investitionskosten sowie die Nutzungsdauer von Relevanz. Die Nutzungsdauer ist zum einen, ähnlich wie bei KWK, auf die Förderungsrichtlinien angepasst, sowie ist mit den angesetzten 20 Jahren deren technische Lebensdauer erreicht. Auch die Investitionskosten schlagen sich deutlich in den spezifischen Gestehungskosten nieder. Hier ist gegenwärtig keine Verbesserung in Sicht, was sich aber durch den weiteren technischen Fortschritt in diesem Bereich zukünftig ändern kann.

### 5.2.5 Biomassekraftwerk

Die Gestehungskosten von elektrischer Energie aus biogenen Brennstoffen werden in dieser Arbeit mit Hilfe des Biomasseheizkraftwerks Simmering ermittelt. Das BMHKW Simmering wurde in den Jahren 2005 bis 2006 durch die Wien Energie GmbH auf dem Gelände des Großkraftwerks Simmering in Wien errichtet. Die Anlage ist für die Fahrweise im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb konzipiert und besitzt daher die Möglichkeit, neben elektrischer Energie, auch Fernwärme zu liefern. Anders als bei konventionellen Großkraftwerken, welche überwiegend elektrische Energie erzeugen, wurde bei diesem Biomassekraftwerk großes Augenmerk auf die auskoppelbare Fernwärme-menge gelegt. Es ist damit möglich, mehr als die Hälfte der Kesselleistung von 66 MW in Fernwärme umzusetzen. Diese Möglichkeit reduziert demgegenüber die maximale Leistung der elektrischen Komponente von 24,5 MW auf 17,5 MW. Im nachfolgenden wird sowohl der Betrieb für reine Stromerzeugung als auch die Kraft-Wärme-Kopplung bei maximaler Fernwärmeleistung betrachtet.

Technische Daten BMHKW Simmering

	<b>Biomassekraftwerk Simmering Block 3</b>
<b>Allgemeines</b>	Biomasseheizkraftwerk
<b>Dampferzeuger</b>	ZWS, Rauchrohrkessel, einfache Zwischenüberhitzung
<b>Kesselhöhe</b>	ca. 40 m
<b>Kaminhöhe</b>	ca. 120 m
<b>Brennstoff</b>	feste Biomasse (Waldhackgut)
<b>Dampfturbine</b>	Entnahme-Kondensationsturbine mit 1 Hochdruck- und 1 Niederdruckteil
<b>Elektrische Leistung</b>	24,5 MW
<b>Generatorleistung</b>	30 kVA
<b>Gesamtwirkungsgrad netto</b>	ca. 37 %
<b>Fernwärmeauskopplung</b>	max. 35 MW thermisch bei max. 17,5 MW elektrisch
<b>Entschwefelung</b>	Entschwefelung im halbtrocken Verfahren
<b>Entstickung</b>	Selektives katalytisches Reduktionsverfahren mit Katalysator
<b>Entstaubung</b>	Gewebefilter
<b>Kühlung</b>	Flusswasser (Donau)

**Abbildung 57: Technische Daten KW Simmering**

Quelle: <http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/11893/programId/17321/channelId/-26988>

		reine Stromerz.	inkl. max. FW-Auskoppl.	Brennstoffk. 70%
<b>Leistung (elektrisch)</b>	MW	24,5	17,5 / 24,5	24,5
<b>technische Lebensdauer</b>	a	20	20	20
<b>Netto Systemnutzungsgrad (elektrisch)</b>	%	37,12	37,12	37,12
<b>Volllaststunden (elektrisch)</b>	h/a	7500	7500	7500
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	183,75	169,75	183,75
<b>Brennstoffeinsatz energetisch</b>	TJ/a	1.782,00	1.782,00	1.782,00
<b>Leistung (thermische Auskopplung)</b>	MW	35	35	35
<b>Volllaststunden (thermische Auskopplung)</b>	h/a	0	2000	0
<b>Fernwärmeerzeugung</b>	GWh/a	0,00	70,00	0,00
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	788	788	788
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	52,01	52,01	52,01
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	4,00	4,00	4,00
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	23	23	23
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	1,518	1,518	1,518
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0,017	0,017	0,0119
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	8,42	8,42	5,89
<b>Erlöse durch Fernwärmeauskopplung</b>	Mio. €/a	0,00	2,10	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,0758	0,0697	0,0621

Abbildung 58: Stromgestehungskostenrechnung KW Simmering

Quelle: eigene Darstellung

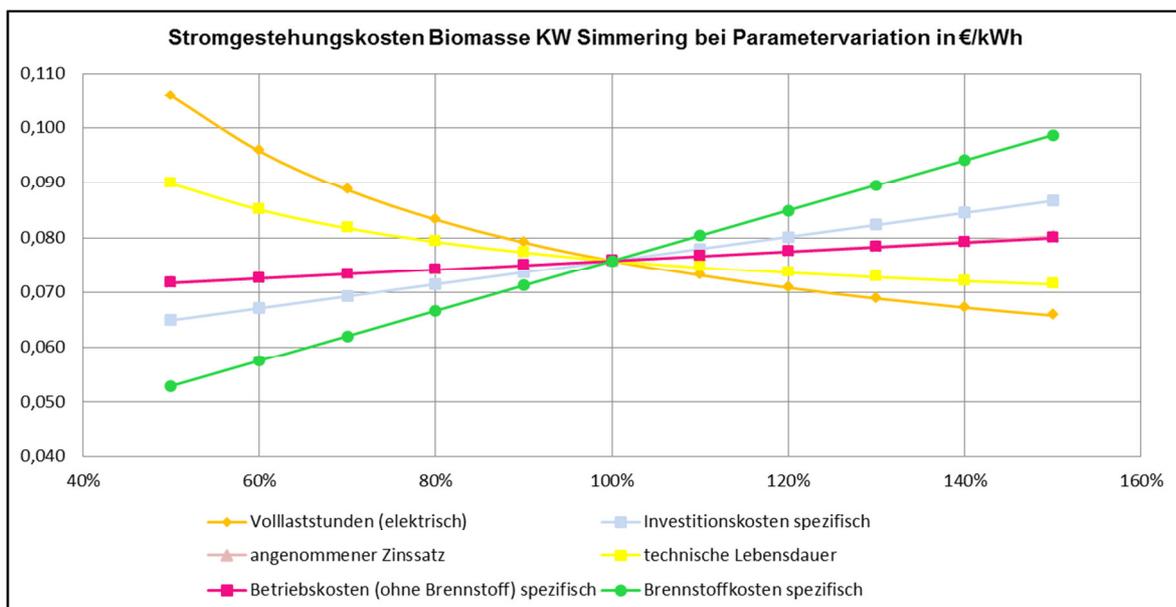


Abbildung 59: Stromgestehungskosten KW Simmering bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Wie bei allen thermischen Kraftwerken, welche auf die Versorgung von Brennstoff angewiesen sind, ist auch hier die einflussreichste Komponente, bezogen auf die Gestehungskosten, der Bezugspreis von Heizmaterial. Würde es gelingen, diesen in einem Ausmaß von 30 % zu senken, hätte das Gestehungskosten von 0,0621 €/kWh zur Folge. Neben dem eigentlichen Brennstoffpreis beinhalten die Kosten zur Bereitstellung von Heizmaterial auch dessen Transport zum jeweiligen Bedarfsort. Da sich das Kraftwerk im Stadtgebiet von Wien befindet und der Brennstoff zum überwiegenden Teil mittels LKW angeliefert wird, sind in diesem Fall entsprechend hohe Frachtkosten enthalten und demzufolge eine Kostenreduktion nur schwer umsetzbar. Auch der Betrieb im KWK-Verfahren hat eine, wenn auch geringere Auswirkung auf die errechneten Kosten, wobei mit einer maximalen Betriebsstundenzahl von 2000 h/a und einer Wärmevergütung von 0,03 €/kWh gerechnet wurde. Da der Bedarf von Fernwärme den Witterungsbedingungen unterliegt, ist hier eine große Schwankungsbreite möglich. Gesetzt den theoretischen Fall, dass ganzjährig eine Fernwärmenachfrage besteht, was in Ballungszentren wie Wien auf Grund der ebenfalls auf Fernwärme basierende Warmwasseraufbereitung durchaus möglich wäre, würden sich bei einem totalen KWK-Betrieb von 7500 h/a Gestehungskosten von 0,0461 €/kWh einstellen.

### 5.2.6 Photovoltaikkraftwerk

Für die Analyse der Strombereitstellung durch Photovoltaikanlagen wird das PV-Kraftwerk der Stadt St. Veit mit einer Gesamtengpassleistung von 3,5 MW<sub>Peak</sub> beurteilt. Die Anlage gliedert sich in mehrere Teilbereiche, wobei eine installierte Leistung von 0,5 MW<sub>Peak</sub> durch Installationen an bestehenden öffentlichen Bauwerken innerhalb von St. Veit wie der Jaques Lemans Sportarena, der Tennishalle Kölnhof und der Tennishalle Hallenbad erreicht wird. Zusätzlich ist eine Freiflächenanlage, welche als Sonnenpark bezeichnet wird, etwas außerhalb des Stadtgebiets mit 1 MW<sub>Peak</sub> errichtet worden. Neben diesen beiden Anlagen wurde auf einer nahegelegenen, revitalisierten Mülldeponie eine 2 MW<sub>Peak</sub> Anlage in mehreren Schritten und ebenfalls in Freiflächenaufstellung installiert. Das gesamte PV-Kraftwerk trägt einen wesentlichen Beitrag zu der von St. Veit angestrebten, autarken Energieversorgung bis zum Jahr 2020 bei.

Technische Daten Photovoltaikkraftwerk St. Veit

	<b>Photovoltaikkraftwerk St. Veit</b>
<b>Allgemeines</b>	Photovoltaikanlage mit Netzankopplung
<b>Bauart Solarmodule</b>	Kioto Photovoltaiks KPV 215/220 und KPV 255 in monokristaliner Bauweise
<b>Montageart Solarmodule</b>	3.700 m <sup>2</sup> an Gebäuden, 20.500 m <sup>2</sup> auf Freifläche
<b>nutzbare Panelfläche</b>	Gesamt 24.200 m <sup>2</sup> (3.700 m <sup>2</sup> + 7.100 m <sup>2</sup> + 13.400 m <sup>2</sup> )
<b>Nennleistung</b>	Gesamt 3,5 MW <sub>Peak</sub> (0,5 MW <sub>Peak</sub> + 1,0 MW <sub>Peak</sub> + 2 MW <sub>Peak</sub> )
<b>Wechselrichter</b>	Fronius IG120 und IG150, Fronius Agilo 100.0-3 Outdoor

**Abbildung 60: Technische Daten KW St. Veit**

Quelle: <http://www.erlebnis-energie.com/cms/sonnenstadt-st-veit/photovoltaikkraftwerke>

Photovoltaik KW St. Veit

Volllaststd.  
130%

Investitionsk.  
70%

<b>Leistung</b>	MW	3,5	3,5	3,5
<b>technische Lebensdauer</b>	a	25	25	25
<b>Netto Systemnutzungsgrad</b>	%	100	100	100
<b>Volllaststunden</b>	h/a	1150	1495	1150
<b>Stromerzeugung</b>	GWh/a	4,03	5,23	4,03
<b>Stromerzeugung energetisch</b>	TJ/a	14,49	18,84	14,49
<b>Investitionskosten spezifisch</b>	€/kW	4000	4000	2800
<b>Investitionskosten gesamt</b>	Mio. €	14	14	9,8
<b>angenommener Zinssatz</b>	%	4,5	4,5	4,5
<b>Annuität</b>	Mio. €/a	0,94	0,94	0,66
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) spezifisch</b>	€/kW/a	35	35	35
<b>Betriebskosten (ohne Brennstoff) gesamt</b>	Mio. €/a	0,1225	0,1225	0,1225
<b>Brennstoffkosten spezifisch</b>	€/kWh	0	0	0
<b>Brennstoffkosten gesamt</b>	Mio. €/a	0,00	0,00	0,00
<b>Stromgestehungskosten</b>	€/kWh	0,2650	0,2039	0,1946

Abbildung 61: Stromgestehungskostenrechnung KW St. Veit

Quelle: eigene Darstellung

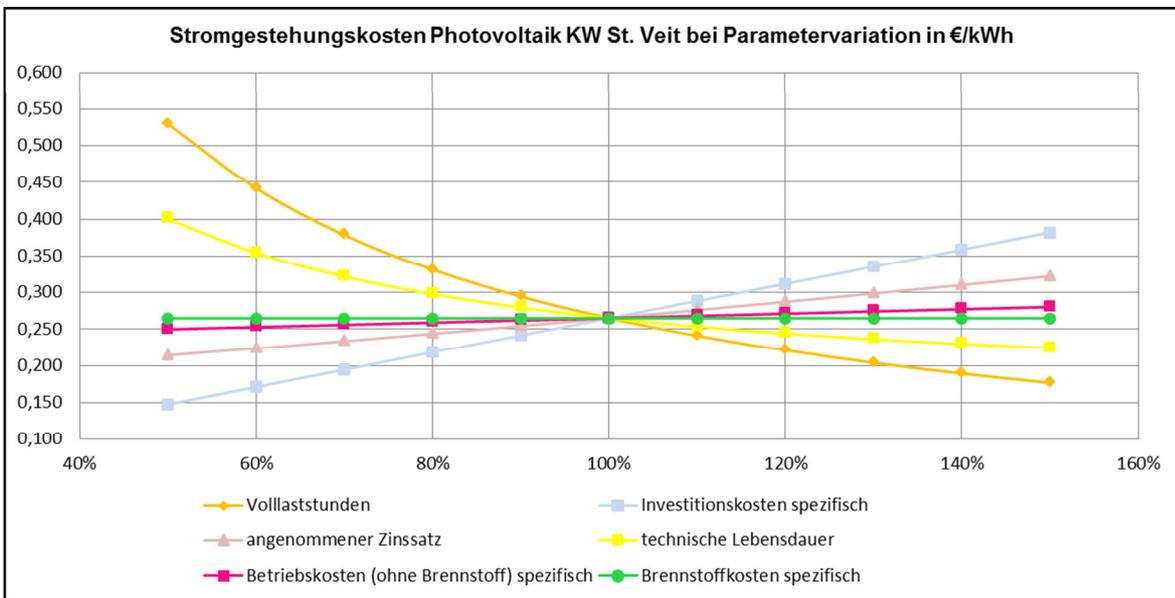


Abbildung 62: Stromgestehungskosten KW St. Veit bei Parametervariation

Quelle: eigene Darstellung

Im Gegensatz zu allen anderen dargestellten Energiebereitstellungsverfahren haben PV-Anlagen die mit Abstand höchsten Stromgestehungskosten zur Folge. Der eigentliche Schwachpunkt dieser Systeme in ökonomischer Hinsicht sind die überaus hohen Investitionskosten, welche auf die Beschaffung der notwendigen Solarpaneele und Wechselrichter zurückzuführen sind. Eine Reduktion dieser Kosten um 30% würde eine Minderung der Stromgestehungskosten auf rund 0,2 €/kWh ergeben. Neben diesem Ansatz zeigt die Parametervariation auch die Möglichkeit auf, eine Reduzierung der Gestehungskosten mittels der Erhöhung der Volllaststundenzahl zu erreichen. Da dieses Verfahren, wie viele andere regenerative Anwendungen, auf einer von der Natur abhängigen Energieversorgung beruht, kann die Auslastung jedoch nicht oder nur in einem sehr geringen Ausmaß verbessert werden. Es wäre zum Beispiel möglich, die Paneele auf Vorrichtungen zu montieren, die automatisch der Sonne nachgeführt werden und somit eine Steigerung der energetischen Ausnutzung mit sich bringen. Diese Variante würde hingegen wieder deutliche Steigerungen der Investitionskosten mit sich bringen, was wirtschaftlich gesehen, keinen Vorteil schaffen würde.

### 5.3 Gegenüberstellung der ermittelten Gestehungskosten

Um einen Überblick der nun berechneten spezifischen Energiekosten der österreichischen Elektrizitätsbereitstellung zu erhalten, werden in der Abbildung 63 und Abbildung 64 die ermittelten Werte zusammengefasst und verglichen. Zusätzlich sind in den Darstellungen die unterschiedlichen Anlagen in Grund- (blau) sowie in Mittel- und Spitzenlastkraftwerke (rot) gegliedert. Diese Unterscheidung ist erforderlich, da der jeweilige Handelspreis von elektrischer Energie zwischen den einzelnen Bezugsformen variiert und in die weitere Untersuchung miteinbezogen werden muss.

Analysiert man demzufolge die elektrische Versorgungssituation in Österreich, wird klar, dass zum derzeitigen Stand praktisch fast alle verfügbaren Varianten zur Bereitstellung von Elektrizität höhere Gestehungskosten aufweisen, als der durchschnittliche Handelspreis für Grundlastenergie über die EEX oder die EXAA von etwa 0,035 €/kWh beträgt. Selbst bei bereits schon fast praxisfremden Parametervariationen, ist eine Senkung der spezifischen Kosten auf ein Level der handelsüblichen Marktpreise kaum verwirklichtbar. Einzig die Variante der Wasserkraft mittels kostengünstiger Laufkraftwerke in Großanlagenbauweise ist zum derzeitigen Stand eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative gegenüber dem Energieimport.

Zusammenfassung	€/kWh	Stromgestehungskosten	Parameter-variation 1	Parameter-variation 2
Steinkohle KW Dürnrohr	€/kWh	0,0436	0,0409	0,0352
GuD KW Theiß Block B	€/kWh	0,0680	0,0660	0,0532
Windpark Prinzendorf	€/kWh	0,0614	0,0514	0,0484
Biomasse KW Simmering	€/kWh	0,0758	0,0697	0,0621
Laufkraftwerk Freudenau	€/kWh	0,0532	0,0410	0,0381
Laufkraftwerk Greifenstein	€/kWh	0,0229	0,0176	0,0168
Laufkraftwerk Schütt	€/kWh	0,0527	0,0405	0,0934
Pumpspeicher KW Malta Hauptst.	€/kWh	0,0848	0,0503	0,0158
Photovoltaik KW St. Veit	€/kWh	0,2650	0,2039	0,1946

Abbildung 63: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten

Quelle: eigene Darstellung

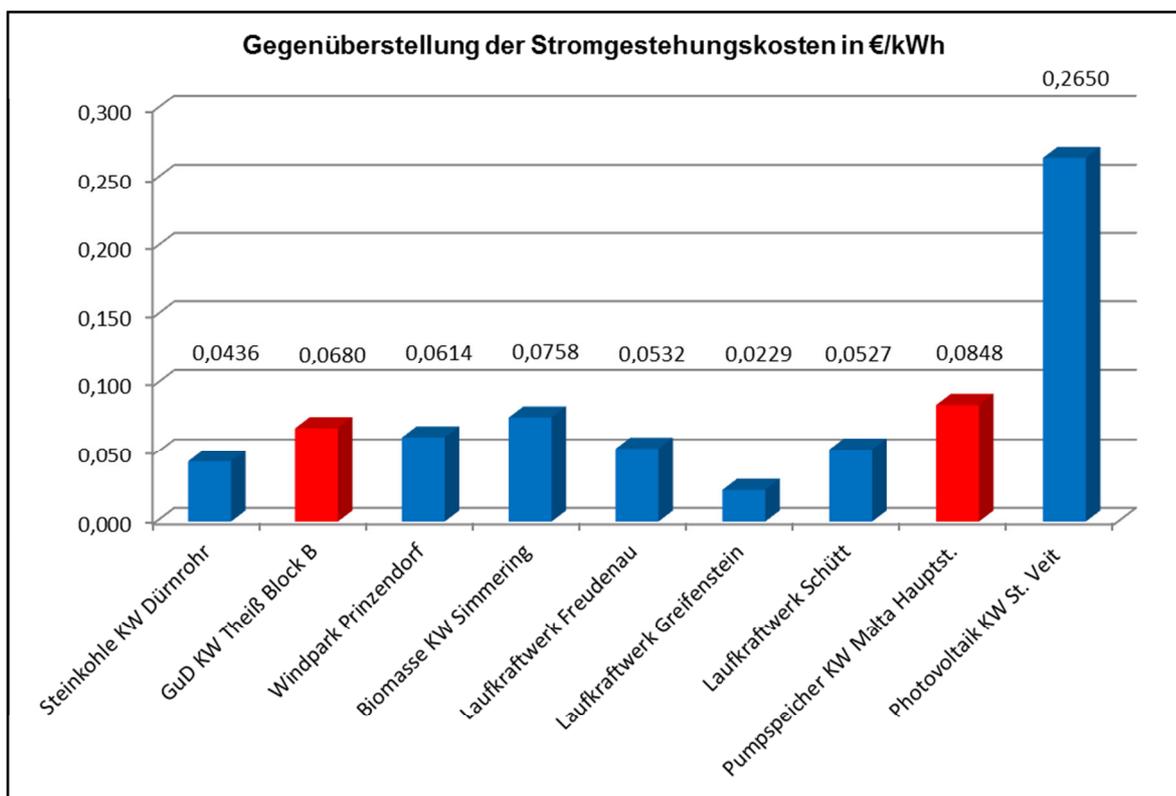


Abbildung 64: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten

Quelle: eigene Darstellung

## 6 Fazit

Mit Hilfe der ermittelten Erkenntnisse lässt sich in diesem Abschnitt ein Überblick über die Gesamtheit der ökonomischen Situation der inländischen Energiewirtschaft erstellen. Durch die berechneten Stromgestehungskosten der unterschiedlichen Erzeugungsverfahren ist ersichtlich, dass sich viele der in der Vergangenheit bewährten Anlagentypen mit der heutigen Wirtschaftssituation nicht mehr vereinbaren lassen. Dieser Umstand bezieht sich hingegen nicht nur alleine auf die konventionellen Möglichkeiten der Energieversorgung, sondern auch gleichermaßen auf die Verwendung von erneuerbaren Energieträgern.

Grundsätzlich ist zu sagen, dass bei fossil befeuerten Kraftwerken die Bereitstellungskosten für elektrische Energie zum Großteil von den Bezugspreisen der eingesetzten Brennstoffe abhängen. Dies schlägt sich bei Gaskraftwerken auf Grund der höchsten spezifischen Brennstoffkosten am stärksten nieder, wobei diese Form von Anlagen überwiegend für den Mittel- und Spitzenlastbetrieb eingesetzt werden und damit nur indirekt mit den Handelspreisen für Grundlastenergie vergleichbar sind. Das ist damit zu begründen, dass sich die Kosten für schnell verfügbare Regelleistung von den Bezugspreisen für Grundlaststrom abheben. Neben der Gasverstromung unterliegen aber auch die Stromgestehungskosten der Steinkohleblöcke zu einem deutlichen Anteil der Bezugspreise des eingesetzten Energieträgers. Gemäß der prognostizierten Entwicklung der Rohstoffmärkte ist daher zukünftig keine Verbesserung der Situation von konventionellen Anlagen absehbar, da die Preisstruktur für Brennstoffe mittelfristig zunehmen wird (siehe Abbildung 65) und somit konventionelle kalorische Kraftwerke, wirtschaftlich gesehen, immer unrentabler zu betreiben sein werden.

Brennstoffpreise [Euro <sub>2013</sub> /kWh]	2013		2020		2030		2040		2050	
			unterer	oberer	unterer	oberer	unterer	oberer	unterer	oberer
	Braunkohle	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016
Steinkohle	0,0114	0,0103	0,0114	0,0112	0,0175	0,0188	0,0200			
Erdgas	0,0287	0,0276	0,0320	0,0287	0,0363	0,0398	0,0470			
Substrat für Biomasse	0,0300	0,0250	0,0400	0,0250	0,0400	0,0400	0,0400			

**Abbildung 65: Annahmen zur Preisentwicklung von fossilen Brennstoffen**

Quelle: Fraunhofer, S. 15.

Eine Reaktion der Energieversorgungsunternehmen auf diesen Umstand ist darin ersichtlich, dass bereits zahlreiche fossil befeuerte Grundlastkraftwerke abgeschaltet oder in den Stand-by-Betrieb gesetzt wurden. Als Musterbeispiel ist das GuD-Kraftwerk Mellach heranzuziehen. Durch die Errichtung dieser Anlage sollte der bestehende Kohleblock ersetzt und dessen Aufgabe in Form der Versorgung von elektrischer und thermischer Energie von der neuen GuD-Anlage übernommen

werden. Basierend auf der Tatsache, dass das GuD-Kraftwerk in diesem Fall jedoch zur Grundlastversorgung eingesetzt werden sollte, wurde die Anlage nach erfolgtem Probetrieb stillgelegt, da die derzeitige Situation einen wirtschaftlichen Betrieb des Kraftwerks nicht rechtfertigen würde. Demzufolge ist auch der Ausbau von fossil befeuerten Anlagen einer fallenden Tendenz untergeordnet und in Österreich mittlerweile zum Stillstand gekommen.

Einige Anlagen wie etwa das KW Dürnrrohr, welche neben der elektrischen Versorgung auch thermische Energie liefern können, müssen allerdings in einem Schwachlastbetrieb gefahren werden, um die notwendige Prozessdampf- oder Fernwärmeversorgung aufrecht zu halten. Diese Vorgehensweise ist hingegen in den meisten Fällen als unwirtschaftlich anzusehen, da sie einen Betrieb jenseits der konzipierten Nennleistung zur Folge hat und demnach wirkungsgradtechnisch außerhalb des optimalen Bereichs liegt. Im Weiteren ist diese Vorgehensweise auch bei den inländisch installierten Gaskraftwerken zu beobachten. Diese werden nach Möglichkeit nur mehr für die Bereitstellung der erforderlichen Regelenergie herangezogen, um die Betriebszeit und den daraus folgenden Brennstoffverbrauch gering zu halten. Der Umkehrschluss aus dieser Betrachtungsweise ist dagegen, dass die Gestehungskosten aus der Erdgasverstromung, wie bei allen Kraftwerkstypen, mit der Reduzierung der Volllaststunden zunehmen und daher die Anlagen, ökonomisch gesehen, nur bei entsprechend hohen Strompreisen angefahren werden können.

Neben den konventionellen Möglichkeiten zur Elektrizitätsversorgung weisen auch die Formen der erneuerbaren Energien ähnliche, unwirtschaftliche Kostenstrukturen auf. Im Gegensatz zu fossilen Verfahren haben einige dieser Anlagen aber den Vorteil, abgesehen von den ökologischen Aspekten, Förderungen im Sinne des Ökostromgesetzes beziehen zu können. Diese Vergütungen erlauben es, den Ausbau und den Betrieb von förderungswürdigen Anlagen wirtschaftlich umzusetzen. Da sich aber die Unterstützung größtenteils auf Anlagen bezieht, die eine geringe installierte Leistung aufweisen, können diese nicht für die wichtigste Form der inländischen Stromversorgung im Sinne von leistungsstarken Laufkraftwerken angewendet werden. Gemäß den ermittelten Gestehungskosten sind folglich auch diese Anlagen momentan nur dann ökonomisch zu betreiben, wenn die aufgewendeten Investitionskosten relativ gering bemessen sind. Demzufolge ist ein weiterer Ausbau von Wasserkraftwerken höherer Leistungsklassen nicht erstrebenswert, da die immer strengeren Auflagen in ökologischer Hinsicht und die daraus folgenden Maßnahmen die Investitionskosten ansteigen lassen.

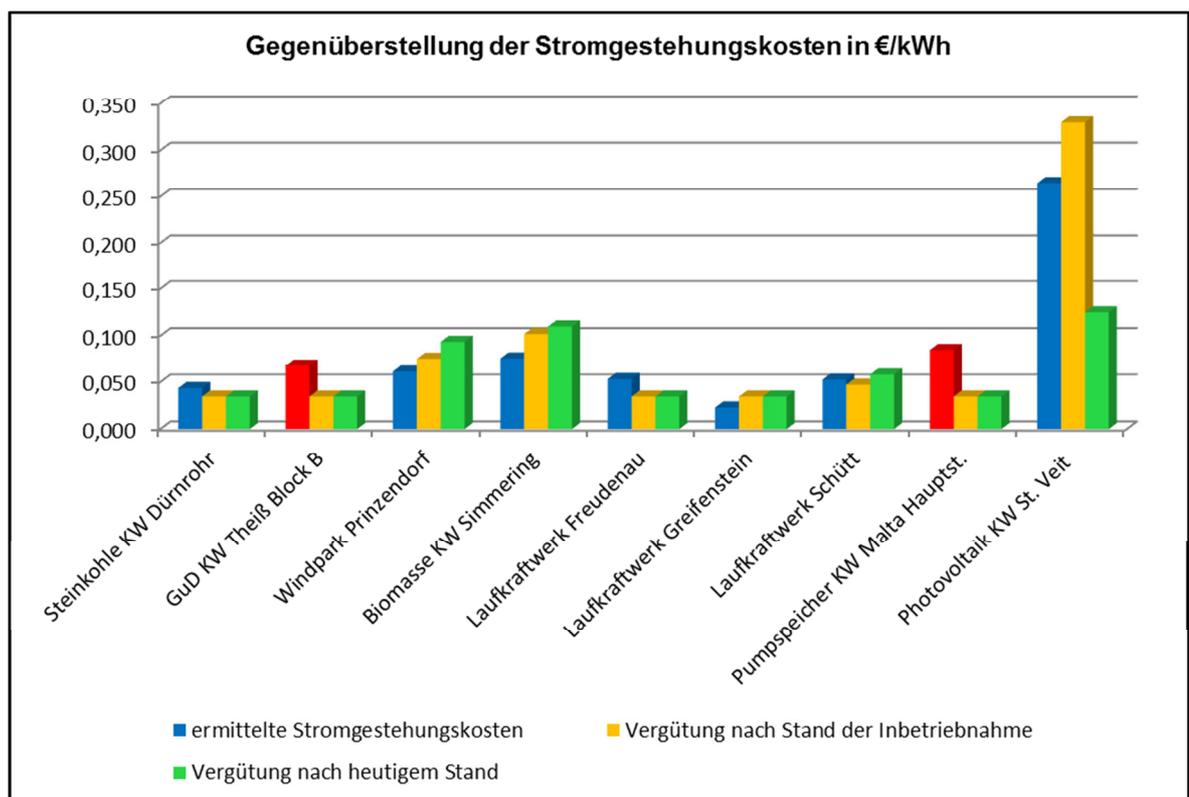
Betrachtet man nun zu diesen Ausführungen die zusammenfassende Gegenüberstellung der errechneten Stromgestehungskosten mit den erzielbaren Erlösen aus Fördermitteln bzw. den momentan durchschnittlichen Bezugspreis von elektrischer Grundlastenergie über Strombörsen, erschließt sich, dass derzeit praktisch nur mehr geförderte Windkraft- und Biomasseanlagen sowie kostengünstige Wasserkraftanlagen einen rentablen Betrieb ermöglichen. Zudem zeigt sich durch die Entwicklung der Einspeisevergütungen, dass speziell der Ausbau der Wind- und Biomassekraftwerke angestrebt wird. Wurde beispielsweise bei der Inbetriebsetzung des Windparks Prinzendorf eine Vergütung mit 0,0754 €/kWh festgesetzt, würde bei einer Vertragsunterzeichnung nach den derzeit gültigen Tarifen eine Vergütung von 0,0936 €/kWh erfolgen. Dem gegenüber stellen Kleinwasserkraftwerke auch mit der Inanspruchnahme der Förderung keine optimale Alternative zu Windkraftanlagen und der Biomasseverstromung dar. Zusätzlich ist ersichtlich, dass auch

die Energiegewinnung mittels Photovoltaikanlagen, abgesehen vom privaten Gebrauch, ebenfalls nicht ökonomisch zu betreiben ist, da die anfallenden Investitionskosten derzeit noch derart hoch sind bzw. der Ertrag im Gegensatz zu anderen Verfahren relativ gering ausfällt und die mögliche Förderung die Stromgestehungskosten nicht decken kann.

Zusammenfassung inkl. Vergütung	€/kWh	Stromgestehungskosten	Vergütung bei IBN real	Vergütung bei IBN heute
Steinkohle KW Dürnrohr	€/kWh	0,0436	0,0346	0,0346
GuD KW Theiß Block B	€/kWh	0,0680	0,0346	0,0346
Windpark Prinzendorf	€/kWh	0,0614	0,0754	0,0936
Biomasse KW Simmering	€/kWh	0,0758	0,1020	0,1100
Laufkraftwerk Freudenau	€/kWh	0,0532	0,0346	0,0346
Laufkraftwerk Greifenstein	€/kWh	0,0229	0,0346	0,0346
Laufkraftwerk Schütt	€/kWh	0,0527	0,0473	0,0582
Pumpspeicher KW Malta Hauptst.	€/kWh	0,0848	0,0346	0,0346
Photovoltaik KW St. Veit	€/kWh	0,2650	0,3300	0,1250

**Abbildung 66: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten inkl. Vergütung**

Quelle: eigene Darstellung



**Abbildung 67: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten inkl. Vergütung**

Quelle: eigene Darstellung

Würde man nun alle weiteren energiewirtschaftlichen Erfordernisse vernachlässigen und ausschließlich den finanziellen Aspekt betrachten, wäre es also ökonomisch naheliegend, alle inländischen Kraftwerke stillzulegen, welche höhere spezifische Energiekosten aufweisen, als der Handel erlaubt und nur auf Stromimport zurückzugreifen. Dieser Ansatz ist jedoch in der Realität nicht

anwendbar, zumal dadurch eine wesentliche Komponente in Form der Versorgungssicherheit nicht mehr gegeben ist. Weiters würde diese Schlussfolgerung eine beinahe vollkommene Abhängigkeit von externen Energielieferanten bedeuten und jegliche Einflussnahme auf die elektrische Versorgung unterbinden. Als zusätzliche Konsequenz könnte die erforderliche Regelernergie, die für den Ausgleich der Netzlastschwankungen notwendig ist, nicht mehr bedarfsorientiert bereitgestellt werden, da hierfür eine Reaktion in kürzester Zeit erfolgen muss, dies aber durch eine Importversorgung kaum umsetzbar ist. Es ist daher ein Kompromiss aus der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, der Bereitstellung der notwendigen Regelernergie und dem ökonomischen Betrieb der Erzeugungsverfahren zu finden.

Da die erforderliche Grundlastversorgung bereits zu einem Großteil durch die bestehenden Laufkraftwerke generiert werden kann, ist es somit möglich, auf die erzeugte Energie der konventionellen Anlagen zu verzichten. Ein Szenario, um den erwähnten Kompromiss von ökonomischen Betrieb und Versorgungssicherheit zu erreichen, wäre beispielsweise die Ersetzung aller bestehenden fossilen Grundlastkraftwerke durch geförderte Biomasseanlagen mit intensiver Fernwärmauskopplung. Diese Kraftwerke könnten in dezentraler Wirkungsweise die umliegenden Regionen mit elektrischem Strom und Fernwärme versorgen und würden den unwirtschaftlichen Schwachlastbetrieb der Großkraftwerke für die Fernwärmebereitstellung verhindern. Des Weiteren ist es aus Sicht der Versorgungsunternehmen erstrebenswert, den Ausbau von förderungswürdigen Windkraftanlagen voranzutreiben, da diese neben der Biomasseverstromung derzeit eine der wirtschaftlichsten Alternativen darstellt. Zudem wäre es derzeit sinnvoll, neben der inländischen Erzeugung vermehrt auf den Energieimport zurückzugreifen, um den täglichen, prognostizierbaren Mittellastbedarf kostengünstig abdecken zu können. Für die Deckung der Spitzenlastanforderung, gliedern sich in dieser Idee, die bestehenden Speicher- und vor allem Pumpspeicherkraftwerke in die Versorgungsstruktur ein. Mit ihrer Hilfe kann in Zeiten von niedrigem Energiebedarf die überschüssige Energie gespeichert und zu Zeitpunkten von erhöhter Nachfrage zu höheren Marktpreisen bedarfsorientiert abgegeben werden. Auch der Ausbau dieser Anlagenkonzeption wird weiterhin von enormer Bedeutung sein, da die Möglichkeit der Energiespeicherung einen großen Vorteil in der flexiblen Energieversorgung darstellt. Dennoch wäre es aber notwendig, die bestehenden, leistungsstarken Gaskraftwerke weiter im Stand-by-Betrieb zu halten, um auf unvorhersehbare Netzlastschwankungen auch zukünftig Einfluss nehmen zu können oder im Fall eines Anlagenausfalls bzw. einem verringerten Dargebot von erneuerbaren Primärenergieträgern die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Zusammenfassend erschließt sich aus den erarbeiteten Schlussfolgerungen, dass zum derzeitigen Stand viele Formen der erneuerbaren Energien, nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich gesehen, beträchtliche Vorteile gegenüber fossilen Varianten aufweisen. Diese Vorteile sollten von den Versorgungsunternehmen aufgegriffen werden, um den konventionellen Energiesektor weitestgehend zu minimieren und um der Tatsache entgegenzuwirken, dass fossile Primärenergieträger, mittelfristig gesehen, einer endlichen Verfügbarkeit unterliegen.

# Literatur

## Bücher:

- Bergmann ;  
Schaefer (1998)      Bergmann, Ludwig ; Schaefer, Clemens: Lehrbuch der Experimentalphysik. - 11. Aufl. Berlin ; New York : de Gruyter, 1998
- Blesl ;  
Kessler (2013)      Blesl, Markus ; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie. - 1. Aufl. Heidelberg : Springer, 2013
- Cerbe ;  
Wilhelms (2013)      Cerbe, Günter ; Wilhelms, Gernot: Technische Thermodynamik. - 17. Aufl. München : Carl Hanser Verlag, 2013
- Crastan (2009)      Crastan, Valentin: Energie: Elektrische Energieversorgung 2. - 2. Aufl. Heidelberg : Springer, 2009
- Crastan (2011)      Crastan, Valentin: Energie: Elektrische Energieversorgung 3. - 1. Aufl. Heidelberg : Springer, 2011
- Crastan (2012)      Crastan, Valentin: Energie: Elektrische Energieversorgung 1. - 3. Aufl. Heidelberg : Springer, 2012
- Diekmann ;  
Rosenthal (2014)      Diekmann, Bernd ; Rosenthal, Eberhard: Energie: Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung. - 1. Aufl. Heidelberg : Springer, 2014
- Doering ; Dehli ;  
Schedwill (2012)      Doering, Ernst ; Dehli, Martin ; Schedwill, Herbert: Grundlage der technischen Thermodynamik. - 7. Aufl. Heidelberg : Springer, 2012

- Dubbel (2011) Dubbel: Taschenbuch für den Maschinenbau. - 23. Aufl. Heidelberg : Springer, 2011
- Erdmann ; Zweifel (2010) Erdmann, Georg ; Zweifel, Peter: Energieökonomik. - 2. Aufl. Heidelberg : Springer, 2010
- Gasch ; Twele (2013) Gasch, Robert ; Twele, Jochen: Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. - 8. Aufl. Heidelberg : Springer, 2013
- Gerthsen (2008) Gerthsen, Tarsilla: Chemie für den Maschinenbau 2. - 1. Aufl. Karlsruhe : KIT Scientific Publishing, 2008
- Händler (2012) Händler, Jürgen: Betriebswirtschaftslehre für Ingenieure. - 5. Aufl. München : Carl Hanser Verlag, 2012
- Kaltschmitt ; Hartmann ; Hofbauer (2009) Kaltschmitt, Martin ; Harmann, Hans ; Hofbauer, Hermann: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. - 2. Aufl. Heidelberg : Springer, 2009
- Kaltschmitt ; Streicher (2009) Kaltschmitt, Martin ; Streicher, Wolfgang: Regenerative Energien in Österreich. - 1. Aufl. Wiesbaden : Vieweg+Teubner, 2009
- Konstantin (2013) Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft. - 3. Aufl. Heidelberg : Springer, 2013
- Niederhausen ; Burkert (2014) Niederhausen, Herbert ; Burkert, Andreas: Elektrischer Strom: Gesteuerung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie. - 1. Aufl. Heidelberg : Springer, 2014
- Quaschnig (2013) Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme. - 8. Aufl. München : Carl Hanser Verlag, 2013

- Reich ;  
Reppich (2013) Reich, Gerhard ; Reppich, Marcus: Regenerative Energietechnik: Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung. - 1. Aufl. Heidelberg : Springer, 2013
- Stelling (2008) Stelling, Johannes: Kostenmanagement und Controlling. - 1. Aufl. München : Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2008
- Wagemann (2010) Wagemann, Hans-Gunther: Photovoltaik. - 2. Aufl. Wiesbaden : Vieweg+Teubner, 2010
- Wagner (2006) Wagner, Andreas: Photovoltaik Engineering. - 2. Aufl. Heidelberg : Springer, 2006
- Willimann ;  
Egil-Broz (2010) Willimann, Ivo ; Egil-Broz, Helena: Ökologie: Einführung in die Wechselwirkung zwischen Mensch und Natur. - 2. Aufl. Zürich : Compendio Bildungsmedien AG, 2010
- Zahoransky (2009) Zahoransky, Richard: Energietechnik. - 4. Aufl. Wiesbaden : Vieweg+Teubner, 2009

**Broschüren:**

- e-Control - Energieeffizienz 2012 Energie-Control Austria: Energieeffizienz 2012. - Wien, 2013
- e-Control - Statistikbroschüre 2013 Energie-Control Austria: Statistikbroschüre 2013. - Wien, 2014
- Fraunhofer Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien. - Freiburg, November 2013

- Produktbroschüre Vestas Deutschland GmbH: Produktbroschüre Vestas V80. - Husum, Vestas V80 August 2010
- Umwelterklärung EVN AG ; Verbund Thermal Power GmbH: Umwelterklärung KW Dürnröhre 2012 KW Dürnröhre 2012. - Maria Enzersdorf ; Graz, 2013
- Umwelterklärung EVN AG: Umwelterklärung KW Theiß 2012. - Maria Enzersdorf, 2013 2012 KW Theiß
- Verbund - Das Verbund Thermal Power GmbH: Das GDK Mellach. - Graz, 2012 GDK Mellach
- ZEK ZEK Hydro Fachverlag für Zukunftsenergie: Solide Stahlwasserbautechnik für neues EVN-Kraftwerk an der Ybbs. - Werfen, Dezember 2011

**Gesetze:**

- Ökostromgesetz ÖSG 2012 (idF v. 29.7.2011) § 4 2012

**Internetquellen:**

- BmLFUW Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: Rechtliche Grundlagen Ökostrom. URL: [http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/energie/wende/erneuerbare\\_energie/Oekostromgesetz.html](http://www.bmlfuw.gv.at/umwelt/energie/wende/erneuerbare_energie/Oekostromgesetz.html), verfügbar am 22.09.2014
- BmWFW Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft: Erdgas. URL: <http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seite/n/Erdgas.aspx>, verfügbar am 11.08.2014

- e-Control Energie-Control Austria: Das Ökostrom-Förderungssystem. URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/oekostrom-foerdersystem>, verfügbar am 20.08.2014
- Energie-Control Austria: Engpassleistung nach Kraftwerkstypen. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik>, verfügbar am 20.08.2014
- Energie-Control Austria: Entwicklung der Durchschnittsvergütung im Vergleich zum Marktpreis. URL: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderungen/einspeisetarife-marktpreise>, verfügbar am 20.08.2014
- Energie-Control Austria: Leistungsbilanz an den dritten Mittwochen. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2013>, verfügbar am 20.08.2014
- Energie-Control Austria: Monatliche Bilanz elektrischer Energie. URL: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/betriebsstatistik2013>, verfügbar am 20.08.2014
- EEX European Energy Exchange AG: EEX & EXAA. URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt>, verfügbar am 09.11.2014
- Erlebnis Energie St. Veit Erlebnis Energie: Photovoltaikkraftwerke. URL: <http://www.erlebnis-energie.com/cms/sonnenstadt-st-veit/photovoltaikkraftwerke>, verfügbar am 17.10.2014

- FGW Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen: Erdgas in Österreich. URL: [http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index\\_html?uid=2662](http://www.gaswaerme.at/beg/themen/index_html?uid=2662);; verfügbar am 26.11.2014
- IEA International Energy Agency: World: Electricity and heat for 2012. URL: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=WORLD&product=electricityandheat&year=2012>, verfügbar am 03.08.2014
- IG Windkraft Interessengemeinschaft Windkraft Österreich: Historie der Windkraft. URL: [https://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1045](https://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1045), verfügbar am 09.09.2014
- NEXT Kraftwerke Next Kraftwerke GmbH: EEX & EXAA. URL: <https://www.nextkraftwerke.at/glossar/strommarkt/eex-exaa>, verfügbar am 15.11.2014
- Österreichs Energie Österreichs Energie: Ökostromförderung. URL: <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/einfuehrunggrundlagen-erzeugung/oekostromfoerderung.html>, verfügbar am 20.10.2014
- OVGW Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach: Versorgung in Österreich. URL: <http://www.ovgw.at/gas/themen/?uid:int=354>, verfügbar am 13.11.2014
- Statistik Austria Statistik Austria: Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2013. URL: [http://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html), verfügbar am 05.07.2014
- Umweltbundesamt Umweltbundesamt: Energieeinsatz in Österreich. URL: [http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/energie\\_austria/](http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/energie/energie_austria/), verfügbar am 10.10.2014

- Verbund  
Verbund AG: Laufkraftwerk Greifenstein. URL:  
<http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/greifenstein>, verfügbar am  
13.10.2014
- Verbund AG: Laufkraftwerk Wien-Freudenau. URL:  
<http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/wien-freudenau>, verfügbar  
am 13.10.2014
- Verbund AG: Pumpspeicherkraftwerk Malta Hauptstufe. URL:  
[http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-  
hauptstufe](http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-hauptstufe), verfügbar am 13.10.2014
- Wien Energie  
Wien Energie GmbH: Wald-Biomasse, Technik. URL:  
[http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/118  
93/programId/17319/channelId/-26988](http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/11893/programId/17319/channelId/-26988), verfügbar am 20.11.2014
- Wien Energie GmbH: Wald-Biomasse, Technische Daten. URL:  
[http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/118  
93/programId/17321/channelId/-26988](http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeld/11893/programId/17321/channelId/-26988), verfügbar am 20.11.2014
- WK Simonsfeld  
Windkraft Simonsfeld AG: Windpark Steinberg-Prinzendorf I+II. URL:  
[http://www.wksimonsfeld.at/deutsch/kraftwerke/windparks/oesterreich/s  
teinberg-prinzendorfundnbspiundnbspundnbspii.html](http://www.wksimonsfeld.at/deutsch/kraftwerke/windparks/oesterreich/steinberg-prinzendorfundnbspiundnbspundnbspii.html), verfügbar am  
18.09.2014



## **Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Hauskirchen, den 26.11.2014

Jürgen Girsch