



Martin Höfler, BSc

Zukünftige Rolle fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieur
Masterstudium Elektrotechnik- Wirtschaft

eingereicht an der
Technischen Universität Graz

Betreuer
Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger

Begutachter
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn Udo Bachhiesl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, im Juni 2016

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

.....

Datum

.....

Unterschrift

Danksagung

Hiermit möchte Ich mich zu allererst bei Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler für die Möglichkeit bedanken diese Arbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation zu schreiben. Weiters möchte Ich mich bei Ihm auch für die Bereitstellung des Diplomandenraums am Institut danken.

Mein besonderer Dank gilt auch Herrn Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger der mich bei der Verfassung der Masterarbeit tatkräftig unterstützt hat und mir mit Rat beiseite gestanden ist. Weiters möchte ich Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn Udo Bachhiesl und allen Angestellten am Institut danken da sie bei jeglichen Fragen meinerseits stets freundlich und fachlich weitergeholfen haben.

Weiteren Dank möchte Ich meinen Freunden und meiner Familie aussprechen. Meinen Eltern Helga und Hannes möchte Ich besonders danken da sie mich auch in schwierigen Zeiten durch das Studium begleitet haben und mich immer unterstützt und gefördert haben.

Kurzfassung

Durch den starken Ausbau an erneuerbaren Energieträgern in den letzten Jahren in Europa wird es notwendig sein, dass sich die Rolle der fossil-thermischen Kraftwerkskapazitäten grundlegend ändert. Durch die Klima- und Energieziele die von der Europäischen Union für Ihre Mitgliedsstaaten herausgegeben wurden steht ein Umbruch in der Energiewirtschaft bevor. Um längerfristig neben der billigen Energieerzeugung von alternativen Energieträgern bestehen zu können müssen fossil-thermischen Kraftwerke neue Anforderungen erfüllen und teilweise neue Technologien adaptieren.

In dieser Arbeit werden die zukünftigen Anforderungen an fossil-thermische Kraftwerke und ihre Rolle in der zukünftigen Energiewirtschaft in Europa näher betrachtet. Es wird mittels einer Szenarienanalyse ein Bild erstellt welche möglichen Entwicklungen sich für die Europäische Union und ihre Mitgliedsstaaten ergeben können.

Durch eine Technologieanalyse wird der momentane Status Quo der fossil-thermischen Erzeugungstechnologie aufgezeigt und die Möglichkeiten sowie der Einfluss der sich durch die Carbon Dioxide Capture and Storage Technologie ergibt aufgezeigt.

Aus einer Analyse der wirtschaftlichen Parameter werden die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft und das grundlegende Problem für fossil-thermische Kraftwerke in der Europäischen Union dargestellt und ausgewertet.

Zum Abschluss wird eine Conclusio gegeben und die zukünftige Rolle fossil-thermischer Kraftwerkstechnologien die sich aus dieser Arbeit ergibt erörtert.

Abstract

Due to the strong expansion of renewable energy sources in recent years in Europe it will be necessary that the role of fossil- thermal power plant capacities will change fundamentally. According to the climate and energy targets of the European Union for its member states there will be a change in power industry. For the possibility to coexist with the cheap energy from alternative energy sources, fossil- thermal power plants have to fulfill new requirements and partially adapt new technologies.

This work deals with the future demands of fossil- thermal power plants and their role in the future energy industry in Europe. The possible developments in the European Union and its member states will be shown by a scenario analysis.

With the help of a technology analysis, the current status quo of fossil-thermal power generation technology is demonstrated. Further the opportunities and the impact of the Carbon Dioxide Capture and Storage Technology is shown.

From an analysis of the economic parameters, the framework of the energy sector and the fundamental problem for fossil-thermal power plants in the European Union is presented and evaluated.

At the end a conclusion is given and the future role of fossil- thermal power plant technologies which result from this work is discussed.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Fossil- thermische Kraftwerkstechnologien	3
2.1	Kohlekraftwerke	3
2.1.1	Funktionsweise (klassisch)	3
2.1.2	Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)	9
2.1.3	Vor- und Nachteile	10
2.1.4	Technische und wirtschaftliche Kenngrößen	12
2.1.5	Zukünftige Anforderungen	13
2.1.6	Beispiel: Kraftwerk Neurath	14
2.2	Gaskraftwerke	16
2.2.1	Funktionsweise (klassisch)	16
2.2.2	Gas- und Dampfkraftwerke	18
2.2.3	Vor- und Nachteile	19
2.2.4	Technische und wirtschaftliche Kenngrößen	20
2.2.5	Zukünftige Anforderungen	21
2.2.6	Beispiel: Kraftwerk Irsching	22
2.3	Ölkraftwerke	24
2.3.1	Funktionsweise	24
2.3.2	Beispiel: Kraftwerk Ingolstadt	24
2.4	Wirkungsgradanalyse	26
2.4.1	Carnot Prozess	26
2.4.2	Clausius- Rankine Prozess	28
2.4.3	Erhöhung des Wirkungsgrades in einem Dampfprozess	31
2.4.4	Historische Entwicklung der Wirkungsgrade	33
3	Carbon Dioxide Capture and Storage	36
3.1	Funktionsweise	36
3.1.1	Pre Combustion Capture	36
3.1.2	Post Combustion Capture	37
3.1.3	Oxyfuel Combustion	37
3.2	Vor- und Nachteile	38
3.3	Technische und wirtschaftliche Kenngrößen	40
3.4	Zukünftige Anforderungen	40
3.5	Nutzung des abgeschiedenen CO_2	41
3.6	Beispiel: Kraftwerk Boundary	43
4	Szenarienanalyse	45
4.1	Energiemix in Europa	45
4.2	Energiestrategien der Europäischen Union	50
4.3	Ausgewählte Zukunftsszenarien	54

4.3.1	World Energy Outlook 2015	55
4.3.2	Eurelectric	58
4.3.3	ENTSO-E	60
4.3.4	IIASA	62
4.3.5	Greenpeace	62
5	Analyse ökonomischer Einflussfaktoren	65
5.1	Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft	65
5.1.1	Geschichtlicher Rückblick	65
5.1.2	Entwicklung der fossil- thermischen Erzeugungskapazitäten ausgewählter Länder	66
5.1.3	Merit Order Problematik	69
5.2	Fossile Ressourcen	71
5.2.1	Steinkohle	72
5.2.2	Braunkohle	72
5.2.3	Erdgas	73
5.2.4	Erdöl	74
5.3	Wirtschaftliche Kenngrößen	75
5.3.1	Investitionskosten	76
5.3.2	Betriebs- und Wartungskosten	76
5.3.3	Beschäftigung	78
5.4	Fördersituation in der Europäischen Union	79
5.4.1	Subventionen auf Stromerzeugungstechnologien (gesamt)	79
5.4.2	Subventionen je Stromerzeugungstechnologie	81
5.4.3	Subventionen je installierter Leistung	84
5.4.4	Subventionen je erzeugter Energie	88
6	Conclusio	91
7	Literaturverzeichnis	A-1
8	Abbildungsverzeichnis	A-5
9	Tabellenverzeichnis	A-9
10	Abkürzungsverzeichnis	A-12
11	Anhang	A-13

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft in Europa untersteht in der heutigen Zeit einem großen Wandel. Die Jahrzehntelangen Strukturen in der Energieerzeugung werden aufgebrochen und durch neue Systeme und Technologien ersetzt. Erneuerbare Energieträger drängen immer stärker in den Markt wodurch sich die Rolle der fossil- thermischen Kraftwerkskapazitäten weitestgehend ändert. Nachdem fossile Kraftwerke seit der Nachkriegszeit eine stabile Energieversorgung in Europa gewährleisten rücken sie jetzt immer weiter in den Hintergrund. Was auf den ersten Blick nach einer positiven Entwicklung aussieht hat bei näherer Betrachtung jedoch nicht nur Vorteile. Fossil gefeuerte Kraftwerke wird immer weniger die Möglichkeiten geboten um Energie zu produzieren und diese in das Netz einzuspeisen. Die Folge davon sind sinkende Erträge und geringere Wirtschaftlichkeit. Aus diesen Umständen ergeben sich für diese Masterarbeit folgende Forschungsfragen:

- Wie verändern sich die allgemeinen Anforderungen an die fossil- thermische Energieerzeugung?
- Wird die Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) Technologie eine Schlüsselfigur in der zukünftigen Energiewirtschaft?
- Welche möglichen Szenarien sind für fossil- thermische Kraftwerkstechnologien in Zukunft zu erwarten?
- Welche wirtschaftlichen Rahmenbedingungen begleiten die fossil- thermischen Kraftwerkskapazitäten?

Zur Beantwortung und Analyse dieser Forschungsfragen wurde in dieser Arbeit eine umfassende Literaturrecherche und eine Datenanalyse durchgeführt.

Im Kapitel „Analyse fossil- thermischer Kraftwerke“ wird auf die grundlegende Funktionsweise von fossil- thermischen Kraftwerken eingegangen. Es werden verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt den Kraftwerksprozess zu optimieren und es wird eine Wirkungsgradanalyse der verschiedenen Technologien durchgeführt. Weiters wird auf die zukünftigen Anforderungen der einzelnen Energieerzeuger eingegangen und zur praktischen Veranschaulichung zu jedem Kraftwerkstyp ein Praxisbeispiel angegeben.

Im Kapitel „Carbon Dioxide Capture and Storage“ werden im ersten Teil die verschiedenen möglichen Technologien erklärt und deren Vorteile sowie Nachteile erläutert. Anschließend werden Möglichkeiten zur Nutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids gezeigt und die zukünftigen Anforderungen an die Technologie erörtert. Zum Abschluss des Kapitels wird auf das weltweit

erste Kohlekraftwerk mit der post- combustion- capture Technologie eingegangen.

Im Kapitel „Szenarienanalyse“ wird in verschiedenen Szenarien auf die mögliche Rolle der fossil- thermischen Energieerzeugung in der zukünftigen europäischen Energiewirtschaft eingegangen. Es wird ein Blick auf den Energiemix in Europa und auf die Energiestrategien bzw. die Klimaziele der Europäischen Union geworfen.

Im Kapitel „Analyse wirtschaftlicher Einflussfaktoren“ werden die Rahmenbedingungen für fossil- thermische Kraftwerkskapazitäten näher beleuchtet. Es wird die historische Entwicklung der Energiewirtschaft in Europa nach dem zweiten Weltkrieg sowie die Entwicklung des fossilen Kraftwerksparks in ausgewählten Ländern betrachtet. Mit Hilfe einer Merit Order wird das grundlegende Problem für thermische Kraftwerke in der Zukunft aufgezeigt. Weiters werden mittels einer Kostenanalyse verschiedene fossil- thermische Kraftwerkstechnologien verglichen. Durch eine Auswertung der Subventionen im Energiesektor wird die Fördersituation innerhalb der Europäischen Union aufgezeigt und näher betrachtet. Zusätzlich wird noch auf die Importabhängigkeit von Europa und die Beschäftigungssituation bei verschiedenen Erzeugungstechnologien eingegangen.

Die Arbeit wird durch eine umfassende Conclusio abgerundet.

2 Fossil- thermische Kraftwerkstechnologien

Fossil- thermische Kraftwerke stützen seit Jahrzehnten die Energiewirtschaft weltweit. Sie können in je nach Energieträger in Kohle- Öl- und Gaskraftwerke unterschieden werden. In diesem Kapitel wird eine Übersicht über die verschiedenen Kraftwerkstechnologien gegeben und der Status Quo näher betrachtet. Es wird auf die Funktionsweise, den Wirkungsgrad verschiedener fossil- thermischer Technologien und die Anforderungen an die jeweilige Erzeugungstechnologie eingegangen. Weiters wird zu jeder Erzeugungsart ein praxisbezogenes Beispiel angegeben.

2.1 Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke können je nach Energieträger in Stein- und Braunkohlekraftwerke unterschieden werden. Sie tragen zur Grundlastversorgung vieler Staaten in Europa und der Welt bei. Kohle ist im Primärenergieträgervergleich relativ kostengünstig und kann somit billig verbrennt und verstromt werden. Braunkohle wird aufgrund des niedrigeren Brennwertes meist unlängst der Abbaustätten verarbeitet. Bei Steinkohle lohnt sich durch die höhere Energiedichte auch der Transport bzw. der Import aus kohlefördernden Ländern.

2.1.1 Funktionsweise (klassisch)

Die Abbildung 1 zeigt die Funktionsweise eines Kohlekraftwerks. Die chemisch gebundene Energie der Kohle wird zuerst in Wärmeenergie, danach in Rotationsenergie und zum Schluss in Elektrische Energie umgewandelt.

Für den technischen Prozess bedeutet das, dass im ersten Schritt durch die Verbrennung der Kohle im Kessel Wärme frei wird die einem Dampferzeuger zugeführt wird. Die Kohle kann je nach Technologie im ganzen verbrennt werden oder mithilfe einer Kohlemühle zerkleinert und danach in den Kessel eingeblasen werden. Der Dampferzeuger besteht aus einem im Kessel eingebauten Wärmeübertrager der wiederum aus mehreren Rohren besteht. In den Rohren befindet sich Wasser welches durch die Wärme im Kessel verdampft und zu Wasserdampf wird. Anschließend wird der Dampf verdichtet und es entsteht Hochdruckdampf welcher eine Wasserdampfturbine antreibt. Die Turbine wiederum treibt einen Generator an welcher elektrische Energie erzeugt. Die durch den Generator entstehende elektrische Energie wird danach über einen Transformator in das Übertragungsnetz eingespeist (Paschotta, 2015).

Im nach der Turbine befindlichen Kondensator wird der entspannte Dampf kondensiert und anschließend über Speisewasserpumpen und Vorwärmer wieder dem Dampferzeuger zugeführt, es entsteht ein Kreislauf (Paschotta, 2015).

Das Rauchgas welches bei der Verbrennung der Kohle im Kessel entsteht wird über eine Rauchgasreinigung gereinigt und über einen Kamin in die Atmosphäre

entlassen (Paschotta, 2015).

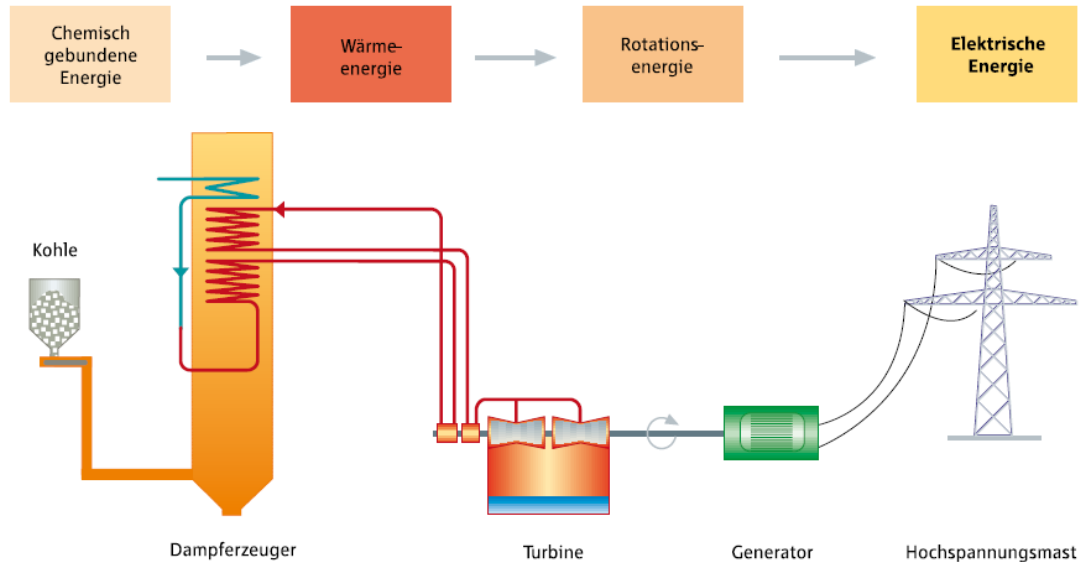


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Kohlekraftwerk, (RWE, 2012)

Die Zuführung der Kohle zum verbrennen im Kessel kann durch verschiedene Techniken erfolgen. Im nachfolgenden werden die Rostfeuerung, die Staubfeuerung und die Wirbelschichtfeuerung näher betrachtet. Es sind die drei Technologien die zur Zeit am meisten verbreitet sind und am öftesten angewendet werden. Die Funktionsweise wird beschrieben und ihre Vor- und Nachteile näher beleuchtet.

Rostfeuerung

Die Rostfeuerung funktioniert im Prinzip wie ein Förderband. Aus einem Trichter gelangt die Kohle auf den Rost, der den Brennstoff mit konstanter Geschwindigkeit durch den Kessel trägt. Die ausgebrannte Kohle bzw. Asche und Schlacke wird am Ende des Rostes in einen Aschetrichter geworfen (Strauß, 2009).

Wichtig bei der Rostfeuerung ist, dass es zu einer gleichmäßigen Verbrennung über die Rostlänge kommt. Bei ungleichmäßigem Ausbrand der Kohle kann es zu örtlichen Wärmebelastungen kommen. Weiters muss ein ausreichend langer Ausbrandweg sichergestellt werden damit der Brennstoff vollständig ausbrennen kann. Zur Verhinderung einer Rückzündung in den Kohletrichter oder eines abreißen der Zündung liegt die Rostgeschwindigkeit in der Regel zwischen 1,5 und 15 m/h. Die Menge der zugeführten Kohle kann mittels eines Höhenreglers

gesteuert werden (Strauß, 2009). Die Abbildung 2 zeigt die Funktionsweise der Rostfeuerung.

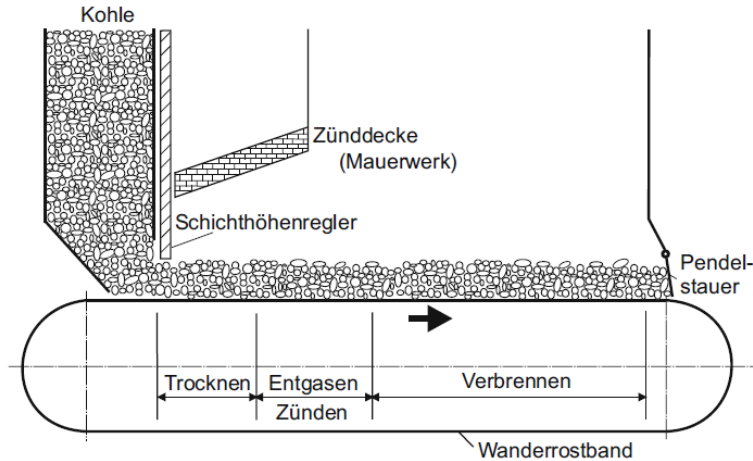


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Rostfeuerung, (Strauß, 2009)

Eine Weiterentwicklung der Rostfeuerung stellt die Wurfbeschickung dar. Der Brennstoff wird dabei mittels mechanischem Werfer auf den entgegenlaufenden Rost geworfen. Der Vorteil dabei ist, dass ein Teil der Kohle schon im Flug verbrennt wodurch die Rostbelastung um bis zu 50% höher eingestellt werden kann. Die Zündung erfolgt durch ein Grundfeuer am Rost. Die Wurfbeschickung stellt den Übergang zur Entwicklung der Staubfeuerung dar (Strauß, 2009). Die Abbildung 3 zeigt die Funktionsweise der Rostfeuerung mit Wurfbeschickung.

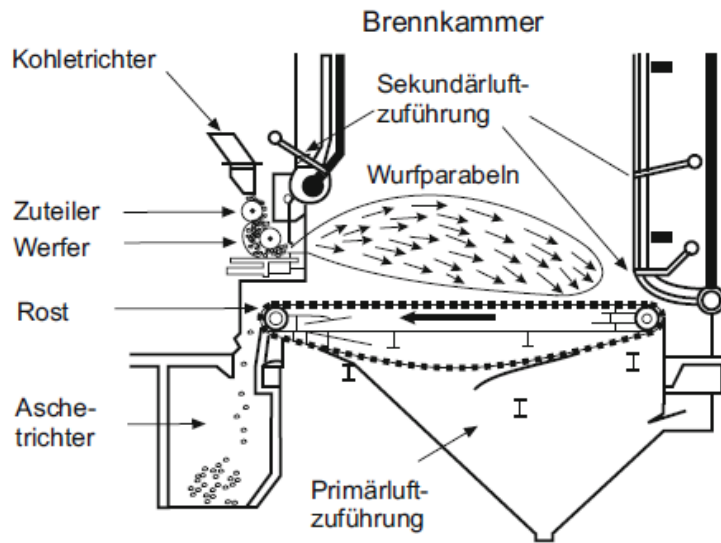


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Rostfeuerung mit Wurfbeschickung, (Strauß, 2009)

Staubfeuerung

Eine weitere Methode der Zufuhr des Brennstoffes in den Kessel ist die Staubfeuerung. Die in einer Mühle gemahlene und mit Heißluft getrocknete Kohle wird zusammen mit Luft in die Brennkammer eingeblasen. Das ähnlich wie Gas verbrennende Gemisch ist einfach zu entzünden und kann gut geregelt werden. Die Kohlenstaubeinblasung kann direkt oder indirekt erfolgen (Strauß, 2009).

Bei der direkten Einblasung wird die Kohle nach dem Mahlvorgang sofort in die Brennkammer geleitet (Abbildung a). Bei der indirekten Variante wird die gemahlene Kohle zwischengelagert und je nach Erfordernis in die Brennkammer eingeblasen (Abbildung b). Um eine höhere Verbrennungstemperatur und somit eine bessere Effektivität zu erreichen kann der Brennstaub von den wasserdampfhaltigen Trocknungsgasen (Brüden) separiert werden. Die Brüden können danach mit einem separaten Brenner in die Brennkammer geleitet werden (Strauß, 2009).

Werden die Vorteile der Zwischenbunkerung und der Direkteinblasung verbunden entsteht die Direkteinblasung mit Bürdentrennung (Abbildung c). Mit Hilfe eines Sichters werden die Trocknungsgase abgeschieden und können mittels Bürdenbrenner separat verbrennt werden. Weiters entstehen durch das Entfernen der Feuchtigkeit aus dem Rohmaterial höhere Verbrennungstemperaturen und die Zündung des Gemischs wird unterstützt und erfolgt einfacher (Strauß, 2009). Die Abbildung 4 zeigt die Funktionsweise der Staubfeuerung. Abbildung a) zeigt die direkte Einblasung, Abbildung b) die indirekte Einblasung und Abbildung c)

die Direkteinblasung mit Bürdentrennung.

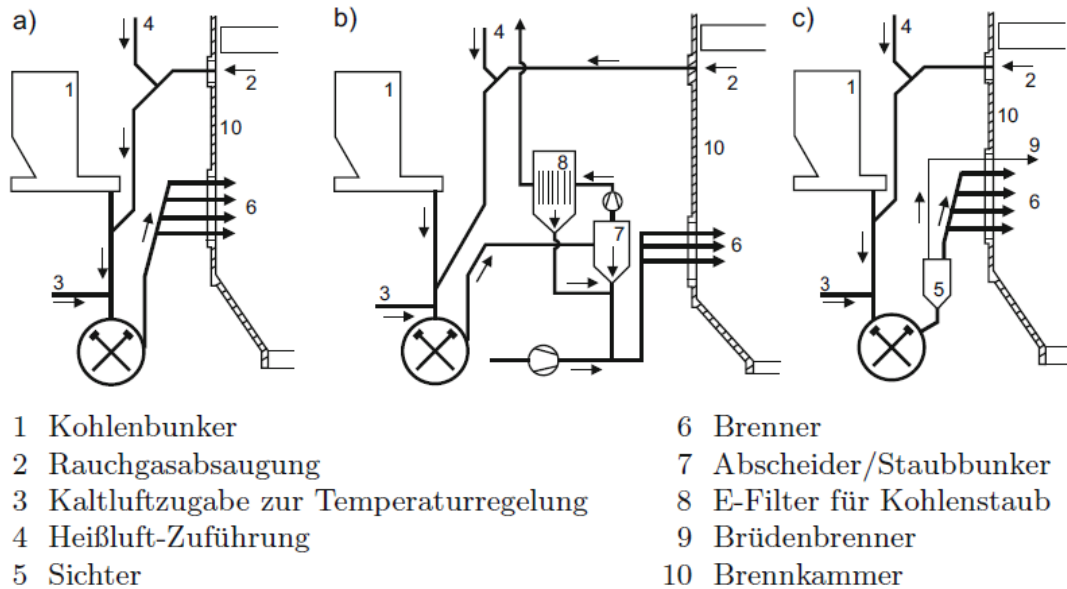


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Staubfeuerung, (Strauß, 2009)

Wirbelschichtfeuerung

Die dritte Möglichkeit der Feuerung ist die Wirbelschichtfeuerung. Im Allgemeinen ist die Verbrennung von unterschiedlich festen Brennstoffen und Kohlen mit hohem Schwefelgehalt möglich. Es wird zwischen der stationären und der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung unterschieden (Konstantin, 2013). Bei der stationären Feuerung wird ein Gemisch aus Kohle und Kalk über im Boden befindliche Düsen in Bewegung versetzt. Durch die basischen Bestandteile des Kalks und der verbrannten Asche wird das bei der Verbrennung entstehende Schwefeldioxid gebunden und in Gips umgewandelt (Konstantin, 2013).

Die Tauchheizflächen der Anlage halten die Temperatur innerhalb der Wirbelschicht zwischen 800°C und 900°C. In diesem Temperaturfenster ist optimale Schwefelbindung und guter Ausbrand gewährleistet. Für eine optimale Durchmischung der Materialien liegt die Wirbelgeschwindigkeit bei 1-2m/s (Strauß, 2009).

Die Abbildung 5 zeigt die Funktionsweise der stationären Wirbelschichtfeuerung.

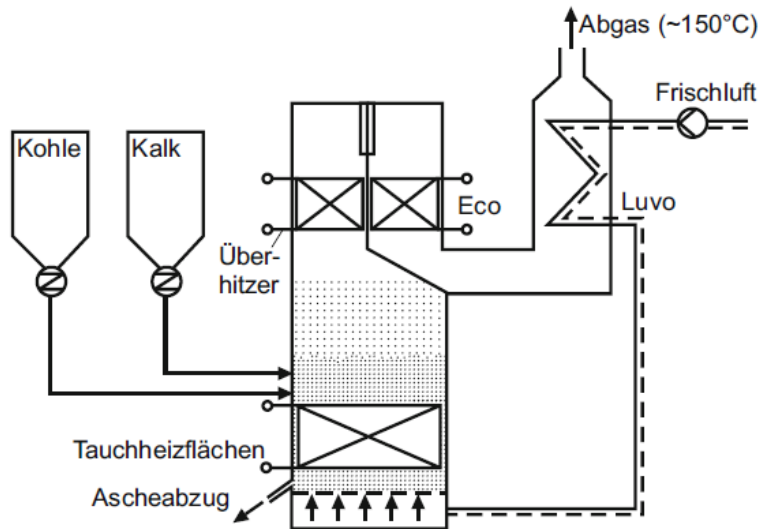


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer stationären Wirbelschichtfeuerung, (Strauß, 2009)

Für die zirkulierende Feuerung wird die Anlage um einen Rückführzyklon erweitert. Brennstoff und Kalk werden in die Rückführleitung eingebracht und strömen im nächsten Schritt mit dem zirkulierenden Feststoff in die Brennkammer. Durch die bessere Vermischung der Feststoffe wird eine gute Schwefeleinbindung sowie ein geringerer Einsatz von Kalk erreicht. Die Gasgeschwindigkeit liegt bei ca. 5-6m/s (Strauß, 2009).

Ein wesentlicher Vorteil der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung ist, dass ein Schwefelabscheidegrad von bis zu 95% realisiert werden kann und somit auf eine Rauchgasreinigung verzichtet werden kann. Weiters werden durch die niedrige Verbrennungstemperatur Stickoxide vermieden (Konstantin, 2013).

Die Abbildung 6 zeigt die Funktionsweise der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung.

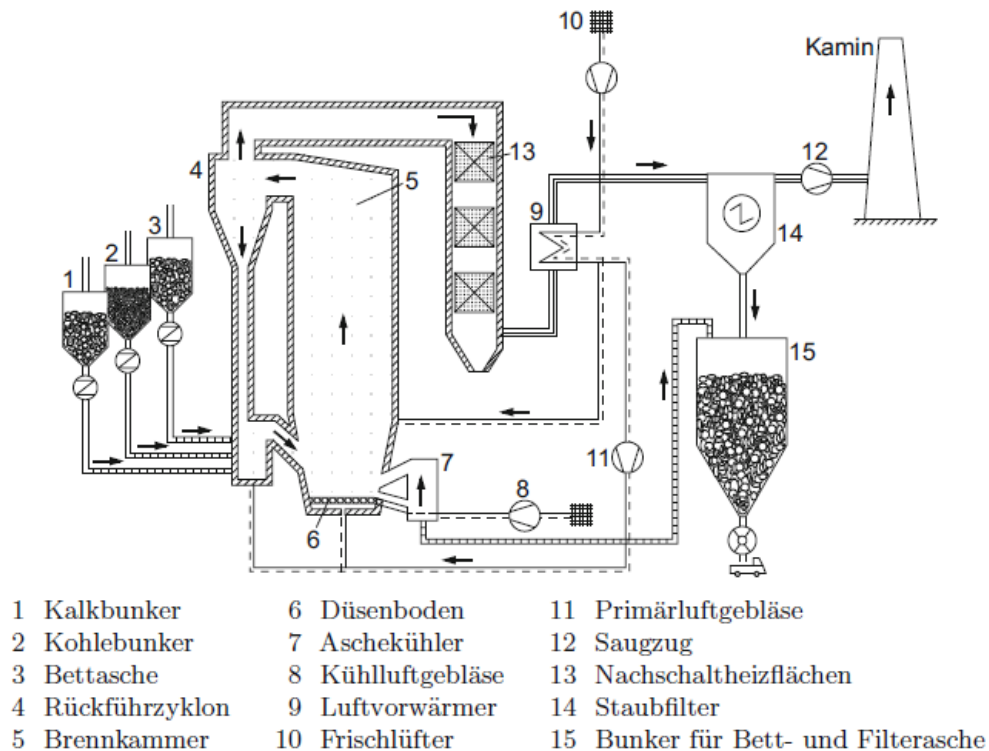


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung, (Strauß, 2009)

Durch die Erosionsanfälligkeit der Tauchheizflächen, den hohen Feuerungsverlusten, den hohen Kalkbedarf sowie erhöhten CO - Werten im Abgas der stationären Wirbelschichtfeuerung wird heutzutage fast ausschließlich auf die zirkulierende Variante gesetzt (Strauß, 2009).

2.1.2 Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)

Eine weitere Möglichkeit Kohle zu verstromen stellt der Integrated Gasification Combined Cycle dar. In IGCC- Kraftwerken wird die Kohle vor der Verbrennung vergast und anschließend in einer Gasturbine zu Strom umgewandelt. Die Vergasung der Kohle geschieht unter einer Temperatur von ca. 1300° Celsius und einem Druck von ca. 30 bar. Anschließend wird das erzeugte Synthesegas gereinigt und einer Gasturbine zugeführt. In IGCC- Kraftwerken ist der Einsatz eines relativ breiten Brennstoffspektrums möglich jedoch ist der Wirkungsgradvorsprung zu herkömmlichen Verbrennungstechnologien in den letzten Jahren geschrumpft, da sie hinsichtlich ihrer Effizienz unterschätzt wurden (Wietschel et al., 2015). Die Abbildung 7 zeigt die Funktionsweise eines IGCC Kraftwerks mit CO_2 Abscheidung.

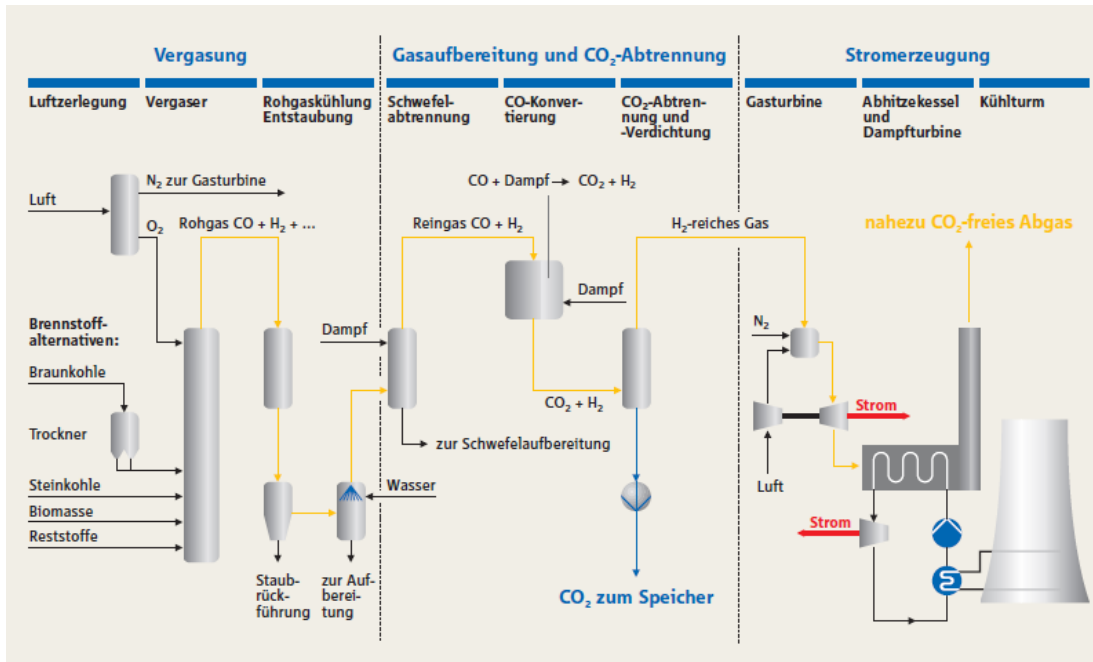


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines IGCC- Prozesses, Quelle: (RWE, 2006)

2.1.3 Vor- und Nachteile

Die Tabelle 1 stellt die Vor- und Nachteile der einzelnen Technologien für Kohlekraftwerke gegenüber. Jede Technologie hat ihre eigenen Einsatzbereiche und Vorzüge. Momentan wird bei modernen Kraftwerken auf die Staubfeuerung gesetzt, da sie eine gute Balance von Kosten und Leistung bietet. Inwiefern sich die IGCC Technologie Entwickelt bleibt abzuwarten. Sie ist mit Abstand die teuerste Variante und ist in ihrer Effektivität noch nicht vollkommen ausgereift.

	Vorteile	Nachteile
Rostfeuerung	<ul style="list-style-type: none"> übersichtlicher Aufbau hohe Verfügbarkeit günstiges Laständerungsverhalten Möglichkeit der Brennstoffkombinationen niedrige Nox Emissionen geringer Eigenbedarf gut geeignet zur Müllmitverbrennung 	<ul style="list-style-type: none"> 2-4% Feuerungsverluste beschränkte Luftvorwärmung nicht geeignet für Feinkohle
Staubfeuerung	<ul style="list-style-type: none"> für fast alle festen Brennstoffe geeignet hohe Luftvorwärmung möglich hohe Speisewasertemperaturen geringe Ausbrandverluste (0,1-1%) gutes Betriebsverhalten Automatisierung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> hoher Leistungsbedarf der Mühlen hoher Leistungsbedarf der Gebläse hoher Staubgehalt der Rauchgase Komplexität der Anlagen
Wirbelschichtfeuerung	<ul style="list-style-type: none"> niedrige Emissionen hohe Betriebssicherheit geringe Feuerungsverluste keine Energieaufwendige Vermahlung keine Rauchgasreinigung nötig 	<ul style="list-style-type: none"> große Aschemengen hohe Investitionskosten lange Anfahrtszeiten aufwendige Regelung
IGCC	<ul style="list-style-type: none"> hohe Brennstoffflexibilität Erzeugung anderer Produkte möglich (z.B. Methanol) einfache CO_2 Abscheidung 	<ul style="list-style-type: none"> hohe Investitionskosten hohe Komplexität

Tabelle 1: Vor- und Nachteile der verschiedenen Feuerungstechnologien für Kohlekraftwerke, (Strauß, 2009), (Grote & Feldhusen, 2011), (Schaumann & Schmitz, 2009), (Wietschel et al., 2015)

2.1.4 Technische und wirtschaftliche Kenngrößen

Ein wichtiger Faktor in der Zukunft wird die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten für Kohlekraftwerke sein. Es wird davon ausgegangen, dass sich durch Effizienzverbesserungen und der nahezu ausgeschöpften Kostenreduktionspotenzialen höhere Investitionskosten ergeben (Wietschel et al., 2015). Die Tabelle 2 zeigt eine mögliche Entwicklung der Investitionskosten pro kW für Stein- und Braunkohlekraftwerke.

	Steinkohle 800 MW			Braunkohle 1100 MW		
	heute	2025	2050	heute	2025	2050
Investitionskosten €/kW	1600	1750	2000	1800	1900	2100

Tabelle 2: Investitionskosten von konventionellen kohlegefeuerten Kraftwerken, (Wietschel et al., 2015)

Der Einsatz von Kohlekraftwerken ist in Zukunft von mehreren Faktoren abhängig. Tabelle 3 zeigt Gründe auf wodurch der Einsatz in Zukunft entweder forciert oder gehemmt wird.

positive Entwicklung	negative Entwicklung
geopolitische Krisen und folgend teure Gasimporte	Anstieg der Preise der CO_2 Zertifikate
sinkende Akzeptanz erneuerbarer Energie durch hohe Energiepreise	Einführung von CO_2 Grenzwerten
Ausbaubegrenzung für erneuerbare Energie	Ausstieg aus der Kohleverstromung
	geringe Marktanreize
	fehlende Gesellschaftliche Akzeptanz
	aufwendige Genehmigungsverfahren

Tabelle 3: Gegenüberstellung der möglichen positiven oder negativen Entwicklung kohlegefeuerter Kraftwerke, (Wietschel et al., 2015)

Die Tabelle 4 zeigt die mögliche Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Kohlekraftwerke. Es wird zwischen heute gebauten Kraftwerken und Kraftwerken die im Jahr 2025 gebaut werden unterschieden.

Der maximale Wirkungsgrad bei Steinkohlekraftwerken mit Staubfeuerung könnte sich bis 2025 auf 48% erhöhen. Bei den An- und Abfahrtzeiten wird davon ausgegangen, dass sie sich um 1 bis 2 Stunden verringern.

	Braunkohle Staubfeuerung		Steinkohle Staubfeuerung	
	heute	2025	heute	2025
Größenklasse MW	1100	-	1000	-
Wirkungsgrad %	43,5	45	46	48
Anfahrtszeit Heißstart (< 8h) h	4	2	2,5	1-2
Anfahrtszeit Kaltstart (> 48h) h	5	4	8	6

Tabelle 4: Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Kohlekraftwerke, (Wietschel et al., 2015)

2.1.5 Zukünftige Anforderungen

In der Vergangenheit stand die Effizienzsteigerung sowie die Kostenminimierung von Kraftwerken primär im Vordergrund. Dies führte zur Entwicklung neuer Technologien sowie zur Weiterentwicklung konventioneller Stromerzeugungstechnologien. Stand heute ist festzuhalten, dass das Potenzial hinsichtlich der Effizienz von konventionellen Kohlekraftwerken deutlich unterschätzt wurde und Wirkungsgradvorteile neuer Technologien (z.B. IGCC) kompensiert wurden. Die Folge davon ist, dass neue Technologien wenig bis gar nicht mehr verfolgt werden, da konventionelle Systeme noch immer ein hohes Effizienzpotential besitzen. Sie sind der Maßstab an dem sich neue Techniken messen müssen (Wietschel et al., 2015).

Im Gegensatz zur Vergangenheit hat sich der Einsatz von thermischen Kraftwerken verändert. Durch den starken Ausbau erneuerbarer Energie (z.B. Photovoltaik in Deutschland) und der vorrangigen Einspeisung dieser in das Netz, ist eine Einteilung der Dampfanlagen in Grund- Mittel- und Spitzenlastanlagen nicht mehr zeitgemäß. Durch die sinkende Erzeugungsmenge thermischer Kraftwerke und der damit mitgehenden oftmals ungenügenden Vergütung ist ersichtlich, dass sich das Marktumfeld verändert hat (Wietschel et al., 2015).

In Zukunft werden speziell Kohlekraftwerke wie auch andere thermischen Kraftwerke für folgende Versorgungsaufgaben zuständig sein: (Wietschel et al., 2015)

- Deckung der Residuallast¹
- Bereitstellung von Regelleistung
- Bereitstellung von Blindleistung

¹Nachgefragte Leistung abzüglich des Anteils dargebotsabhängiger Erzeugung

- Frequenzstützung
- längerfristig: Aufnahme negativer Regelenergie

Damit einhergehend folgende Anforderungen erfüllen: (Wietschel et al., 2015)

- öftere Lastwechsel und daraus folgend öftere Starts
- kurze An- und Abfahrzeiten
- geringe Stillstandszeiten
- geringe Mindestlast
- höhere Teillastwirkungsgrade

Die durch die Gesellschaft vorhandene Akzeptanz für kohlegefeuerte Kraftwerke ist in den meisten Ländern der Europäischen Union verschieden. Während in Deutschland dem Betrieb und Neubau von Kohlekraftwerken eher negativ entgegensehen wird ist in anderen Länder wie Polen und Tschechien die Akzeptanz vorhanden (Wietschel et al., 2015).

2.1.6 Beispiel: Kraftwerk Neurath

Für die Betrachtung eines Praxisbeispiels wurde das Kraftwerk Neurath gewählt. Das Kraftwerk besteht aus insgesamt sieben Kraftwerksblöcken und befindet sich in Nordrhein- Westfalen in Deutschland. Im Zeitraum von 1972-1976 wurden drei Kraftwerksblöcke (A,B,C) mit jeweils 300 MW Leistung und zwei Blöcke (D,E) mit 600 MW Leistung in Betrieb genommen. Die beiden neuen Blöcke (F,G) die 2012 fertiggestellt wurden und in Betrieb gegangen sind haben jeweils eine Bruttoleistung von 1100 MW und zählen zu den effektivsten der Welt. Das Kraftwerk wird aus den Braunkohletagebauen Garzweiler und Hambach beliefert und ist wie alle großen Braunkohlekraftwerke für die Grundlastversorgung zuständig (RWE, 2012). Die Abbildung 8 zeigt eine Luftaufnahme des Kraftwerks Neurath.



Abbildung 8: Luftaufnahme des Kraftwerk Neurath, (RWE, 2016)

Die Tabelle 5 zeigt die Technischen Daten der Blöcke F und G des Kraftwerks.

	Bruttoleistung	Nettowirkungsgrad	Dampfleistung	Rohbraunkohleneinsatz
	MW	%	t/h	t/h
Nennbetrieb	1100	> 43	2870	820
Maximale Auslegung	1122	> 43	2960	1326

Tabelle 5: Technische Daten der Blöcke F und G, Angaben pro Block, (RWE, 2012)

Die Rohbraunkohle wird mittels Bahn in die Lagerbunker des Kraftwerks gebracht und anschließen in den Kohlemühlen zu Staub zermahlt. Der Kohlenstaub wird danach mit Hilfe von Rauchgasen aus dem Feuerraum getrocknet und zusammen mit vorgewärmter Luft in die Brennkammer eingeblasen. Die Kohle verbrennt bei ca. 1200 Grad Celsius und verdampft das im Rohrsystem des Dampferzeugers befindliche Speisewasser. Das Speisewasser wurde vorgewärmt und die Rauchgase werden nach der Verbrennung in der Rauchgasreinigung von Schwefel und Staub befreit. Der Wasserdampf hat eine Temperatur von 600 Grad

Celsius und wird nachdem er in der Turbine entspannt hat nochmals mittels Zwischenüberhitzung auf 605 Grad überhitzt. Anschließend wird der entspannte Dampf im Kondensator als Wasser niedergeschlagen (RWE, 2012). Die Abbildung 9 zeigt die Stoffbilanz eines Blocks des Kraftwerks Neurath in Tonnen pro Stunde.

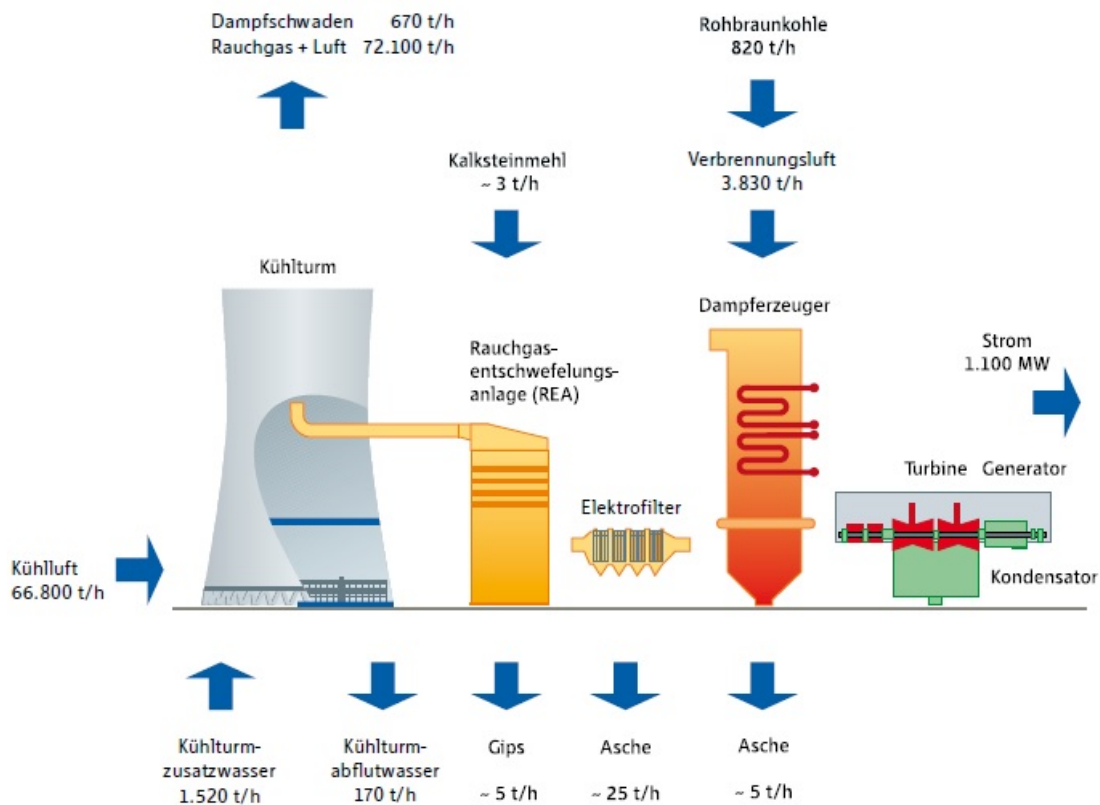


Abbildung 9: Stoffbilanz eines Blocks, Quelle: (RWE, 2012)

2.2 Gaskraftwerke

Gaskraftwerke tragen seit den 1970er Jahren zur Energieversorgung in Europa bei. Anders als Kohle ist Gas leitungsgebunden und wird über Pipelines transportiert. In den letzten Jahren nimmt der Transport von Flüssiggas mittels Schiffen aus Übersee jedoch zu. Einer der zentralen Verteilerknoten für Westeuropa von Erdgas aus Russland befindet sich östlich von Wien in Baumgarten an der March.

2.2.1 Funktionsweise (klassisch)

Im Allgemeinen kann bei Gaskraftwerken zwischen zwei Bauarten unterschieden werden: Der schweren Gasturbinenbauart (Heavy Duty) und der leichten Gastur-

binenbauart (Aeroderivate). Die leichte Bauart wird in einem Leistungsbereich bis 100 MW eingesetzt und die schwere bis 350 MW (Wietschel et al., 2015).

In Gaskraftwerken wird elektrische Energie mit Hilfe einer Gasturbine erzeugt. Hierfür wird im ersten Schritt Luft angesaugt und mittels Luftverdichter verdichtet und erwärmt. Die Luft strömt anschließend über einen Wärmetauscher, wo sie mit einem Teil der Abwärme weiter erwärmt wird, in die Brennkammer. In der Brennkammer wird die verdichtete Luft mit Erdgas vermischt und anschließend entzündet. Es entsteht aufgeheizte Luft und Rauchgase die durch die Turbine strömen und Druck- und Wärmeenergie an die Laufschaufeln der Turbine abgeben. Die Turbine wird in eine Drehbewegung versetzt und treibt anschließend einen Generator an welcher elektrische Energie erzeugt (Scholz, 2013). Die Abbildung 10 zeigt die Funktionsweise eines Gaskraftwerks.

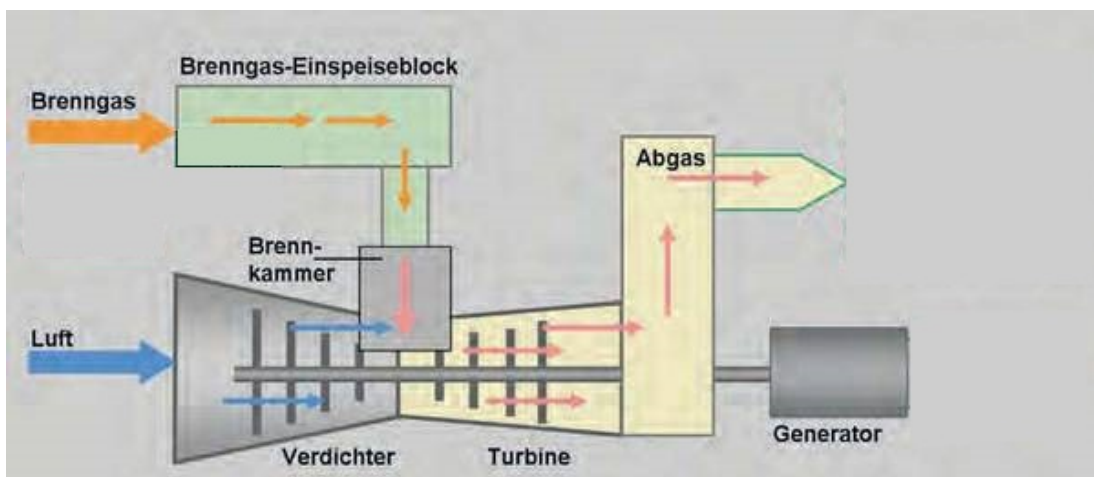


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Gaskraftwerks, (Schulz, 2011)

In einem Gaskraftwerk kann durch verschiedene Erweiterungen und Prozesse der Wirkungsgrad bzw. die Effizienz zusätzlich erhöht werden. Möglichkeiten hierfür sind (Wietschel et al., 2015):

- Rekuperation² und Zwischenkühlung
- Zwischenverbrennung
- Steam injected gas turbine process (STIG)
Beim STIG Prozess wird der Gasturbine ein Abhitzedampferzeuger nachgeschaltet. Der erzeugte Wasserdampf wird danach der Brennkammer wieder zugeführt. Die Abgaswärme der Turbine wird somit dem Prozess wieder

²Technisches Verfahren zur Energierückgewinnung

zugeführt. Durch die höhere Durchsatzmenge und der Änderung der Stoffeigenschaften des Abgases wird eine Leistungssteigerung erzielt. Im Unterschied zum GuD- Prozess entfällt jedoch der Wasserdampfprozess und der Wirkungsgrad ist auch geringer.

- Humid air turbine process (HAT)
Für den HAT Prozess wird der Erzeugungskreislauf um eine Zwischenkühlung, einem Aufsättiger sowie einem Rekuperator erweitert. Luft wird mit Wasser aufgesättigt und innerhalb des Kraftwerkprozesses treten unterschiedliche Temperaturen auf. Der Brennkammer wird ein aufgesättigter und verdichteter Luftmassenstrom zugeführt. Der Wirkungsgrad wird erhöht, ist jedoch noch immer geringer als beim GuD- Prozess.

Der Vorteil dieser Erweiterungen liegt ganz klar in der Steigerung des Wirkungsgrades. Nachteilig ist jedoch der zusätzliche Aufwand, die Mehrkosten sowie der noch immer geringere Wirkungsgrad im Vergleich zur GuD- Technologie zu nennen (Wietschel et al., 2015).

Eine weitere Möglichkeit den Wirkungsgrad bei Gasturbinen zu steigern ist eine effektivere Kühlung der Turbinenschaufeln um höhere Gaseintrittstemperaturen zu ermöglichen. Zurzeit werden hauptsächlich luftbasierte Kühlungen und vereinzelt dampfbasierte verwendet. Der Wirkungsgradunterschied zwischen den beiden Konzepten ist minimal. Eine neue Variante, die sich derzeit jedoch noch in der Forschung und Entwicklung befindet und hauptsächlich in der Luftfahrt verwendet wird, ist die Effusionskühlung. Hier wird die Kühlluft nicht durch Bohrungen sondern kontinuierlich durch einen porösen Werkstoff geleitet. Die Auswirkung davon ist ein homogener Kühlfilm der sich über die gesamte Profilloberfläche verteilt (Wietschel et al., 2015).

2.2.2 Gas- und Dampfkraftwerke

In einem GuD- Kraftwerk werden Gasturbinen in Kombination mit Dampfturbinen zur effizienteren Ausnutzung des Brennstoffes und somit zur Erhöhung des Wirkungsgrades verwendet. Der Gasturbinenprozess ist ident zum Gaskraftwerk, jedoch werden die Abgase, welche die Gasturbine mit hoher Temperatur verlassen einem nachgeschalteten Dampfkessel zugeführt. Es kommt zu einer Nachverbrennung mit zusätzlichem Brennstoff wodurch eine Dampfturbine betrieben wird und wiederum ein Generator angetrieben werden kann. Der Wirkungsgrad des GuD- Kraftwerks kann somit auf bis zu 45% erhöht werden, bei GuD- Heizkraftwerken sogar bis zu 60% (Scholz, 2013).

Die Abbildung 11 zeigt die Funktionsweise eines Gas- und Dampfkraftwerks.

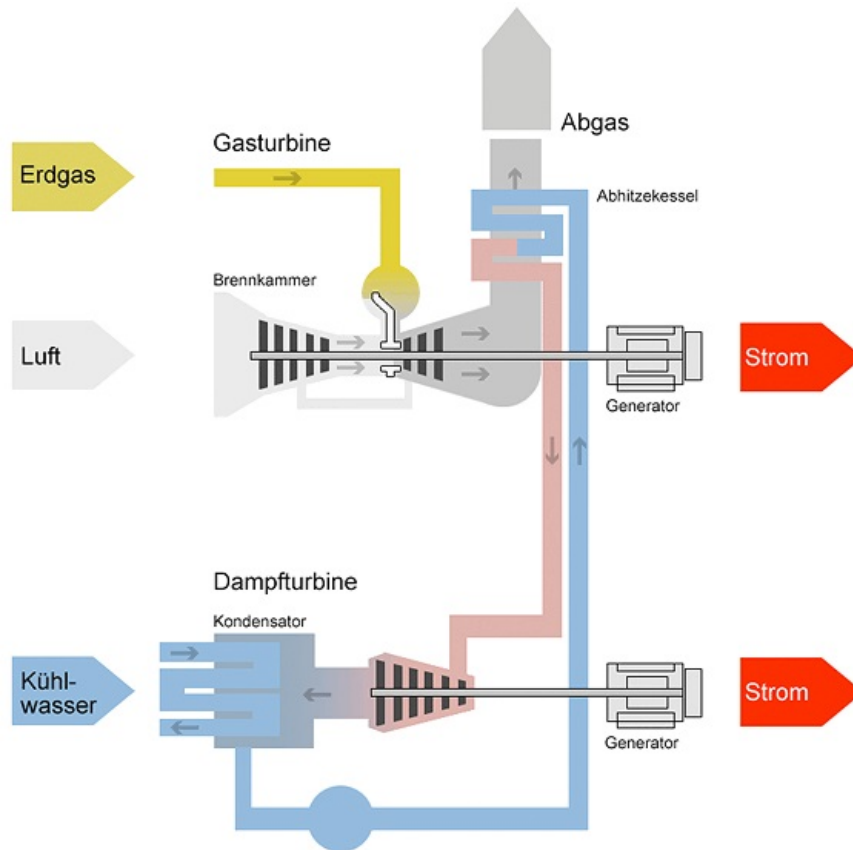


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Gas- und Dampfkraftwerks, (E.ON SE, 2015)

2.2.3 Vor- und Nachteile

Die Tabelle 6 zeigt die Vor- und Nachteile von Gaskraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken. Im Vergleich zu Kohlekraftwerken sind Gaskraftwerke günstiger in der Anschaffung und haben auch eine kürzere Bauzeit. Auf der anderen Seite sind jedoch die Betriebskosten höher, da der Brennstoff Gas teurer ist als Kohle. Durch die gute Regelbarkeit, den hohen Wirkungsgrad und die niedrigeren Emissionen werden in den nächsten Jahren in Europa jedoch Gaskraftwerke den Vorzug gegenüber Kohlekraftwerken erhalten.

	Vorteile	Nachteile
Gasturbinen	hohe Flexibilität schnelle Regelbarkeit geringe Investitionskosten schnelle Bauzeit niedrige Emissionen	geringerer Wirkungsgrad als GuD hohe Brennstoffkosten abhängig von Gasimporten
GuD	hoher Wirkungsgrad Kraft- Wärme- Kopplung möglich gute Brennstoffausnutzung niedrige Emissionen	langsamer regelbar als Gasturbinen hohe Brennstoffkosten abhängig von Gasimporten

Tabelle 6: Vor- und Nachteile von Gaskraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken im Vergleich, (Paschotta, 2015)

2.2.4 Technische und wirtschaftliche Kenngrößen

Ähnlich wie bei den Kohlekraftwerken wird davon ausgegangen, dass sich durch Effizienzverbesserungen, vorallem bei den Turbineneintrittstemperaturen (neue kostenintensive Materialien), und der nahezu ausgeschöpften Kostenreduktionspotenzialen höhere Investitionskosten ergeben (Wietschel et al., 2015).

Die Tabelle 7 zeigt eine mögliche Entwicklung der Investitionskosten pro kW für Gastrubinen- und GuD- Kraftwerke.

	Gasturbine			GuD		
	heute	2025	2050	heute	2025	2050
Investitionskosten €/kW	400	> 400	> 400	800	> 800	> 800

Tabelle 7: Investitionskosten gasgefeuerter Kraftwerke, Tabelle auf Basis der Quelle: (Wietschel et al., 2015)

Durch die vermehrte günstige Einspeisung von alternativer Energie und den gelten Randbedingungen im heutigen Strommarkt wird es immer schwieriger für gasgefeuerte Kraftwerke eine ausreichende Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Erfolgt keine zufriedenstellende Anpassung um einen ausreichenden Marktanzreiz zu gewährleisten müssen viele Kraftwerke stillgelegt werden oder in die Kaltreserve überführt werden (Wietschel et al., 2015).

Anders als bei Kohlekraftwerken würde ein Anstieg der Preise der CO_2 Zertifikate nicht so relevant sein, da in Gaskraftwerken im Vergleich weniger CO_2 entsteht. Die Tabelle 8 zeigt die mögliche Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Gaskraftwerke. Gleich wie bei Kohlekraftwerken wird sich der Wirkungsgrad

im Vergleich zu heute gebauten Kraftwerken erhöhen. Weiters ist zu erkennen, dass die An- und Abfahrtzeiten deutlich geringer als bei Kohlekraftwerken sind. Die Folge davon ist ein flexiblerer Einsatz der Kraftwerke und damit einhergehend eine schnellere Reaktion auf Laständerungen im Netz.

	Gasturbine AD		Gasturbine HD		GuD	
	heute	2025	heute	2025	heute	2025
Größenklasse MW	100	-	340	-	500-600	-
Wirkungsgrad %	44	47	40	41	60	> 61
Anfahrtzeit Heißstart ($< 8h$) h	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	1	0,5
Anfahrtzeit Kaltstart ($> 48h$) h	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	3	2

Tabelle 8: Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Gaskraftwerke, (Wietschel et al., 2015)

2.2.5 Zukünftige Anforderungen

Ein zukünftiges Problem könnte die Versorgungssicherheit mit Erdgas darstellen. Die hohe Abhängigkeit der Versorgungslieferungen von Erdgas aus Russland und die Tatsache das Gas leitungsgelassen und in Pipelines transportiert wird stellen ein weiteres Hemmnis für den Neubau von Gaskraftwerken dar. Weiters unterlag der Gaspreis in den letzten Jahren, meist hervorgerufen durch geopolitische Krisen, siehe ukrainischer Gasversorgungskrise, gewissen Schwankungen. Da die Stromgestehungskosten signifikant vom Gaspreis abhängen stellt dies ein weiteres Hemmnis dar. Eine Möglichkeit den Gaspreis konstanter zu halten wäre der Handel mit flüssigem Erdgas, welches per Schiff transportiert werden kann (Wietschel et al., 2015).

In der Vergangenheit wurden Gaskraftwerke hauptsächlich in der Mittel- und Spitzenlastversorgung eingesetzt. Durch die Einspeisung von alternativer Energie in den Lastspitzen (z.B. Photovoltaik in den Mittagsstunden) ist es für Gaskraftwerke schwieriger geworden die erforderlichen Erlöse am Strommarkt zu erzielen. Um wirtschaftlich rentabel zu bleiben müssen sich Gaskraftwerke an die neue Struktur der Energiewirtschaft anpassen (Wietschel et al., 2015).

In Zukunft werden speziell Gaskraftwerke wie auch andere thermischen Kraftwerke für folgende Versorgungsaufgaben zuständig sein (Wietschel et al., 2015):

- Deckung der Residuallast

- Bereitstellung von Sekundärregelenergie
- Regelung der wechselnden Einspeisung alternativer Energieerzeuger

Damit einhergehend folgende Anforderungen erfüllen: (Wietschel et al., 2015)

- häufige An- und Abfahrten
- hohe Flexibilisierung
- Reduktion der Brennstoffkosten
- geringe Mindestlast
- höhere Teillastwirkungsgrade

Im Unterschied zu Kohlekraftwerken stoßen gasbetriebene Kraftwerke innerhalb der Gesellschaft auf keine Akzeptanzprobleme. Ein Kernpunkt für Gaskraftwerke wird in Zukunft die Steigerung des Wirkungsgrad sein. Das Hauptaugenmerk wird hierbei auf die Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur und die Senkung des Kühlmittelbedarfs gelegt. Hierfür müssen geeignete Materialien für die Brennkammer und die Turbinenschaufeln entwickelt werden (Wietschel et al., 2015).

2.2.6 Beispiel: Kraftwerk Irsching

Für die Betrachtung eines Praxisbeispiels wurde das Kraftwerk Irsching gewählt. Das Kraftwerk befindet sich in der Nähe von Ingolstadt in Deutschland. Es liegt an der Donau und besteht aus insgesamt 5 Blöcken, wovon die Blöcke 1 und 2 bereits stillgelegt wurden. Der Block 3 dient zur Deckung der Spitzenlast und Block 5 mit einer Leistung von 845 MW und einem Wirkungsgrad von 59,7 % als Reservekraftwerk. Block 4, auch Kraftwerk Ulrich Hartmann genannt, ist mit einem Wirkungsgrad von 60,4 % das effizienteste Gas- und Dampfkraftwerk in Europa (E.ON, 2011).

Für die Erreichung des hohen Wirkungsgrads wurden verschiedene Technologien angewendet. In der Gasturbine wird das Low- NOx- Verbrennungssystem angewendet, welches höhere Verbrennungstemperaturen zulässt (ca. 1500 Grad Celsius) sowie eine höhere Menge des Luft- Gas- Gemisches verarbeiten kann. Zur Beherrschung dieser Temperaturen werden die Turbinenschaufeln optimal durch die Anwendung einer Luftkühlung gekühlt und hitzebeständig beschichtet. Der Dampferzeuger wurde aus hochtemperaturbeständigen Werkstoffen gefertigt und für die Dampfturbine wurden Endstufen aus Titan verwendet um die hohen Fliehkräfte zu beherrschen. Das Ergebnis dieser Anwendungen sind eine hohe Effizienz, Klimafreundlichkeit und hohe Flexibilität. (E.ON, 2011)

Die Blöcke 4 und 5 benötigen im Kaltstart eine Anfahrtszeit von ca. 2 Stunden

und im Heißstart ca. 30 Minuten. Durch diese Fähigkeit ist es möglich auf schnelle Laständerungen in der Grund- und Spitzenlast zu reagieren (E.ON, 2011). Die Abbildung 12 zeigt eine Luftaufnahme des Kraftwerks Irsching.



Abbildung 12: Das Kraftwerk Irsching mit Block 4 in der Mitte, (E.ON SE, 2015)

Die Tabelle 9 zeigt die Technischen Daten des Kraftwerks Irsching.

	Block 3	Block Ulrich Hartmann	Block 5
Inbetriebnahme	1974	2011	2010
Brennstoff	Erdgas/Öl	Erdgas	Erdgas
Nettleistung	415 MW	550 MW	845 MW
Wirkungsgrad	39%	60,4%	59,7%

Tabelle 9: Technische Daten des Kraftwerks Irsching, (E.ON, 2011)

Wie viele andere Gaskraftwerke in Deutschland hat auch das Kraftwerk Irsching mit geringen Erträgen zu kämpfen. Durch die vermehrte Einspeisung von billiger alternativ Energie konnte das Kraftwerk im Jahr 2015 nur wenige Stunden ans Netz gehen. Die Folge davon war, dass die Betreiber das Kraftwerk mit 1. April 2016 vorübergehend abschalten wollten. Dies wurde jedoch gerichtlich abgewiesen da der Reservebetrieb des Kraftwerks für die Stromversorgung relevant ist. Es wird davon ausgegangen, dass das Kraftwerk im Jahr Verluste im zweistelligen Millionenbereich zu verkraften hat (Reuters, 2016).

2.3 Ölkraftwerke

In Ölkraftwerken wird als Brennstoff Schweröl, leichtes Heizöl oder Diesel verwendet. Auf Grund der hohen Brennstoffkosten werden Ölkraftwerke hauptsächlich in Ölförderländer verwendet. In Europa werden Ölkraftwerke zu meist nur mehr als Reservekraftwerke verwendet oder in kleineren Leistungsebenen als Notstromaggregat mit Dieselmotor (Paschotta, 2015).

2.3.1 Funktionsweise

Die Funktionsweise eines Ölkraftwerks wird nachfolgend anhand eines Praxisbeispiels erläutert.

2.3.2 Beispiel: Kraftwerk Ingolstadt

Für die Betrachtung eines Praxisbeispiels wurde das Kraftwerk Ingolstadt gewählt. Das Ölkraftwerk befindet sich in der Nähe der Raffinerie Ingolstadt/Neustadt und besteht aus zwei Blöcken (den Blöcken 3 und 4) mit je 420 Megawatt Leistung. Die Blöcke 1 und 2 wurden aus wirtschaftlichen Gründen 1994 stillgelegt. Das Kraftwerk dient als Spitzenlastkraftwerk und wird mit schwerem Heizöl befeuert. Das Heizöl wird mittels Pipeline aus der benachbarten Raffinerie geliefert oder mittels Bahn transportiert und danach in beheizten Tanks, damit das Öl nicht kalt und zähflüssig wird, gelagert (E.ON, 2002).

Die Abbildung 13 zeigt die Funktionsweise des Kraftwerks Ingolstadt.

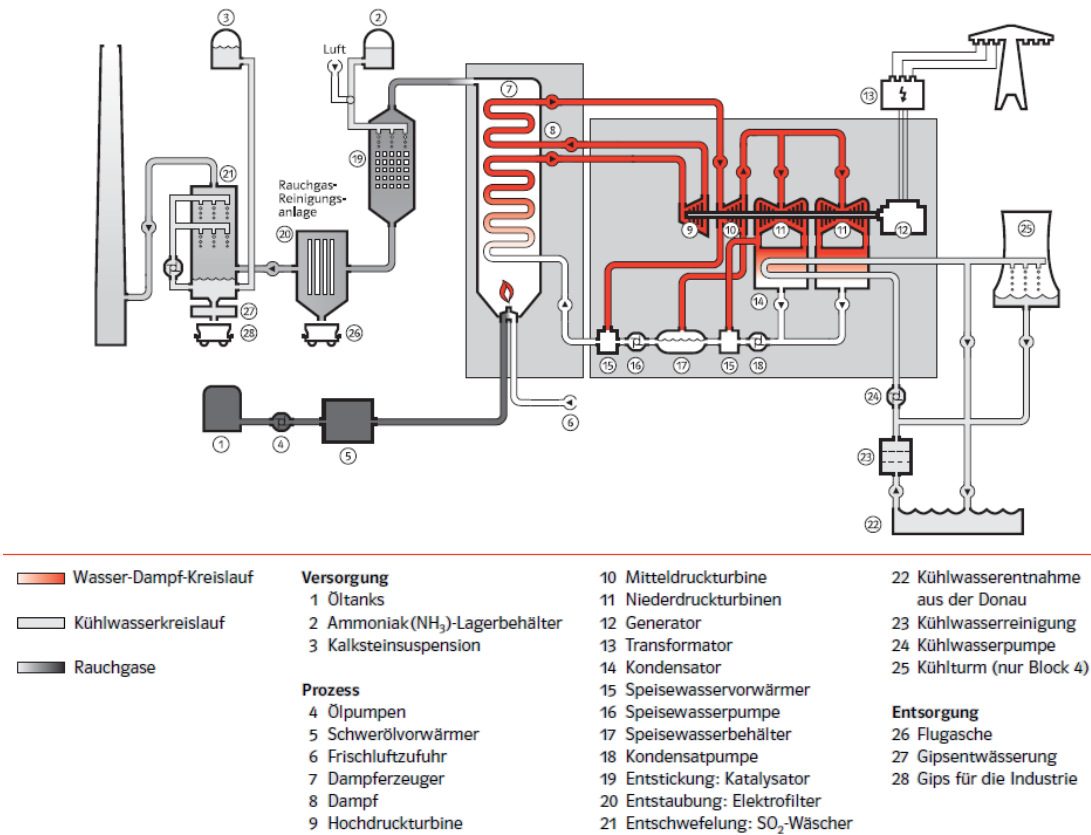


Abbildung 13: Blockschaltbild der Funktionsweise des Kraftwerks Ingolstadt, (E.ON, 2002)

Um das Heizöl effektiver zu verbrennen wird es vor der Eindüsung in den Kessel auf 220°C erhitzt und mit Hilfe von Dampf fein zerstäubt. Die Verbrennungstemperatur im Kessel liegt bei 1400°C und der erzeugte Dampf in den Rohren wird anschließend auf 535°C überhitzt. Der Dampf wird anschließend unter hohem Druck einer Turbine zugeführt, welche einen Generator antreibt. Im Kondensator wird der entspannte Dampf wieder zu Wasser welches dem Kreislauf anschließend wieder zugeführt wird (E.ON, 2002).

Um die Emissionen in Grenzen zu halten ist ein wichtiger Teil der Anlage die Rauchgasreinigung. Mittels gestufter Luftdüsung und emissionsarmen Brenner sowie einer DeNox- Anlage und einem Katalysator können die Stickoxide um ca. 80% reduziert werden. Die Entstaubung erfolgt durch einen Elektrofilter der bis zu 80% Staub abscheidet. Im letzten Schritt der Rauchgasreinigung muss das Rauchgas noch durch den Waschturm wo das Schwefeldioxid mit einem Kalkstein-Mehl- Gemisch reagiert und zu Gips wird welcher anschließend weiterverarbeitet werden kann (E.ON, 2002).

Das Kraftwerk verfügt zusätzlich noch über eine Fernwärmeauskopplung für eine optimale Ausnutzung des Kraftwerkprozesses (E.ON, 2002).

Die Tabelle 10 zeigt die technischen Daten des Kraftwerks Ingolstadt.

Technische Daten der Blöcke 3 und 4	
Elektrische Nettoleistung	je 386 MW
Dampfleistung	1250 t/h
Brennstoff	schweres Heizöl
Brennstoffverbrauch	90 t/h
Schornsteinhöhe	180 m

Tabelle 10: Technische Daten des Ölkraftwerks Ingolstadt, (E.ON, 2002)

2.4 Wirkungsgradanalyse

Für eine Betrachtung des Wirkungsgrads bei thermischen Kraftwerken und deren Entwicklung muss zuerst einmal vom theoretisch Möglichem ausgegangen werden um einen Vergleich darstellen zu können. Für diesen Zweck wird nachfolgen der Carnot bzw. der Clausius- Rankine Prozess näher betrachtet.

2.4.1 Carnot Prozess

Bei der Umwandlung von thermischer in mechanischer Energie von Wärmekraftmaschine, wie zum Beispiel bei Gas- und Dampfturbinen, werden in zyklischer Reihenfolge thermodynamische Zustände durchlaufen. Carnot beschreibt in diesem Kreisprozess eine idealisierte und reibungsfreie Wärmekraftmaschine (Schwab, 2011).

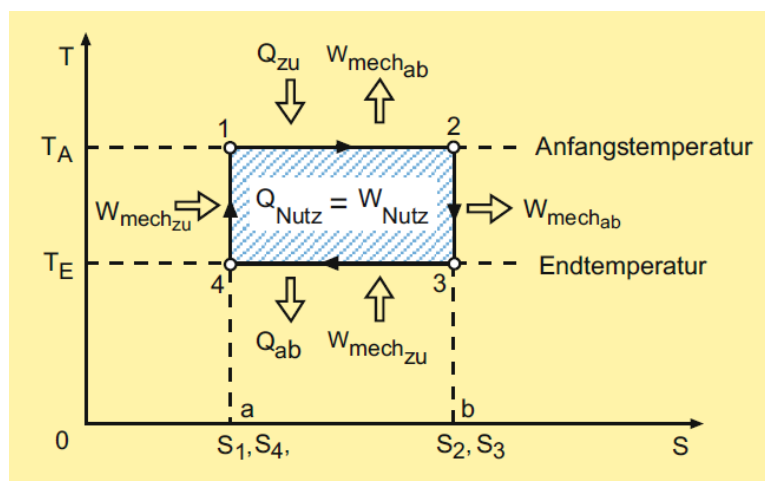


Abbildung 14: Darstellung des Carnot Prozess im $T(s)$ Diagramm, (Schwab, 2011)

Im Nachfolgenden wird der Carnot Prozess nach (Schwab, 2011) beschrieben. Die Abbildung 14 zeigt den idealisierten Carnot Prozess. Beim Carnot- Prozess

werden vier Teilprozesse durchlaufen, zwei bei konstanten Temperaturen, Anfangstemperatur T_A (isotherm) und Endtemperatur T_E (isotherm) und zwei bei konstanten Entropien S_1 (isentrop) und S_2 (isentrop). Der Kreisprozess beginnt im Zustand 1 bzw. bei erhöhter Anfangstemperatur T_A .

Von 1 nach 2: Isotherme Expansion (Zufuhr der Wärmemenge Q_{zu} , Abgabe der mechanischen Arbeit $W_{mech_{ab}}$)

Die Wärmemenge Q_{12} zwischen den Prozessen 1 und 2 entspricht der zugeführten Wärmemenge Q_{zu} und berechnet sich aus

$$Q_{12} = Q_{zu} = \int_1^2 T dS \quad (1)$$

Von 2 nach 3: Isentrope Expansion (Abgabe der mechanischen Arbeit $W_{mech_{ab}}$)

Die Wärmemenge Q_{23} zwischen den Prozessen 2 und 3 berechnet sich aus

$$Q_{23} = \int_2^3 T dS = 0 \quad (2)$$

Von 3 nach 4: Isotherme Kompression (Abgabe der Wärmemenge Q_{ab} , Zufuhr der mechanischen Arbeit $W_{mech_{zu}}$)

Die Wärmemenge Q_{34} zwischen den Prozessen 3 und 4 entspricht der abgegebenen Wärmemenge Q_{ab} und berechnet sich aus

$$Q_{34} = Q_{ab} = \int_3^4 T dS \quad (3)$$

Von 4 nach 1: Isentrope Kompression (Zufuhr der mechanischen Arbeit $W_{mech_{zu}}$)

Die Wärmemenge Q_{41} zwischen den Prozessen 4 und 1 berechnet sich aus

$$Q_{41} = \int_4^1 T dS = 0 \quad (4)$$

Für den vollständigen Kreisprozess ist zu erkennen, dass Q_{zu} die Fläche 1-2-b-a aufspannt und Q_{ab} die Fläche 3-4-a-b. Aus der Differenz der beiden Wärmemengen erhält man die schraffierte Fläche, die Nutzarbeit W_{Nutz} die äquivalent der genutzten Wärmemenge Q_{Nutz} bzw. der abgegebenen mechanischen Arbeit $W_{mech_{ab}}$ ist. Sie ist offensichtlich von der Temperaturdifferenz $T_A - T_E$ abhängig.

$$\oint T ds = \int_1^2 T dS - \int_3^4 T dS = Q_{zu} - Q_{ab} = Q_{Nutz} = W_{mech_{ab}} \quad (5)$$

Somit ergibt sich der thermische Wirkungsgrad η_{Carnot} der Umwandlung einer Wärmemenge Q_{zu} in mechanische Energie $W_{mech_{ab}}$ nach Carnot:

$$\eta_{Carnot} = \frac{W_{mech_{ab}}}{Q_{zu}} = \frac{Q_{zu} - Q_{ab}}{Q_{zu}} = \frac{T_A - T_E}{T_A} = 1 - \frac{T_E}{T_A} \quad (6)$$

Aus der Gleichung des Carnot Wirkungsgrades ist zu erkennen, dass ein maximaler Wirkungsgrad von 100% durch zwei Möglichkeiten zu erreichen ist:

1) Einer unendlich großen oberen Temperatur

oder

2) einer unteren Temperatur von 0 Kelvin³.

Da beides theoretischer Natur ist, ist das reale Ziel zum Erreichen eines hohen Wirkungsgrades eine möglichst hohe Temperaturspreizung zwischen oberer und unterer Temperatur (Pehnt, 2010).

Die Abbildung 15 zeigt den Carnot Wirkungsgrad bei verschiedenen Temperaturverhältnissen. Zum Beispiel würde ein Prozess mit einer unteren Temperatur von 100°C und einer oberen Temperatur von 500°C ca. einen Wirkungsgrad von 50 % erreichen⁴.

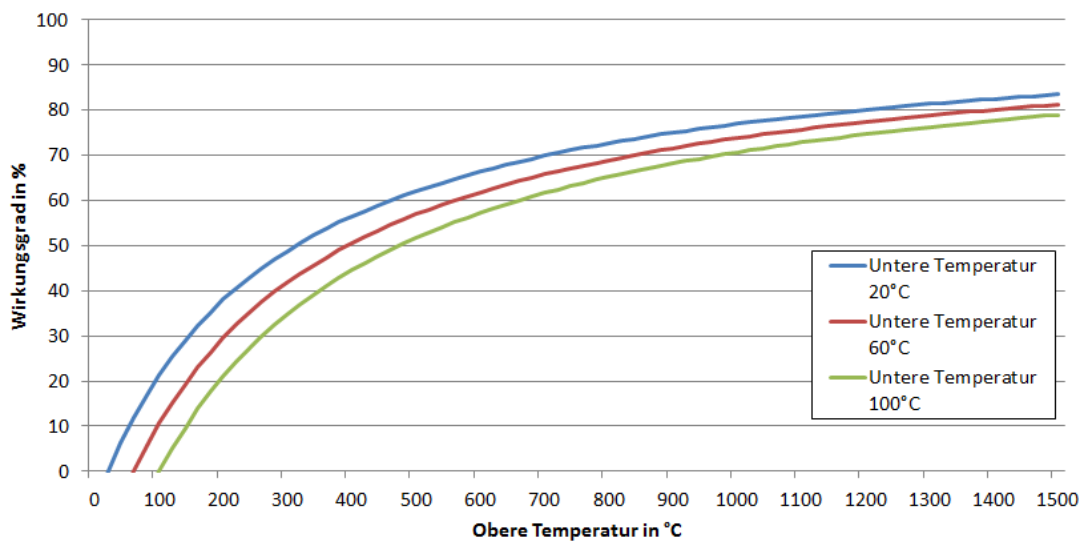


Abbildung 15: Carnot- Wirkungsgrad bei verschiedenen Temperaturverhältnissen, eigene Darstellung

2.4.2 Clausius- Rankine Prozess

Beim Carnot Prozess wird zur Untersuchung des Wirkungsgrades ausschließlich das Arbeitsfluid Gas bei unterschiedlichen Temperaturen betrachtet. Bei Dampfkraftwerken tritt das Arbeitsfluid in verschiedenen Aggregatzuständen auf,

³0 Kelvin entsprechen -273,15°C

⁴Zu beachten ist, dass die Berechnung des Wirkungsgrads in Kelvin durchzuführen ist und für die Darstellung die Werte in Grad umgerechnet wurden.

flüssig-, dampf- und gasförmig. Der Dampfkraftwerksprozess wird daher mit dem Clausius Rankine Prozess dargestellt (Schwab, 2011).

Im ersten Schritt wird kaltes Wasser im Kessel isobar erwärmt und verdampft. Anschließend wird der Dampf im Überhitzer überhitzt und der Turbine Zuführt. Der überhitzte Dampf treibt die Turbine an und es wird mechanische Energie abgegeben, weiter sinkt der Druck auf Kondensatordruck und die Temperatur auf Kondensattemperatur. Im nächsten Schritt wird im Kondensator der Turbinendampf isobar und isotherm kondensiert und die Kondensationswärme abgeführt. Durch die Kesselspeisepumpe wird das Kondensat wieder auf Kesseldruck gebracht und der Kreislauf ist geschlossen (Schwab, 2011). Die Abbildung 16 zeigt den Wasser- und Dampfprozess in einem Dampfkraftwerk mit Überhitzung.

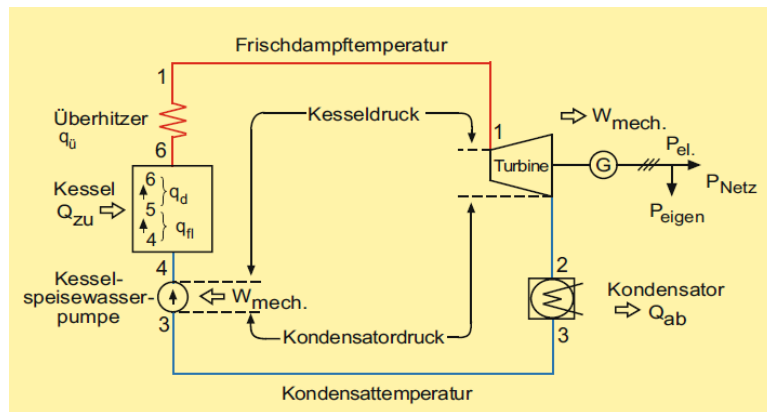


Abbildung 16: Wasser- und Dampfprozess in einem Dampfkraftwerk mit Überhitzung, (Schwab, 2011)

Die Bestimmung des thermischen Wirkungsgrades nach Clausius Rankine erfolgt mit Hilfe des $T(s)$ sowie dem $h(s)$ Diagramm des Dampfkreislaufes. Integriert man längs der Isobaren erhält man aus dem $T(s)$ Diagramm das $h(s)$ Diagramm ($dh=Tds$) (Oeding & Oswald, 2011).

Im Nachfolgenden wird der Clausius- Rankine Prozess nach (Schwab, 2011) beschrieben.

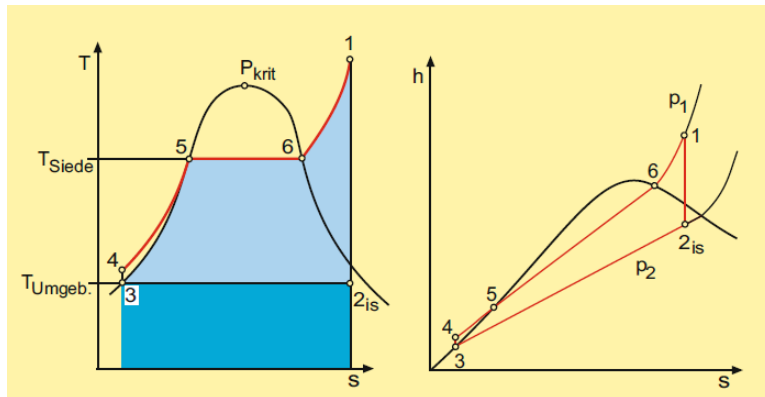


Abbildung 17: Clausius- Rankine Prozess im T(s) und im h(s) Diagramm, Quelle: (Schwab, 2011)

Die Abbildung 17 zeigt das T(s) und h(s) Diagramm eines Wasser- und Dampfprozesses.

Von 3 nach 4: Das Wasser wird von Kondensattemperatur nahezu isotherm durch die Kesselspeisewasserpumpe auf Kesseldruck gebracht

Von 4 nach 5: Durch die Zufuhr der Flüssigkeitswärme q_{fl} wird das Wasser isobar auf Siedetemperatur erwärmt

Von 5 nach 6: Isobare Verdampfung (Zufuhr der Verdampfungswärme q_d)

Von 6 nach 1: Isobare Überhitzung (Zufuhr der Überhitzungswärme $q_{ü}$)

Von 1 nach 2: Isentrope Entspannung auf Kondensatordruck (bei einer idealen Turbine)

Von 2 nach 3: Isobare und isotherme Kondensation

Aus dem Flächenvergleich im T(s) Diagramm ergibt sich analog zu Carnot ein thermischer Wirkungsgrad η_{CR} von

$$\eta_{CR} = \frac{q_{zu} - q_{ab}}{q_{zu}} = \frac{q_{Nutz}}{q_{zu}} = \frac{w_{techn}}{q_{zu}} \quad (7)$$

Die zugeführte Wärmemenge q_{zu} kann einfach aus dem h(s) Diagramm herausgelesen werden und ergibt sich aus der Differenz der Enthalpien

$$q_{zu} = h_1 - h_4 \quad (8)$$

Für die abgegebene isobare Wärmemenge q_{ab} ergibt sich

$$q_{ab} = h_{2is} - h_3 \quad (9)$$

Aus dem T(s) und dem h(s) Diagramm ist ersichtlich, dass die Enthalpien h_3 und h_4 nahezu gleich groß sind. Somit ergibt sich für den Clausius Rankine Wirkungsgrad unter der Annahme $h_3 \approx h_4$

$$\eta_{CR} = \frac{q_{zu} - q_{ab}}{q_{zu}} = \frac{h_1 - h_4 - (h_{2is} - h_3)}{h_1 - h_4} = \frac{h_1 - h_4 - h_{2is} + h_4}{h_1 - h_4} = \frac{h_1 - h_{2is}}{h_1 - h_4} \quad (10)$$

Der Clausius Rankine Wirkungsgrad stellt den maximal zu erreichenden Wirkungsgrad eines Flüssigkeit/Dampfprozesses dar.

Aus Abbildung 18 kann der Clausius- Rankine- Wirkungsgrad bei verschiedenen Betriebsverhältnissen abgelesen werden. Zum Beispiel beträgt der Wirkungsgrad bei einer Temperatur des überhitzten Dampfes von 500°C, einem Gegen- druck/Kondensationsdruck von 1 bar und einem Frischdampfdruck von 200 bar ca. 36%. Für die genauere Berechnung bzw. für andere Betriebsverhältnisse kann die Berechnung mit Hilfe von Dampf- und Zustandstafeln durchgeführt werden.

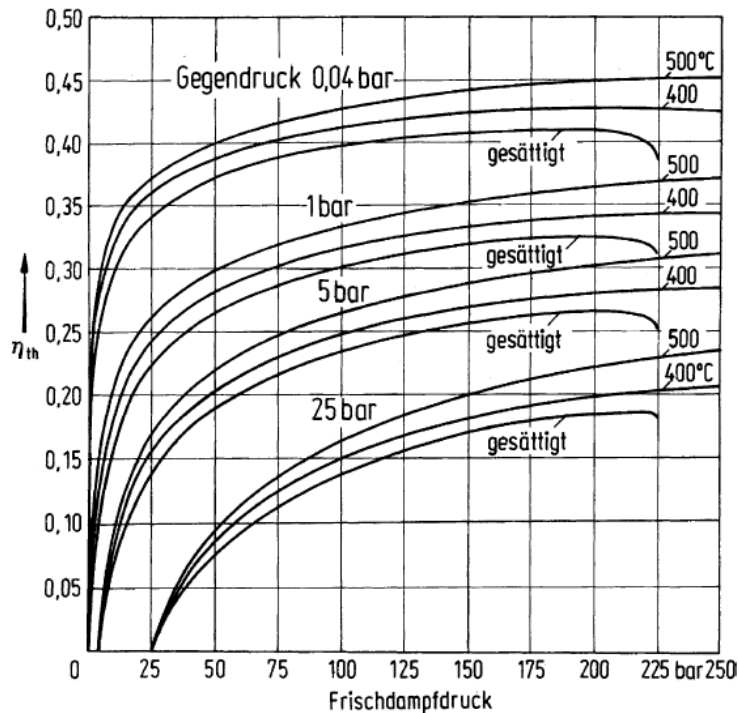


Abbildung 18: Clausius- Rankine- Wirkungsgrad bei verschiedenen Betriebs- verhältnissen, Quelle: (Stephan et al, 2012)

2.4.3 Erhöhung des Wirkungsgrades in einem Dampfprozess

Aus dem T(s) bzw. h(s) Diagramm ist ersichtlich, dass der Wirkungsgrad eines Dampfkreislaufes durch die Vergrößerung der eingeschlossenen Fläche zu errei- chen ist. Dies ist mit verschiedenen Verfahren zu erreichen:

- Erhöhung des Druckes und Überhitzung
Eine Erhöhung des Druckes in einem Dampfprozess hat zur Folge dass auch die Temperatur erhöht wird, da diese beiden Parameter voneinander Abhängig sind. Aus der Abbildung 19 ist zu erkennen, dass sich die Fläche durch die Vergrößerung der Parameter 5 und 6 in 5' und 6' erhöht. Der Dampf hat nun aber am Ende der Kondensation eine höhere Nässe 2' und

die Fläche schmälert sich wieder. Dieses Problem wird durch Überhitzung des Dampfes gelöst und der Prozess folgt der Reihenfolge 4-5'-6'-1-2". Die Temperatur des Zustandes 1 kann jedoch nicht beliebig hoch gesteigert werden, da sonst die Endnässe des Prozess zu hoch werden würde (Schwab, 2011).

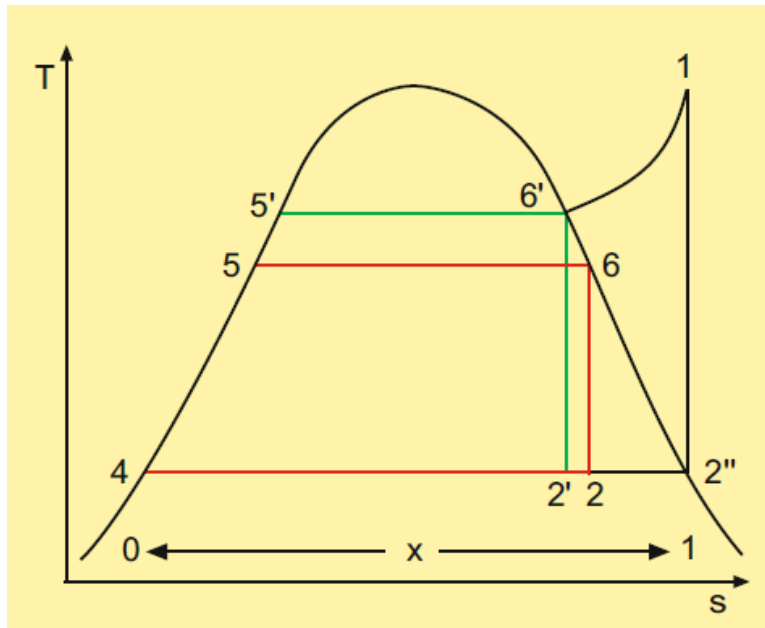


Abbildung 19: Erhöhung des Druckes und Überhitzung in einem Dampfprozess, Quelle: (Schwab, 2011)

- **Zwischenüberhitzung**
 Durch erweiteren des Kreislaufes durch Zwischenüberhitzung und einer Hochdruckturbine kann der Wirkungsgrad weiter erhöht werden. Der Dampf wird zunächst auf Punkt 1 erhitzt und der Hochdruckturbine zugeführt. Der Dampf verlässt die Hochdruckturbine beim Zwischenüberhitzungspunkt 2 und wird von einem zweiten Überhitzer auf den Punkt 1' erhitzt und einer Niederdruckturbine zugeführt (Schwab, 2011). Die Abbildung 20 zeigt die Auswirkung Zwischenüberhitzung in einem Dampfprozess.

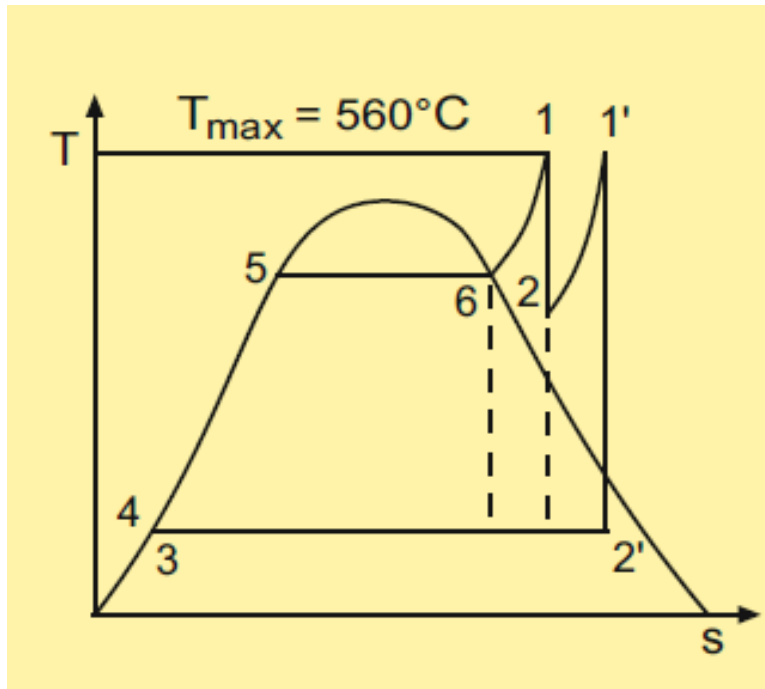


Abbildung 20: Zwischenüberhitzung in einem Dampfprozess, Quelle: (Schwab, 2011)

- Speisewasservorwärmung
Für die Vorwärmung des Speisewassers wird die Kondensationswärme des teilweise entspannten Dampfes der Turbine verwendet. Die Turbine leistet dadurch weniger Arbeit jedoch erhöht sich der thermische Wirkungsgrad des gesamten Prozesses dadurch, dass die Temperatur des Speisewassers beim Eintritt in den Kessel höher ist (Schwab, 2011).
- Niedrigere Kühlmitteltemperatur
Ein weiteres Ziel im Dampfkreislauf ist es die Kondensationslinie 2-4 soweit wie möglich auf Umgebungstemperatur abzusenken und somit die Nutzfläche zu erhöhen. Es wird zwischen Frischwasser- und Luftkühlung unterschieden. Durch die unterschiedlichen Umgebungstemperaturen übers Jahr ist der Wirkungsgrad schwankend (Schwab, 2011).

2.4.4 Historische Entwicklung der Wirkungsgrade

Die folgenden Wirkungsgrad Auswertungen beruhen auf den eingesetzten Kraftwerken in den einzelnen Ländern. Es wird der durchschnittliche Wirkungsgrad der eingesetzten Kraftwerke berücksichtigt. Die teilweise vorhandenen Varianzen können auf kurze Einsatzzeiten der Kraftwerke oder ungenauen Daten zurückgeführt werden (Ecofys, 2015). Die einzelnen Daten der Wirkungsgradana-

lyse können dem Anhang unter dem Kapitel „Wirkungsgrad“ entnommen werden

Abbildung 21 zeigt den durchschnittlichen Wirkungsgrad von eingesetzten Kohlekraftwerken in verschiedenen europäischen Ländern. Es ist zu erkennen, dass in den Skandinavischen Ländern schon Anfang der 1990er Jahre eine hohe Effektivität in der Kohleverstromung erreicht wurde und bis heute konstant gehalten wurde. Dies liegt vor allem daran, dass in den nördlichen Ländern Europas auf Grund der geografischen Gegebenheiten hauptsächlich Energie aus Wasserkraft gewonnen wird und daher wenige thermische Kraftwerke gebaut wurden. Bei den gebauten Kraftwerke wurde auf eine hohe Effektivität im Betrieb Wert gelegt und dadurch ergibt sich der hohe durchschnittliche Wirkungsgrad. In Deutschland konnte der durchschnittliche Wirkungsgrad in den letzten 25 Jahren um ca. 5% erhöht werden, einerseits durch die Stilllegung ineffizienter Kraftwerke in Ostdeutschland durch die Wiedervereinigung Deutschlands und andererseits durch die Verbesserung verschiedener Kraftwerksprozesse.

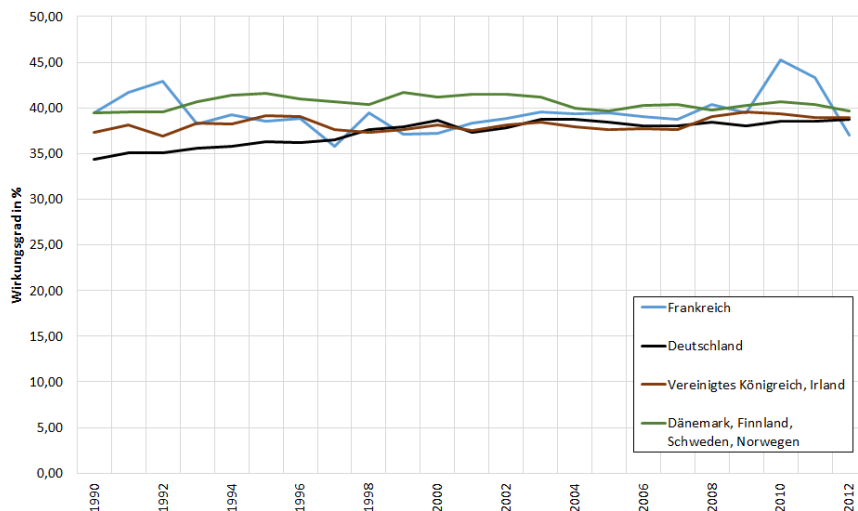


Abbildung 21: Entwicklung des Wirkungsgrades bei Kohlekraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)

Abbildung 22 zeigt die Wirkungsgradentwicklung bei Gaskraftwerken. Deutlicher als bei Kohlenkraftwerken ist eine Effizienzerhöhung im betrachteten Zeitraum zu erkennen. In Deutschland und dem Vereinigten Königreich konnte gegenüber 1990 eine durchschnittliche Steigerung von rund 15% erreicht werden.

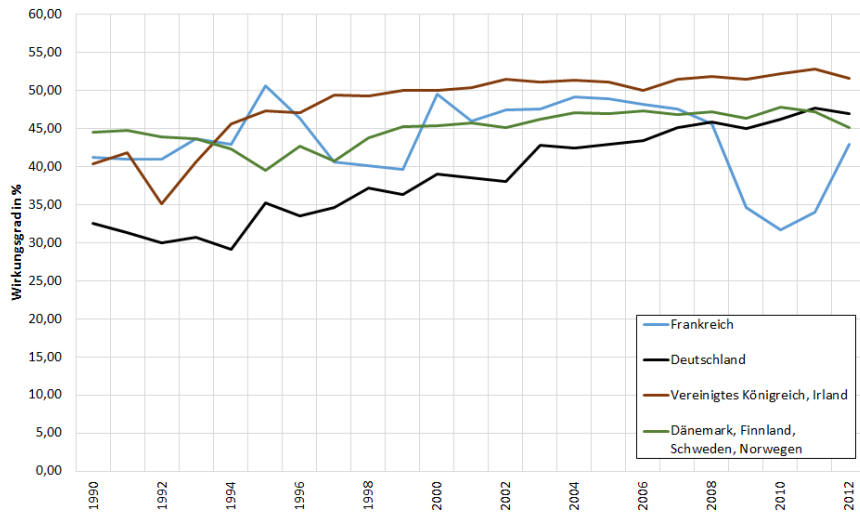


Abbildung 22: Entwicklung des Wirkungsgrades bei Gaskraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)

Aus Abbildung 23 ist eine große Schwankungsbreite bei Ölkraftwerken zu erkennen. Dies ist auf die geringen Einsatzzeiten, ungenaue Daten und der geringen Einspeisezeiten zurückzuführen. Es ist zu erkennen, dass sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke im Allgemeinen zwischen knapp 30 und 40 % bewegt.

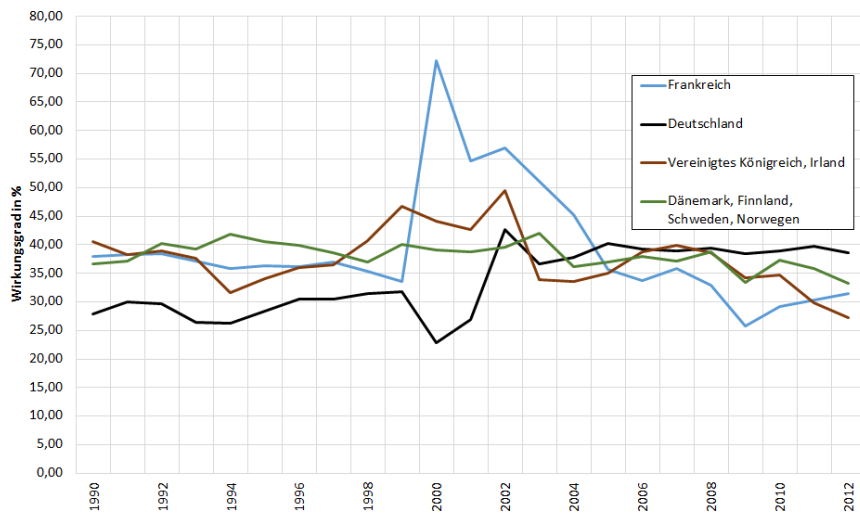


Abbildung 23: Entwicklung des Wirkungsgrades bei Ölkraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)

3 Carbon Dioxide Capture and Storage

Eine Technologie durch die die fossil- thermischen Kraftwerke in Zukunft wieder stärker an Bedeutung gewinnen können ist die Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) Technologie. Mit Hilfe von CCS ist es möglich das durch die Verbrennung entstehende CO_2 abzuscheiden und somit die Umweltverträglichkeit von thermischen Kraftwerken zu verbessern. Die CCS Technologie befindet sich noch in der Entwicklungsphase, es wurden jedoch schon einige Pilotanlagen realisiert. Die Marktreife soll in ca. 10 Jahren erreicht werden. Im Moment wird daran gearbeitet die Wirkungsgradeinbußen, welche durch die Abscheidung und die Aufbereitung entstehen, zu minimieren (Wietschel et al., 2015).

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Möglichkeiten der CCS Technologie aufgezeigt und näher hinsichtlich ihrer Funktionsweise und ihrer Vor- und Nachteile beschrieben. Weiters wird auf Möglichkeiten der Nutzung des abgeschiedenen CO_2 , die Wirkungsgradeinbußen, die Investitionskosten und auf die zukünftigen Anforderungen eingegangen. Zusätzlich wird ein praxisbezogenes Beispiel gegeben.

3.1 Funktionsweise

Allgemein wird bei CCS zwischen drei verschiedenen Technologien unterschieden:

- Pre Combustion Capture
- Post Combustion Capture
- Oxyfuel Combustion

Diese drei Technologien werden nachfolgend näher beschrieben.

3.1.1 Pre Combustion Capture

Bei der Pre Combustion Capture Technologie wird das Kohlendioxid vor der Verbrennung abgeschieden. Als erster Schritt wird die Luft in Stickstoff und Sauerstoff zerlegt. Die Folge davon ist, dass danach bei hohen Temperaturen die Kohle unvollständig (mit zu wenig Sauerstoff) reagiert, gleichzeitig wird Wasserstoff eingesprüht. Dieser Prozess wird Kohlevergasung genannt. Aus dieser Vergasung entsteht Synthesegas welches aus Kohlendioxid (CO_2), Kohlenmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) besteht (E.ON SE, 2015).

In weiterer Folge wird durch den Einsatz eines Katalysators ein Gemisch aus CO_2 und H_2 hergestellt. Durch eine Wäsche wird aus diesem Gasgemisch das CO_2 abgetrennt und für den Transport verdichtet. Der Wasserstoff wiederum wird danach einer Turbine zugeführt und zur Stromerzeugung verwendet (E.ON SE, 2015). Die Abbildung 24 zeigt die Funktionsweise der Pre Combustion Capture Technologie.

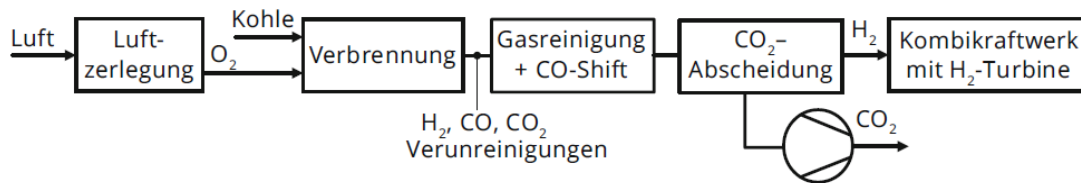


Abbildung 24: Blockschaltbild der Funktionsweise der Pre Combustion Capture Technologie, (Wietschel et al., 2015)

3.1.2 Post Combustion Capture

Bei der Post Combustion Capture Technologie wird das Kohlendioxid nach der Verbrennung abgeschieden. Hierzu wird die herkömmliche Rauchgasreinigung um eine Komponente erweitert. In dieser tritt das Rauchgas mit einer Waschlösung in Kontakt, welche das CO_2 aufnimmt (E.ON SE, 2015).

Das gesättigte Waschmittel wird danach mit Hilfe von zugeführtem Dampf erhitzt bis sich das Kohlendioxid herauslöst. Das Waschmittel kann danach wiederverwendet werden und dem Kreislauf erneut zugeführt werden (E.ON SE, 2015). Die Abbildung 25 zeigt die Funktionsweise der Post Combustion Capture Technologie.

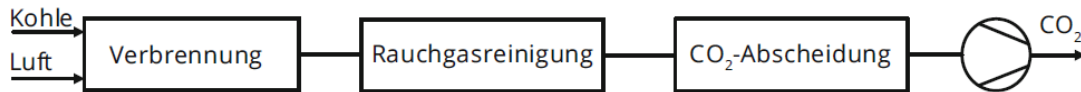


Abbildung 25: Blockschaltbild der Funktionsweise der Post Combustion Capture Technologie, (Wietschel et al., 2015)

3.1.3 Oxyfuel Combustion

Bei der Oxyfuel Combustion erfolgt die Verbrennung des Brennmaterials mit reinem Sauerstoff. Damit die Verbrennungstemperatur geregelt werden kann wird wiederum Rauchgas zugeführt wodurch nach der Verbrennung Rauchgas entsteht, welches fast ausschließlich CO_2 enthält (E.ON SE, 2015).

Durch einen Kühlvorgang, wodurch der Wasserdampf kondensiert, wird das CO_2 vom Wasserdampf getrennt und anschließend dem üblichem Rauchgasreinigungszyklus zugeführt (E.ON SE, 2015). Die Abbildung 26 zeigt die Funktionsweise der Oxyfuel Technologie.

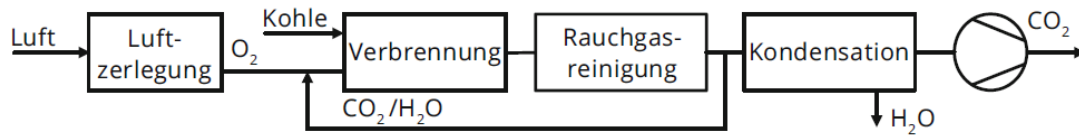


Abbildung 26: Blockschaltbild der Funktionsweise der Oxyfuel Technologie, (Wietschel et al., 2015)

3.2 Vor- und Nachteile

Die Tabelle 11 stellt die Vor- und Nachteile der einzelnen CCS Technologien gegenüber. Sollte es in den nächsten Jahren zu einer großflächigen Einführung von CCS kommen, wird sich zuerst die Post Combustion Technologie durchsetzen, da sie einfach nachrüstbar ist. Auf lange Sicht ist es sehr schwer zu sagen welche der drei Anwendungen die weiteste Verbreitung finden wird, hierfür müssen erst weitere Pilotprojekte gestartet werden und diese analysiert werden.

	Vorteile	Nachteile
Pre Combustion Capture	<p>einfache CO₂ Abtrennung aufgrund des hohen Partialdrucks</p> <p>weit entwickelte Technologie</p> <p>niedrige Emissionen</p> <p>geringer Frischwasserverbrauch</p> <p>hohe CO₂ Reinheit</p> <p>Zwischenprodukt H₂ kann anderweitig verwendet werden</p>	<p>viele Prozessschritte</p> <p>nicht Nachrüstbar</p> <p>höherer Wirkungsgrad nur durch höhere Anlagenkomplexität</p> <p>eingeschränkte Flexibilität</p>
Post Combustion Capture	<p>nachrüstbar</p> <p>robustes Verfahren</p> <p>flexibler Betrieb</p> <p>hohe Co Reinheit</p> <p>bis 2020 voraussichtlich verfügbar</p> <p>mehrere potenzielle Anbieter</p> <p>technisches Optimierungspotenzial</p>	<p>hohe Betriebskosten</p> <p>Wirkungsgradeinbußen</p> <p>hoher Platz- und Kühlmittelbedarf</p> <p>große Chemikalienmengen</p> <p>wenig erprobte Technologie</p>
Oxyfuel Combustion	<p>setzt auf bekannte Technologien und Prozesse</p> <p>Wasserdampfkreislauf bleibt unverändert, Modifikationen primär auf Rauchgasseite</p> <p>keine Waschmittel</p> <p>geringer Platzbedarf</p>	<p>hoher Energieaufwand für Luftzerlegung</p> <p>geringe CO₂ Reinheit</p> <p>eingeschränkte Flexibilität</p> <p>noch in Entwicklungsphase</p>

Tabelle 11: Vor- und Nachteile der einzelnen CCS Technologien, (E.ON SE, 2015)

3.3 Technische und wirtschaftliche Kenngrößen

Die Tabelle 12 zeigt die mögliche Entwicklung des Effizienzverlusts der CCS Technologien. Es ist zu erkennen, dass sich die Wirkungsgradeinbuße bei allen Technologien bis 2050 bei ca. 8 % befinden wird.

		Pre Com- bustion Capture	Post Com- bustion Capture	Oxyfuel Combusti- on
Wirkungsgradverlust in %	heute	-	10-12	-
	2025	9-11	9-10	10
	2050	8	7-9	<8

Tabelle 12: Effizienzverlust der verschiedenen CCS Technologien im Vergleich, (Wietschel et al., 2015)

Die Tabelle 13 zeigt die Investitionskosten der verschiedenen CCS Technologien. Die teuerste Technologie in der Anschaffung ist die Pre Combustion Capture. Dies liegt vor allem an der Komplexität der Technologie wodurch aber auch eine hohe CO_2 Reinheit bei der Abscheidung erzielt wird.

		Pre Com- bustion Capture	Post Com- bustion Capture	Oxyfuel Combusti- on
Investitionskosten in €/kW	Braunkohle	3200	2950	2900
	Steinkohle	3100	2800	2800

Tabelle 13: Investitionskosten der verschiedenen CCS Technologien im Vergleich, (Wietschel et al., 2015)

3.4 Zukünftige Anforderungen

Ein vorrangiges Ziel der CCS Technologie stellt die Senkung der Wirkungsgradeinbußen sowie die Optimierung der Nachrüstung bei bestehenden Kraftwerken dar. Dies wird dazu führen, dass sich in den nächsten Jahren vorerst die Post Combustion Capture Technologie durchsetzen wird. Weiters wird der Fokus auf der Anwendung und Erforschung von effizienteren Waschflüssigkeiten liegen (Wietschel et al., 2015).

Ebenso wie andere Kraftwerke müssen sich CCS Kraftwerke über den Strommarkt finanzieren. Durch die hohen Investitionskosten und den Wirkungsgradverlust bei der Anwendung der Technologie ergeben sich derzeit jedoch geringe Anreize zur Investition. Weitere Mehrkosten ergeben sich aus Transport, Lagerung und Abscheidung des CO_2 . Ein weiteres Hemmnis stellen die momentan niedrigen CO_2

Zertifikatspreise dar. Es wird davon ausgegangen, dass es sich ab einem Zertifikatspreis von ca. 40 €/t CO_2 rentieren wird die Technologie anzuwenden bzw. nachzurüsten (Wietschel et al., 2015).

Die Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der CO_2 Zertifikatsbörsenpreise seit 2009.



Abbildung 27: Entwicklung der CO_2 Zertifikatspreise, (Finanzen, 2016)

Der Einsatz der CCS Technologie ist in Zukunft von mehreren Faktoren abhängig. Die Tabelle 14 zeigt Gründe auf wodurch der Einsatz in Zukunft entweder forciert oder gehemmt wird.

positive Entwicklung	negative Entwicklung
Verschärfung der Klimaschutzziele	Lockerung der CO_2 -Minderungsziele
effektiverer Emissionshandel	ausbleibende Errichtung von Demonstrationsanlagen
höhere CO_2 - Zertifikatspreise	fehlende Investitionsbereitschaft
	aufwendiger Aufbau CO_2 Transportinfrastruktur
	ungenügendes CO_2 Speicherpotenzial

Tabelle 14: Gegenüberstellung der positiven oder negativen Entwicklung der CCS Technologie, (Wietschel et al., 2015)

3.5 Nutzung des abgeschiedenen CO_2

Setzt sich die CCS Technologie in den nächsten Jahren verstärkt durch würden beträchtliche Mengen an CO_2 anfallen. Der nächste Schritt wäre dann die großtechnische Nutzung des abgeschiedenen CO_2 . Die Abscheidung von CO_2

und die nachfolgende Nutzung wird als Carbon Capture Utilization (CCU) bezeichnet. Nachfolgend werden Möglichkeiten aufgezeigt wie man CO_2 in Zukunft verarbeiten könnte (Wietschel et al., 2015).

Organisch- chemische Nutzung

Bei der organisch- chemischen Verarbeitung von CO_2 ergeben sich zwei große Einsatzbereiche (Wietschel et al., 2015):

- Herstellung von Harnstoff (Düngemittel)
- Herstellung von Methanol

Weltweit werden jährlich ca. 150 Millionen Tonnen Harnstoff produziert, wofür ca. 100 Millionen Tonnen CO_2 benötigt werden. Es ist momentan der Sektor wo am meisten CO_2 verarbeitet wird (Wietschel et al., 2015).

Physikalische Nutzung

Ein weiteres mögliches Nutzungsgebiet für das abgeschiedene CO_2 wäre die Physikalische Nutzung. Es ergeben sich folgende Einsatzmöglichkeiten bzw. Einsatzbereiche (Wietschel et al., 2015):

- Inertgas
- Reinigungs-, Extraktions-, Imprägniermittel
- Getränkeindustrie
- Erdöl,- Erdgasexploration

Innovative Lösungen

Die zukünftige Nutzungen von CO_2 kann auch in Bereichen und Einsatzgebieten erfolgen die sich momentan noch in der Forschung und Entwicklung befinden. Beispiele hierfür wären (Wietschel et al., 2015):

- Einbau in Polymere (Kunststoffsektor)
- Biomassegewinnung durch Algenzucht
- Hydrierung von CO_2 (Herstellung von Ameisensäure und CO oder Methanol)
- Elektrokatalytische Reduktion von CO_2 (z.B. zu CO, Ameisensäure, Ethan, Ethylen, Methan, Methanol,...)

- Photokatalytische Umwandlung von CO_2 (z.B. zu CO, Methan, Methanol,...)

Carbon Capture Utilization hängt sehr stark von der Entwicklung und großflächigen Einführung der CCS Technologie ab. Scheitert die CCS Technik wird infolge auch die großtechnischen Nutzung von CO_2 scheitern (Wietschel et al., 2015).

3.6 Beispiel: Kraftwerk Boundary

Das Kraftwerk Boundary befindet sich in Kanada und ist das weltweit erste Kohlekraftwerk mit Post Combustion Capture Technologie und ist 2014 in Betrieb gegangen. Es befindet sich im Süden des Bundesstaates Saskatchewan an der Grenze zu den USA und hat eine Leistung von 110 MW (SaskPowerCCS, 2016). Die Abbildung 28 zeigt das Funktionsprinzip der Anlage sowie die anschließende Verarbeitung und Lagerung des CO_2 .

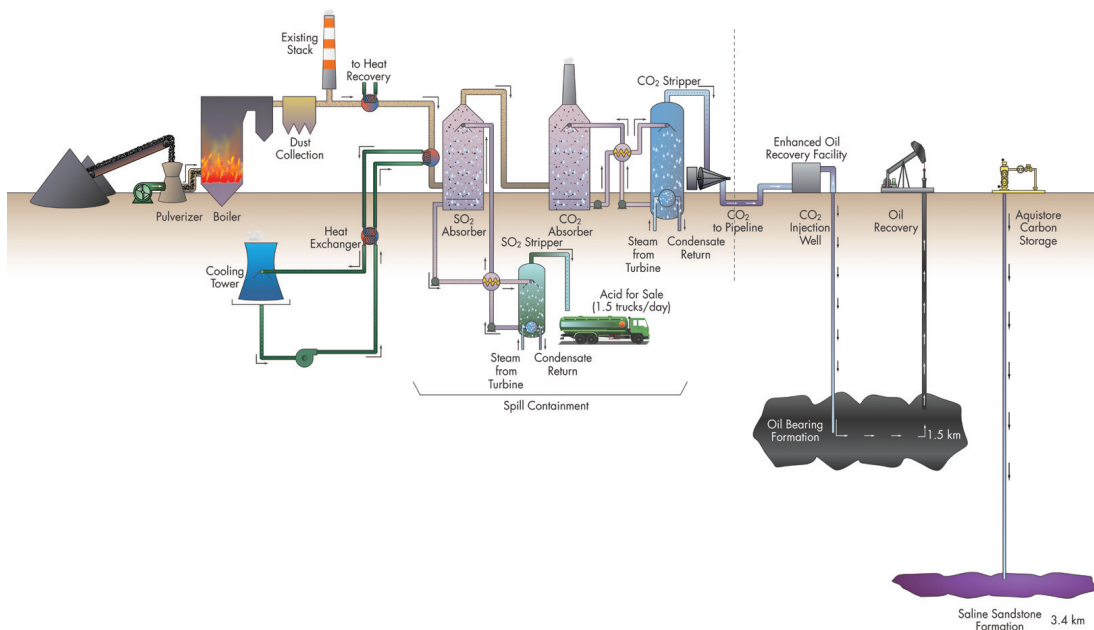


Abbildung 28: Funktionsprinzip des CCS Kraftwerk Boundary in Kanada, (SaskPowerCCS, 2016)

Durch die verwendete CCS Technologie ist es möglich bis zu einer Million Tonnen CO_2 im Jahr zu speichern. Das abgeschiedene CO_2 wird anschließend verkauft und über Pipelines zu einem naheliegenden Ölfeld transportiert wo es bei der Ölförderung verwendet wird. Das restliche CO_2 wird in einer unterirdischen Sandsteinformation gelagert. Das zusätzlich abgeschiedene SO_2 wird in

Schwefelsäure umgewandelt und anschließend für industrielle Zwecke verkauft. Die anfallende Asche wird danach hauptsächlich in verschiedenen Betonprodukten verarbeitet. Die Kosten des Kraftwerks belaufen sich auf 1.4 Milliarden US Dollar (SaskPowerCCS, 2016).

Die Tabelle 15 zeigt die technische Daten und Eigenschaften des Kraftwerks Boundary.

Technische Daten
Leistung: 110 MW (Energie für ca. 100 000 Haushalte)
Reduzierung von bis zu 1 Million Tonnen CO_2
Abscheidung von bis zu 100% SO_2
Abscheidung von bis zu 90% CO_2

Tabelle 15: Technische Daten und Eigenschaften des Kraftwerks Boundary, (SaskPowerCCS, 2016)

Durch den Betrieb des Kraftwerks ist es möglich die wirtschaftliche- und technische Realisierung der CCS Technologie zu zeigen und die Möglichkeiten der Einsparung von Treibhausgasen zu bestätigen. Weiters ist es ein Schritt zur großflächigen Implementierung der CCS Technologie und der Entwicklung von Vorschriften und Richtlinien hinsichtlich CCS (SaskPowerCCS, 2016).

4 Szenarienanalyse

In diesem Kapitel wird mittels einer Analyse von unterschiedlichen Szenarien näher auf die mögliche zukünftige Rolle der fossil-thermischen Kraftwerkstechnologien eingegangen. Hierfür wird ein Überblick über den Energiemix in Europa gegeben, die Energiestrategien der Europäischen Union, das Szenario nach dem World Energy Outlook, das Szenario nach Eurelectric, das Szenario nach IIASA, das Szenario nach ENTSO-E und das Szenario nach Greenpeace näher betrachtet und analysiert.

4.1 Energiemix in Europa

Abbildung 31 zeigt den Energiemix der installierten Leistung in Europa von 2001 bis 2014. Es ist deutlich der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger zu erkennen. Auf der anderen Seite ist auch gut zu sehen, dass fossile Energieträger und Kernenergie rückläufig in Europa sind. Wasserkraft ist relativ konstant im Energiemix der letzten Jahre und trägt zu ca. 20% dazu bei.

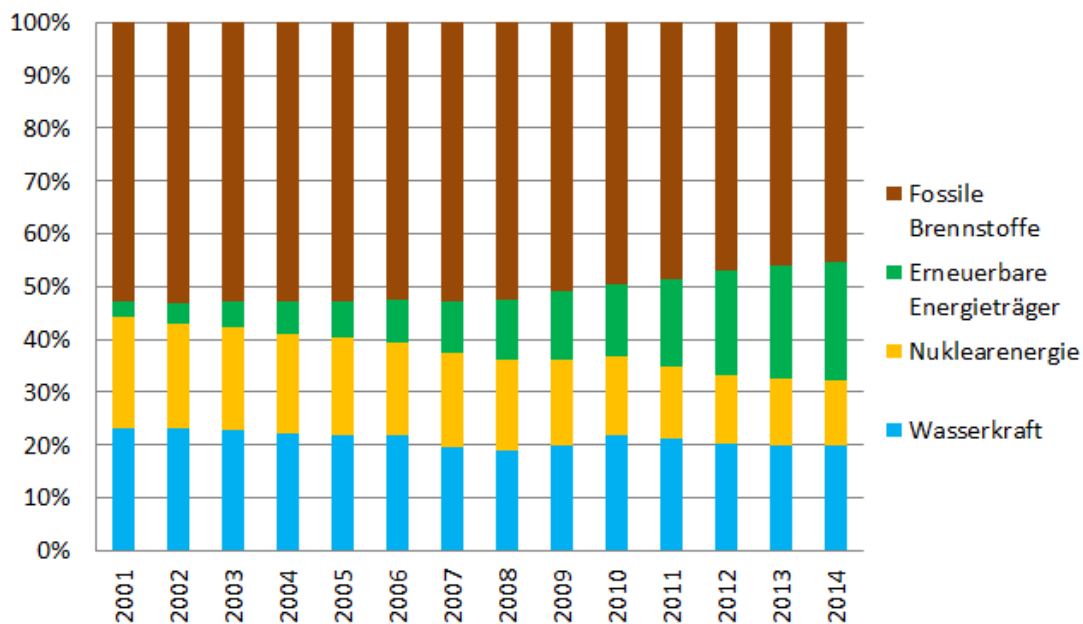


Abbildung 29: Energiemix in Europa in 2014, (ENTSO-E, 2014)

Abbildung 30 zeigt den Energiemix der fossilen Energieträger in Europa von 2001 bis 2014. Bei den fossilen Energieträgern ist deutlich zu erkennen, dass Gas in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung gewonnen hat und Kohle als größten fossilen Energieerzeuger abgelöst hat. Ölkraftwerke sind mit ca. 10 % noch immer vorhanden, die Anzahl der installierten Leistung ist jedoch rückläufig.

Es ist zu erkennen, dass sich die installierte Leistung an Ölkraftwerken in den letzten 15 Jahren halbiert hat.

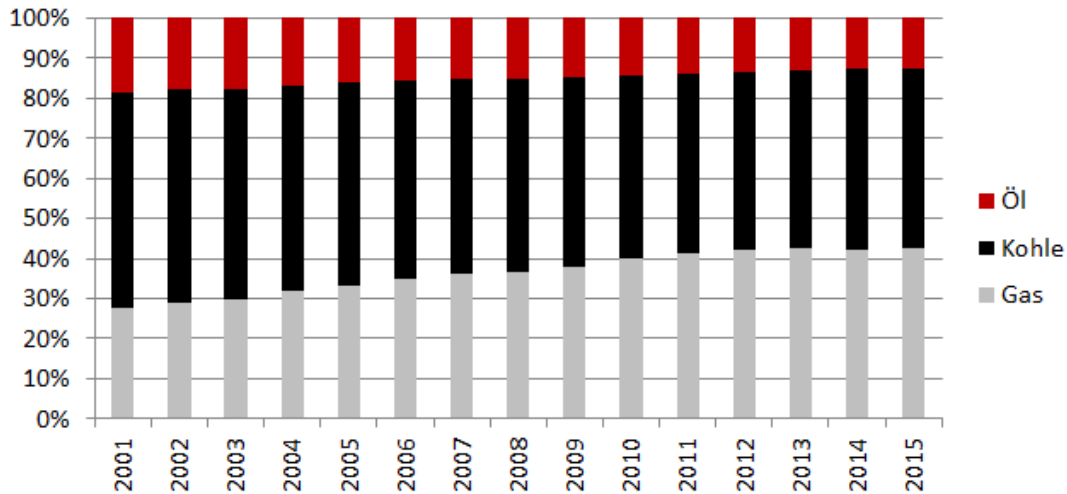


Abbildung 30: Energiemix der fossilen Energieträger in Europa in 2014, (ENTSO-E, 2014)

Abbildung 31 zeigt die installierte Leistung von fossilen Erzeugungskapazitäten im Vergleich zur gesamten Kapazität in den Ländern der EU und ausgewählten Ländern Europas im Jahr 2014. Die Länder mit dem höchsten Anteil an fossilen Kraftwerken sind Tschechien, Polen, das Vereinigte Königreich und Italien. In Deutschland tragen sie ca. zur Hälfte und in Österreich ca. zu 20% zum Energiemix bei. Die genauen Daten der installierten Leistung und der erzeugten Energie können dem Anhang unter dem Kapitel „Länderdaten“ entnommen werden.

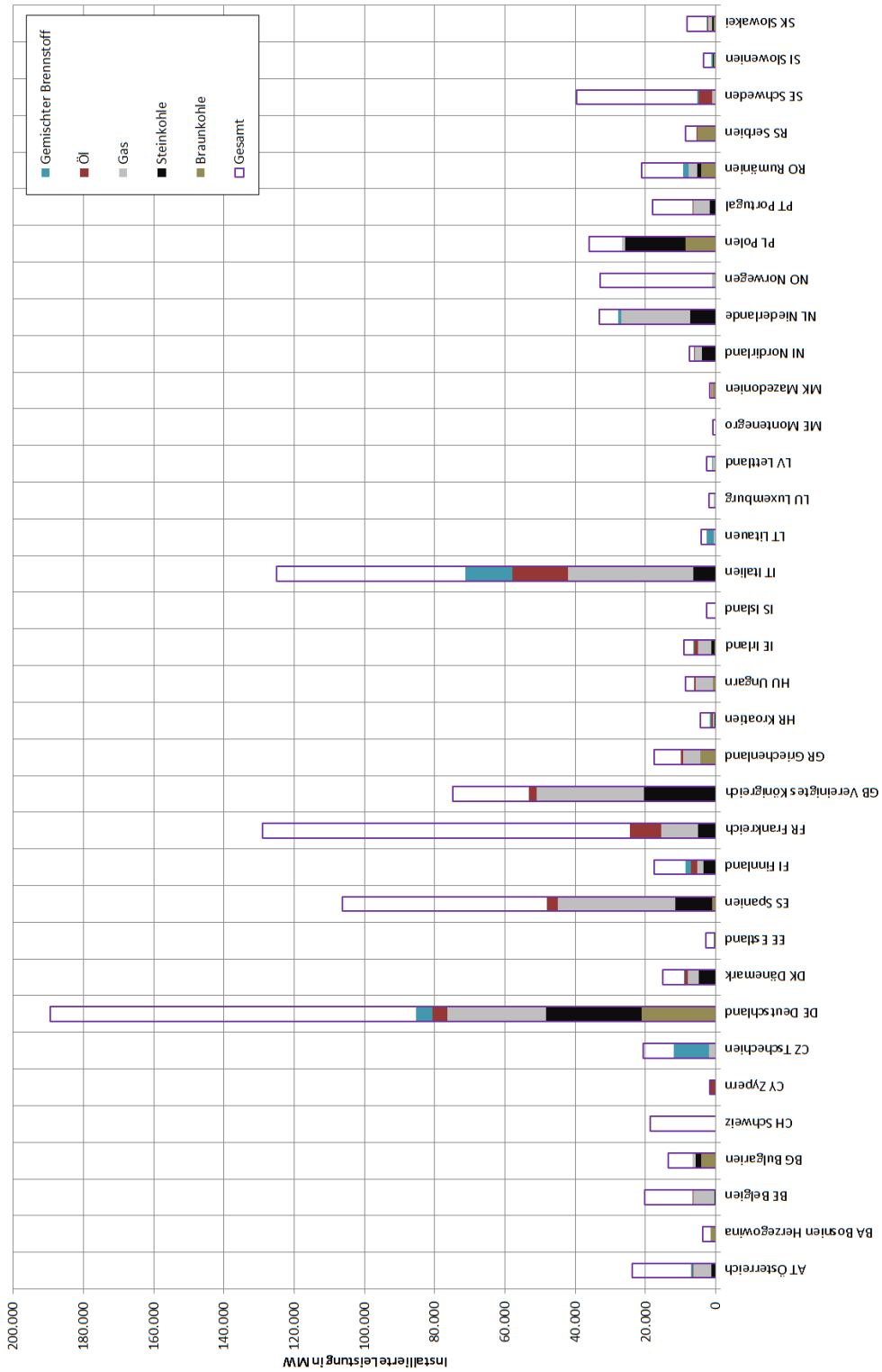


Abbildung 31: Installierte Leistung in den Ländern Europas in 2014, (ENTSO-E, 2014)

Abbildung 32 zeigt die erzeugte Energie von fossilen Erzeugungskapazitäten im Vergleich zur gesamten Kapazität in den Ländern der EU und ausgewählten Ländern Europas im Jahr 2014. Die Länder mit dem geringsten Anteil an fossiler Erzeugung sind Schweiz, Frankreich, Norwegen und Schweden. Bei der Deklaration „Andere Fossil“ für die Niederlande handelt es sich um einen Angabenfehler oder nicht genauer Datenerfassung. Die Niederlande erzeugt hauptsächlich aus Gas und in geringerer Menge aus Steinkohle Energie.

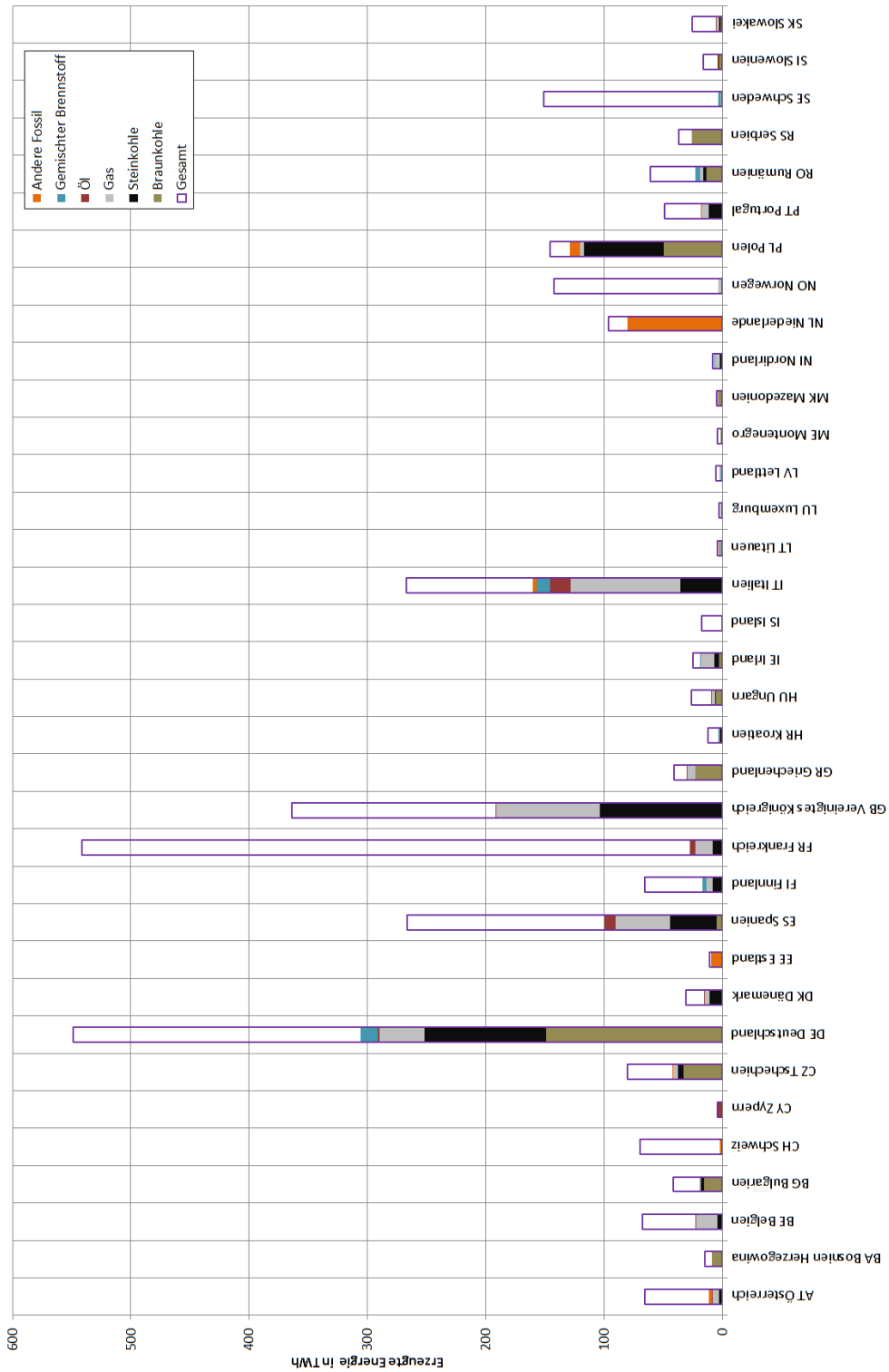


Abbildung 32: Erzeugte Energie in den Ländern Europas in 2014, (ENTSO-E, 2014)

4.2 Energiestrategien der Europäischen Union

Die Europäische Union hat auf dem Weg in eine erfolgreiche und umweltneutrale Energiewirtschaft drei Etappenziele verabschiedet die nachfolgend beschrieben werden.

EU 2020

Der Anteil an Treibhausgasen in der EU besteht größtenteils aus energiebedingten Emissionen (*ca.*80%). Um dem endgegenzugwirken verabschiedete die Europäische Union die Strategie „EU 2020“ und verkündete 2007 folgende Ziele (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010):

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990⁵
- 20% Energie aus erneuerbaren Quellen
- Verbesserung der Energieeffizienz um 20%

In den Jahren 2010- 2020 werden voraussichtlich *ca.* eine Billion Euro in die Energiewirtschaft investiert. Momentan tragen *ca.* 45% CO_2 arme Energiequellen in Europa zur Stromproduktion bei (hauptsächlich Wasserkraft und Kernenergie). Es wird davon ausgegangen, dass in den nächsten Jahren *ca.* ein Drittel davon durch die Beendigung ihrer Lebensdauer wegfallen und ersetzt werden müssen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010).

Ein optimaler Energiemix setzt einen kontinentalen Markt voraus um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben. Für Investoren hat der Energiemarkt momentan hervorragende Voraussetzungen da er der Marktsektor in Europa mit dem größten wirtschaftlichen Effizienzgewinnen ist. Die Investitionen sollen dazu führe, dass 2020 ungefähr zwei Drittel der Stromproduktion auf CO_2 arme Energiequellen entfallen. Die Eckpfeiler der Energiestrategie stützen sich daher auf folgende Punkte (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010):

- Energieeffizienz
- Schaffung eines integrierten Energiemarkts
- Stärkung der Verbraucherautonomie
- Ausbau der Führungsrolle im Bereich der Innovation und Energietechnologie
- Stärkung der externen Dimension des Energiemarktes

⁵Sofern sich die anderen Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen verpflichten und die Entwicklungsländer einen ihrer Verantwortlichkeiten und jeweiligen Fähigkeiten entsprechenden Beitrag leisten sogar um 30%.

Da der Energiemarkt in Europa noch immer in nationale Märkte aufgeteilt ist und noch nicht als Binnenmarkt funktioniert ist es der Fall, dass vielerorts etablierte Versorgungsunternehmen eine Monopolstellung innehaben. Eine Folge davon ist, dass durch regulierte Preise der Wettbewerb eingeschränkt wird. Um dem entgegenzuwirken sollen verstärkt kosteneffiziente und berechenbare Einspeisevergütungen verwendet werden sowie geeignete Förderinstrumente für Technologien geschaffen werden. Weiters sollen durch den Emissionshandel CO_2 arme Erzeuger gefördert werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010). Ein großes Problem bis 2020 wird es sein ein geeignetes Basisnetz für den Stromtransport zu schaffen. Das derzeitige Netz wäre nicht in der Lage die geplante Menge erneuerbarer Energie aufnehmen zu können. Es wird daher in den nächsten Jahren zu einem Ausbau des Stromnetzen kommen und vermehrt auf intelligente Stromzähler gesetzt werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010).

Unter der Voraussetzung des Ausbaus und der besseren Vernetzung von Gasnetzen und diversifizierten Importen (z.B. Flüssiggas) können im Bereich der thermischen Energieerzeugung Gaskraftwerke eine Schlüsselrolle bekommen. Der Ausgleich zu den dargebotsabhängigen Erzeugern und den Stromschwankungen kann mit ihnen abgefangen werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010).

Weiters soll die effiziente Kraft- Wärme- Technologie gefördert werden und das Wirtschaftswachstum stärker vom Energieeinsatz entkoppelt werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010).

EU 2030

Bis zum Jahr 2030 soll der eingeschlagenen Weg der Europäischen Union der mit der Verabschiedung der EU 2020 Strategie begonnen hat fortgeführt werden. Deshalb wurden im Januar 2014 folgende Ziele für 2030 verabschiedet und festgelegt (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014):

- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40%
- mindestens 27% EU- Energie aus erneuerbaren Quellen
- 15% Verbundbildung bei den Stromnetzen

Durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energie hat sich der Wettbewerb im Energiesektor verändert. Die günstige Einspeisung von Strom aus Wind und Photovoltaik hat zur Folge, dass sich die Investitionsanreize für andere Erzeugungskapazitäten verringert haben. Diese sind jedoch für ein nachhaltiges und sicheres Energiesystem von Nöten (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014). Ein weiteres Problem stellt der Überschuss an CO_2 Zertifikaten dar. Um dem entgegenzuwirken soll im Jahr 2021 eine Marktstabilitätsreserve eingeführt werden mit der die Zertifikate nach oben oder nach unten angepasst werden können

mit dem Ziel den Markt zu stabilisieren (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014).

Bis 2030 wird prognostiziert, dass mindestens 45% des Stromsektors von erneuerbaren Energien gedeckt werden. Die hohen Subventionen der letzten Jahren sollen für ausgereifte Technologien jedoch abgeschafft werden und nurmehr neue, nicht ausgereifte und effiziente Technologien gefördert werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014).

Hinsichtlich der CCS- Technologie ist geplant die Marktreife bis 2025 zu erreichen und mit ihr die Grundlast sowie die Regelkapazität zu stellen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014).

Für das Ziel die Treibhausgasemissionen um 40% zu senken sind weitere Energieeinsparung von ca. 25% notwendig. Insgesamt betragen die Kosten des Energiesystems bis zum Jahr 2030 ca. 14% des BIP (im Vergleich 12,8% 2010) (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014).

Mit viel Bedenken sollte die Situation der EU hinsichtlich der Importabhängigkeit gesehen werden. Momentan werden ca. 80% Öl und 60% Gas importiert. Bis 2035 steigt die Abhängigkeit auf ca. 90% Öl und 80% Gas was hinsichtlich der Versorgungssicherheit kritisch angesehen werden muss (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014).

EU 2050

Die Europäische Union hat sich für die Zukunft ehrgeizige Ziele gesteckt. Im Vordergrund des Energiefahrplans 2050 steht die Dekarbonisierung des Energiesystems. Das Ziel für 2050 lautet (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011):

- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 80-95 % gegenüber 1990

Die Europäische Union hat hierfür verschiedene Szenarien herausgegeben die nachfolgend kurz erörtert werden.

Szenario 1: Referenzszenario

Es werden aktuelle Trends herangezogen, politische Konzepte die bis März 2010 beschlossen wurden und es wird von einem Wachstum des Bruttoinlandsprodukts BIP um 1,7% ausgegangen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 2: Aktuelle politische Initiativen

In diesem Szenario werden Maßnahmen nach den Vorfällen in Fukushima sowie der Maßnahmen „Energie 2020“ aktualisiert. Weiters wird von den Verbesserungsmaßnahmen des „Energieeffizienzplans“ und der „Energiebesteuerungsrichtlinie“ ausgegangen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 3: Hohe Energieeffizienz

In Szenario 3 wird von sehr hohen Energieeinsparungen, hervorgerufen durch politische Verpflichtungen ausgegangen. Die Folge davon ist, dass es bis 2050 zu einer Senkung der Energienachfrage, gegenüber 2005, 2006, um 41% kommt (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 4: Diversifizierte Versorgungstechnologien

Dadurch, dass keine Energieversorgungstechnologien bevorzugt werden und es keine speziellen Fördermechanismen gibt kommt es zu einer freien Marktkonkurrenz. Die CO_2 Emissionen werden durch einen festgelegten Preis reguliert (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 5: Hoher Anteil an erneuerbarer Energie

Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 97% und am Bruttoendenergieverbrauch von 75% im Jahr 2050 durch starke Förderung (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 6: Verzögerte CCS- Technologie

Höherer Anteil an Kernenergie durch die spätere Einführung der CCS- Technologie mit der Folge, dass die Dekarbonisierung nicht durch neue Technologien sondern durch die CO_2 - Preise vorangetrieben wird (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Szenario 7: Geringer Kernenergieanteil

Es werden keine neuen Kernkraftwerke gebaut, mit der Ausnahme der derzeit im Bau befindlichen. Die Folge davon ist eine starke Fokussierung auf die CCS- Technologie mit einem Marktanteil von ca. 32% (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Ausgehend von diesen Szenarien ergeben sich folgende Schlussfolgerungen für den erfolgreichen Umbau des Energiesystems in Europa bis 2050 (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011):

- Steigerung der Kosten des europäischen Energiesystems auf ungefähr 14,6% des BIP (10,5% im Jahr 2005)
- Abnahme der Importabhängigkeit fossiler Brennstoffe auf 35 – 45% (58% aktuell)
- Veränderung des heutigen Energiesystems mit hohen Betriebskosten und hohen Brennstoffkosten auf hohe Investitionskosten und niedrige Brennstoffkosten

- Netzinvestitionskosten von 1,5-2,2 Billionen Euro im Zeitraum 2011-2050
- Strompreise steigen bis 2030 und sinken danach (abgeschriebene Erzeugungskapazitäten werden in den nächsten Jahren ersetzt)
- Stärkere Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum
- Hohe Stromspeicherkapazitäten durch die variable regenerative Versorgung
- Kernenergie bleibt zentraler Versorger für CO_2 arme Produktion
- Zunahme der Dezentralisierung des Stromsystems

Durch die Ziele des Energiefahrplans 2050 wird sich die Rolle der thermischen Kraftwerke einschlägig verändern. Gas wird eine Schlüsselrolle innehaben und in Szenario 4 wird davon ausgegangen, dass 2050 ca. 800 TWh Strom aus Gaskraftwerken produziert wird. Langfristige Gasversorgungsverträge werden weiterhin notwendig sein, jedoch muss sich die Kopplung zum Ölpreis lösen. Durch die Förderung von Schiefergas, hauptsächlich in Nordamerika, und dem Transport von Flüssiggas wird der Import von Gas in die Europäische Union unabhängiger und ist nicht mehr rein Leitungsgebunden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Den Investoren werden durch geeignete Rahmenbedingungen, relativ guten Renditen und geringem Risiko entsprechende Anreize zur Investition in Gaskraftwerke geboten. Erfolgt ein großflächiger Einsatz der CCS- Technologie könnten Gaskraftwerke zu CO_2 armen Versorgern werden. Ohne CCS könnte die Entwicklung jedoch anders erfolgen und das Einsatzgebiet der Kraftwerke hauptsächlich auf Reserve und Ausgleich beschränken (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

Für kohlegefeuerte Kraftwerke hängt die Entwicklung noch stärker von CCS ab. Wird diese forciert werden Kohlekraftwerke auch in Zukunft ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung und des Energiemixes sein. Öl wird auf Grund der Umstellung auf alternative und regenerative Brennstoffe in der Energieerzeugung keine wesentliche Rolle spielen. Der Einsatzbereich für Erdöl wird hauptsächlich im Güter- und Langstreckenverkehr liegen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011).

4.3 Ausgewählte Zukunftsszenarien

Mit Hilfe der Szenarien World Energy Outlook, Eurelectric, IIASA, ENTSO-E und Greenpeace wird nachfolgend aufgezeigt in wie fern sich die Energiewirtschaft in Europa und die Rolle der fossil- thermischen Kraftwerkserzeugung in Zukunft verändern könnte.

4.3.1 World Energy Outlook 2015

Der World Energy Outlook hat zur Untersuchung der Entwicklung des Energiemarktes drei Szenarien herausgegeben. Nachfolgend werden die Szenarien kurz beschrieben und der Anteil der fossilen Erzeugung näher betrachtet.

New Policies Szenario

Im New Policies Szenario werden alle politischen Entscheidungen und Maßnahmen die bis Mitte 2015 getroffen wurden, wenn auch noch nicht vollständig umgesetzt, und den Energiemarkt betreffen herangezogen. Weiters werden die nationalen Energie- und Klimaziele und die angekündigten Maßnahmen berücksichtigt. Bei den noch nicht implementierten Maßnahmen wird ein besonders genaues Auge auf den Zeitpunkt der Einführung, den Erweiterungen sowie mögliche Umstände die der Umsetzung im Weg stehen. In diesem Szenario wird besonderers Augenmerk auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien, Verbesserung der Energieeffizienz, Förderung von alternativen Treibstoffen, CO_2 Preise, Energieförderungen und dem Ausbau bzw. Rückgang der Kernenergie gelegt (OECD/IEA, 2015). Abbildung 33 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem New Policies Szenario verändern würde.

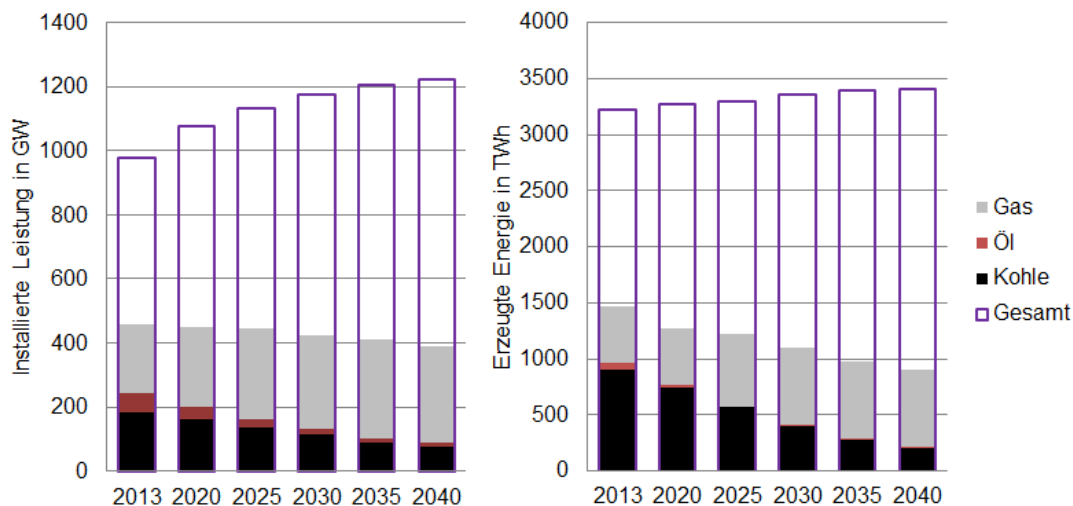


Abbildung 33: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem New Policies Szenario, (OECD/IEA, 2015)

Current Policies Szenario

Im Current Policies Szenario werden nur die politischen Entscheidungen und Maßnahmen die bis Mitte 2015 angenommen wurden betrachtet. Es wird

davon ausgegangen, dass diese unverändert und ohne Erweiterungen umgesetzt werden. Es soll damit aufgezeigt werden wie der Energiemarkt sich ohne weitere Maßnahmen und Eingriffe entwickelt und somit Anhaltspunkte zur Verbesserung der laufenden Strategien liefern (OECD/IEA, 2015). Abbildung 34 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Current Policies Szenario verändern würde.

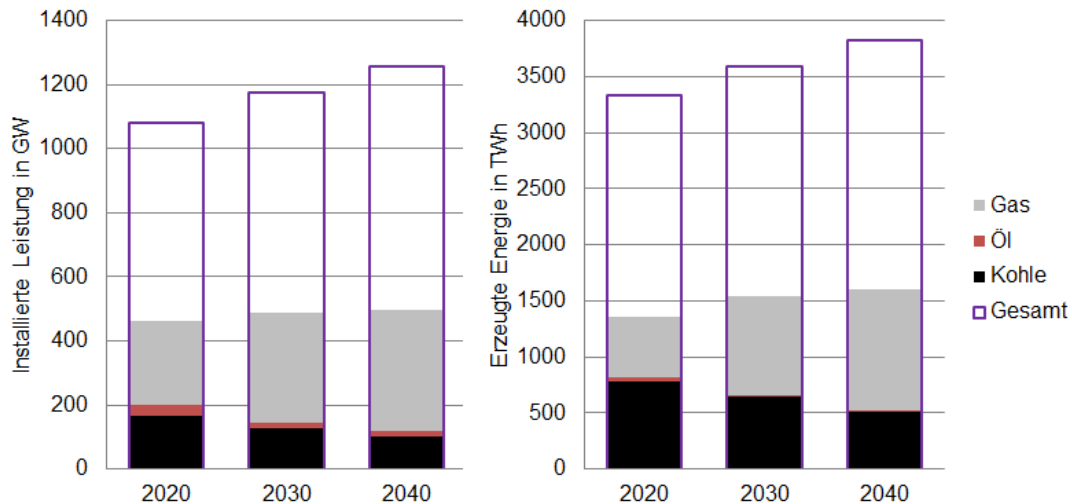


Abbildung 34: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Current Policies Szenario, (OECD/IEA, 2015)

450 Szenario

Das 450 Szenario hat einen anderen Ansatz als die beiden vorherigen Szenarien. Hier wird das internationale Ziel die Erderwärmung auf 2° Celsius zu beschränken als Leitfaden benützt. Im Vordergrund steht die Reduktion von Treibhausgasen und den einhergehenden Maßnahmen. In diesem Szenario erreichen die Treibhausgase in der Mitte des Jahrhunderts mit über 450 parts per million (ppm) ihren Höchstwert, was aber nicht bedeutet, dass das 2° Celsius Ziel nicht erreicht werden kann. In der weiteren Folge stabilisiert sich die Konzentration der Treibhausgase um 2100 herum bei ca. 450 ppm (OECD/IEA, 2015). Abbildung 35 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem 450 Szenario verändern würde.

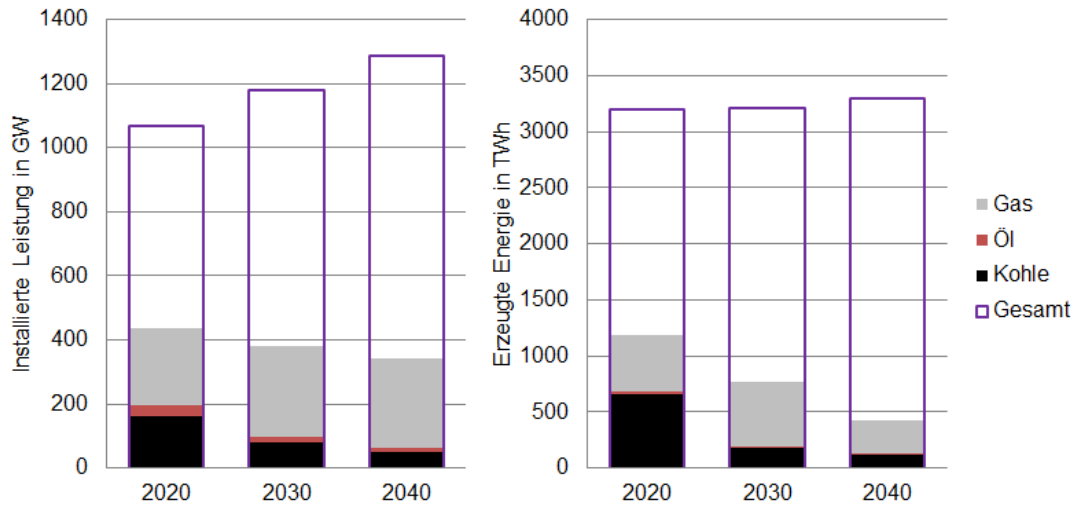


Abbildung 35: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem 450 Szenario, (OECD/IEA, 2015)

Im globalen Energiemix ist ein Trend zu erkennen, der weg von kohlegefeuerten Kraftwerken hin zu niedrig CO_2 Erzeugern und Erneuerbaren Energieträgern führt. Der Weltweite Anteil an Kohlekraft beträgt derzeit 41% und reduziert sich bis zum Jahr 2040 auf 30%. Auf der anderen Seite steigt der Anteil an niedrig CO_2 Kraftwerken um über 30% auf 47% an. Anders als in anderen Teilen der Welt steigt der Energieverbrauch in der Europäischen Union nur um 0,3% pro Jahr bis 2040 an (von 2840 TWh auf 3080 TWh). Dies ist auf der einen Seite durch das geringe Wirtschaftswachstum und auf der anderen Seite durch das geringe Bevölkerungswachstum im Vergleich zu anderen Regionen und Ländern der Welt gegeben (im Vergleich: China verbraucht im Jahr 2040 9470 TWh was einer Verdoppelung des jetzigen Verbrauchs darstellt). In der EU erreichen in den nächsten 10 Jahren mehr als ein Viertel der thermischen Kraftwerke das Ende ihrer Laufzeit. Es gilt daher eine geeignete Marktstruktur zu schaffen um Investoren zu lukrieren damit neue Erzeugungskapazitäten geschaffen werden (OECD/IEA, 2015).

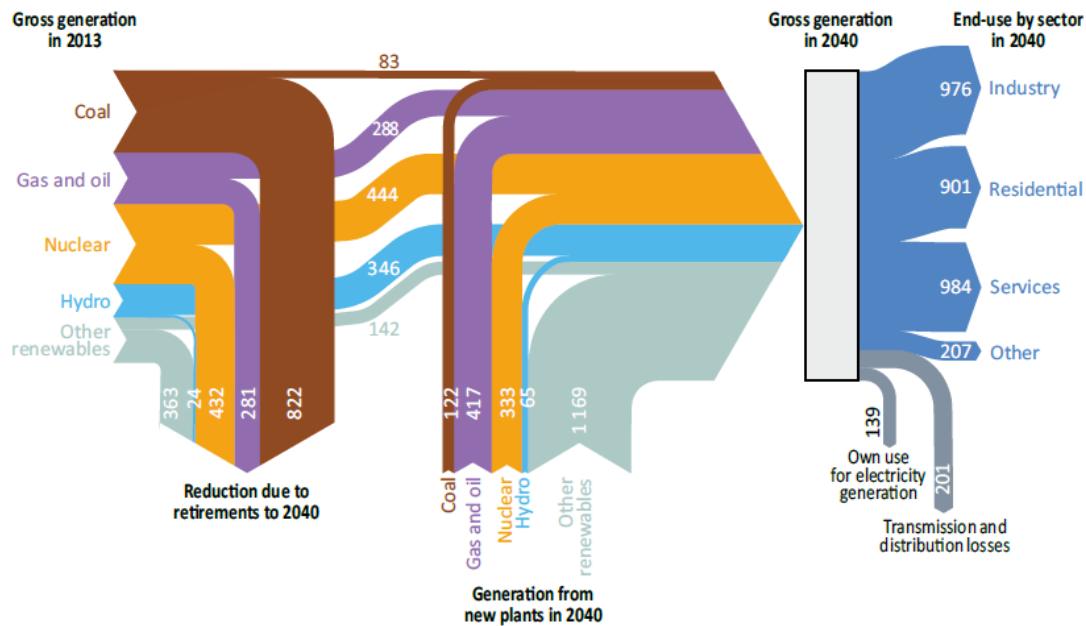


Abbildung 36: Energieflussbild der Europäischen Union in TWh, (OECD/IEA, 2015)

Aus dem Energieflussbild der Europäischen Union ist eine starke Dekarbonisierung des Energiesektors bis zum Jahr 2040 zu erkennen. Angeführt von Wind- und Wasserenergie kommt über 50% des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen. Bei der thermischen Erzeugung steht ein Rückgang der Energie aus Kohle einem Anstieg der Erzeugungskapazitäten aus Gas gegenüber. Um der variablen Erzeugung der Erneuerbaren gegenüberzustehen ist die Hauptaufgabe der thermischen Kraftwerke eine flexible Versorgung zu garantieren (OECD/IEA, 2015).

In den Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) Ländern sinkt der Anteil von Kohlekraftwerken um 44% bis 2040 während in nicht OECD Ländern der Anteil um über 60% steigt. Diese Steigerung ist der größer werdenden Energienachfrage und der stabilen Energieerzeugung aus Kohle geschuldet (OECD/IEA, 2015).

4.3.2 Eurelectric

Das Szenario der Euroelectric stützt sich im Allgemeinen auf drei Kernaussagen für die zukünftige Rolle der fossilen Energieerzeugung und deren Entwicklung in der Europäischen Union:

- **Thermische Erzeugungskapazitäten stellen das Grundgerüst der Energieversorgung am Weg zu einer CO_2 freien Versorgung dar**

Sie sorgen für eine sichere und konstante Versorgung durch die Sicherstellung von flexibler Reserveenergie wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Weiters sind sie für die Systemstabilität unentbehrlich (Eurelectric, 2015).

- **Moderne und effiziente Kraftwerke helfen bei der Reduzierung von Emissionen**

Durch Kraft- Wärmekopplung sowie der Einführung der CCS- Technologie können thermische Kraftwerke sich an die strukturellen Änderungen des Energiesystems anpassen (Eurelectric, 2015).

- **Schaffung von politischen Rahmenbedingungen für die neue Rolle thermischer Kraftwerke**

CO_2 Emissionszertifikate sollen der Antreiber für eine emissionsfreie Energieerzeugung sein und nicht die Subventionierung von Energieträgern (Eurelectric, 2015).

Auf Grund der Veränderung des europäischen Energiesektors hin zu erneuerbarer Energieerzeugung ändert sich auch die jahrzehntelange Erzeugungsstruktur der Energiewirtschaft. Waren es damals große Kraftwerke verteilt auf wenigen Standorten die hauptsächlich durch fossile Energie betrieben wurden, sind heutzutage großflächig verteilte erneuerbare Erzeugungskapazitäten die Realität. Thermische Kraftwerke werden dadurch heute hauptsächlich zur Ergänzung des Energiemixes und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit benötigt (Eurelectric, 2015).

Für diese neue Rolle ist es essentiell wichtig, dass die Kraftwerke folgende Fähigkeiten verbessern bzw. adaptieren (Eurelectric, 2015):

- schnellere An- und Abfahrtszeiten
- niedrigere Minimumerzeugung
- schnelle Anpassung an Lastsprünge
- Flexibilität
- Erhöhung des Wirkungsgrades und Verbesserung der Umweltbilanz

Weiters wird es wichtig sein durch fossilen Erzeugungskapazitäten die plötzlichen Versorgungsausfälle aufzufangen und das Netz zu stabilisieren. Im Allgemeinen kann gesagt werden, dass fossile Erzeugungskapazitäten ihre Wettbewerbsfähigkeit durch einen Wechsel von der Rolle der Grundlastversorgung hin zu

der Rolle der back-up Versorgung, der flexiblen Versorgung und der Systemstabilität erhalten können. In wirtschaftlich schwächeren Ländern der Europäischen Union werden fossil-thermische Kraftwerke jedoch auch weiterhin zur Grundlastversorgung einen beträchtlichen Teil beitragen (Eurelectric, 2015).

Durch die Änderung in der Versorgungsrolle wird es auch zu einer Änderung in den Anforderungen kommen. Bisher wurde der Fokus auf geringe Umwandlungsverluste und geringe Betriebskosten gelegt. Durch die neuen Eigenschaften hinsichtlich Flexibilität, Verlässlichkeit und geringen Emissionen müssen thermische Kraftwerke auf viele und schnelle An- und Abfahrtsvorgänge sowie Laständerungen reagieren (Eurelectric, 2015).

Momentan ist es relativ schwierig für fossil-thermische Kraftwerke Gewinne am Markt zu generieren. Durch die geringen Einsatzzeiten und den steigenden Kosten durch die Umweltregulierungen ist es daher notwendig die Fixkosten gering zu halten und den Kraftwerksprozess zu optimieren bzw. durch neue Technologien zu verbessern (Eurelectric, 2015).

Für eine sichere und kosteneffiziente Energieversorgung innerhalb von Europa ist es deshalb wichtig, dass folgende Punkte beachtet werden (Eurelectric, 2015):

- Die Umstellung auf eine CO_2 freie Energieversorgung darf die Funktion des Energiemarktes in Europa (Wettbewerb, Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit) nicht beeinträchtigen
- Umsetzung des Energiebinnenmarktes zur Erhöhung der Versorgungsflexibilität
- Förderung von unterschiedlichen Technologien und Energiequellen zur Emissionsreduktion und für die Versorgungssicherheit (frühe Implementierung von CCS)
- Erreichen der Klimaziele in einem kosteneffektiven Weg
- Sicherstellen eines gut funktionierenden und sicheren Gasmarkt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit

4.3.3 ENTSO-E

ENTSO-E hat zur Untersuchung des Energiemarktes im Jahr 2030 drei Szenarien herausgegeben. Nachfolgend werden die Szenarien kurz beschrieben und der Anteil der fossilen Erzeugung im Jahr 2030 näher betrachtet.

Vision 1: Slow Progress

Das Szenario Vision 1 geht von langsamen Fortschritten in der Energiewirtschaft aus. Es werden schlechte wirtschaftliche und finanzielle Bedingungen angenommen. Weiters wird angenommen, dass die Ziele der EU für 2030 nicht

erreicht werden und sich der Erzeugungsmix nur geringfügig im Vergleich zu heute verändern wird. Zusätzlich wird von hohen Energiepreisen und niedrigen CO_2 Preisen ausgegangen (ENTSO-E, 2014).

Vision 2: Money Rules

Im Szenario Vision 2 wird von geringen Fortschritten hinsichtlich der 2050 Ziele durch hohe Kapitalrenditen ausgegangen. In Bezug auf Verbrauch und Erzeugung ist das Szenario ähnlich wie Vision 1. Vision 2 geht auch davon aus, dass die 2030 Ziele verpasst werden es jedoch zu einer stärkeren europäischen Zusammenarbeit im Energiesektor kommt (ENTSO-E, 2014).

Vision 3: Green Transition

Beim dritten Szenario wird angenommen, dass jedes Land in der Europäischen Union seine eigene Versorgung, unabhängig von den anderen, sichert. Weiters wird davon ausgegangen, dass es dadurch zu Überinvestitionen im Energieerzeugungssektor kommen wird. Die 2030 Ziele werden erreicht und ein ehrgeiziger Weg in Richtung 2050 angenommen (ENTSO-E, 2014).

Vision 4: Green Revolution

Im Green Revolution Szenario wird im Jahr 2030 60 % der Europäischen Energie von erneuerbaren Energieträgern gestellt. Alle Länder in der Union arbeiten zusammen und die Energieziele 2030 werden erreicht. Weiters wird von hohen CO_2 Preisen, niedrigen Energiepreisen und perfekten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausgegangen (ENTSO-E, 2014).

Abbildung 37 zeigt die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union im Jahr 2030 von allen vier Szenarien.

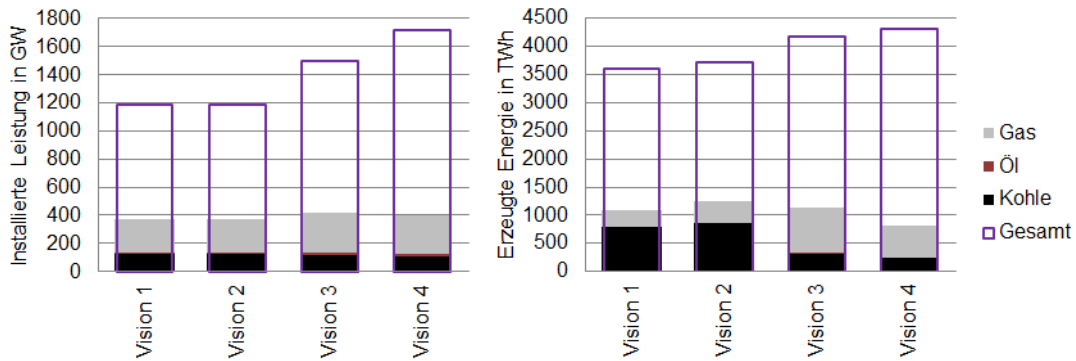


Abbildung 37: Installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union im Jahr 2030 nach den ENTSO-E Szenarien, (OECD/IEA, 2015)

4.3.4 IIASA

Das Szenario nach IIASA untersucht die Entwicklung der Europäischen Energiewirtschaft bis 2050. Es werden aktuelle Trends und Maßnahmen hinsichtlich der wirtschaftlichen Entwicklung und der Bevölkerung innerhalb der Europäischen Union berücksichtigt. Es umfasst alle gesetzlichen Beschlüsse und politischen Entscheidungen die verabschiedet wurden. Weiters werden auch die Klimaziele wie z.B. Verringerung der Treibhausgase und Erhöhung der Effizienz berücksichtigt (European Union, 2014).

Abbildung 38 zeigt die Entwicklung der installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem IIASA Szenario.

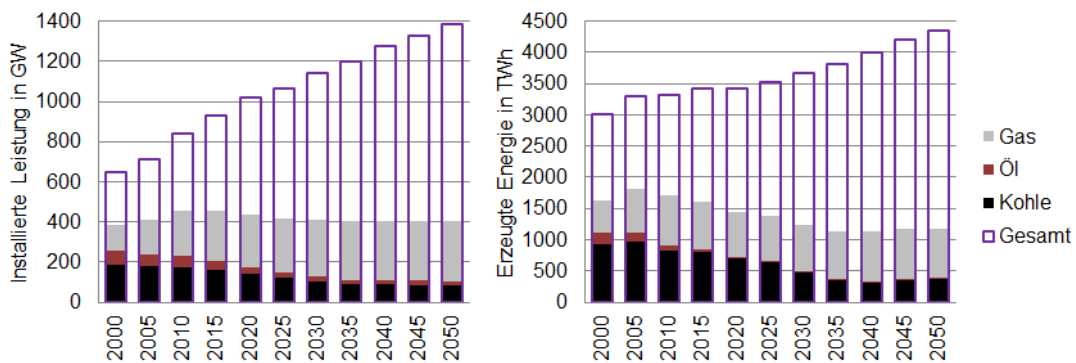


Abbildung 38: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem IIASA Szenario, (European Union, 2014)

4.3.5 Greenpeace

Greenpeace hat zur Untersuchung der Entwicklung des Energiemarktes drei Szenarien herausgegeben. Nachfolgend werden die Szenarien kurz beschrieben

und der Anteil der fossilen Erzeugung näher betrachtet.

Reference Szenario

Das Reference Szenario basiert auf dem World Energy Outlook 2009 Referenzszenario. Es inkludiert bereits bestehende Energie und Umwelt Maßnahmen und geht von Fortschritten im Bereich der Liberalisierung des Strommarktes aus. Es werden keine zusätzlichen Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgase angenommen als bisher festgelegt (EREC, 2010). Abbildung 39 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Reference Szenario verändern würde.

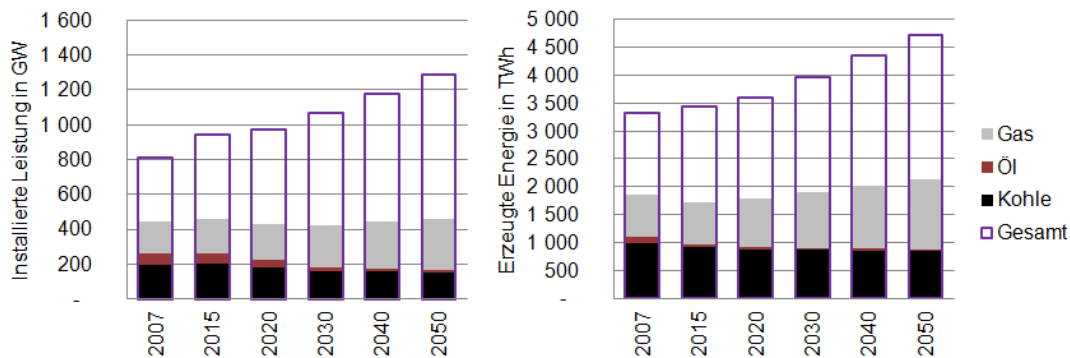


Abbildung 39: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Reference Szenario, (EREC, 2010)

Revolution Szenario

Das Revolution Szenario hat zur Grundlage die globale Klimaerwärmung unter 2°C zu halten. Hierfür wird davon ausgegangen, dass innerhalb der EU im Jahr 2050 ungefähr 970 Millionen Tonnen CO_2 produziert werden. Weiters wird ein kompletter Ausstieg aus der Kernenergie angenommen. Im Revolution Szenario wird angenommen, dass es zur besten Ausschöpfung der Effizienz in der Energieerzeugung kommt und kostengünstige erneuerbare Energieträger zur Wärme- und Stromerzeugung sowie zur Produktion von Bio- Diesel verwendet werden (EREC, 2010). Abbildung 40 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Revolution Szenario verändern würde.

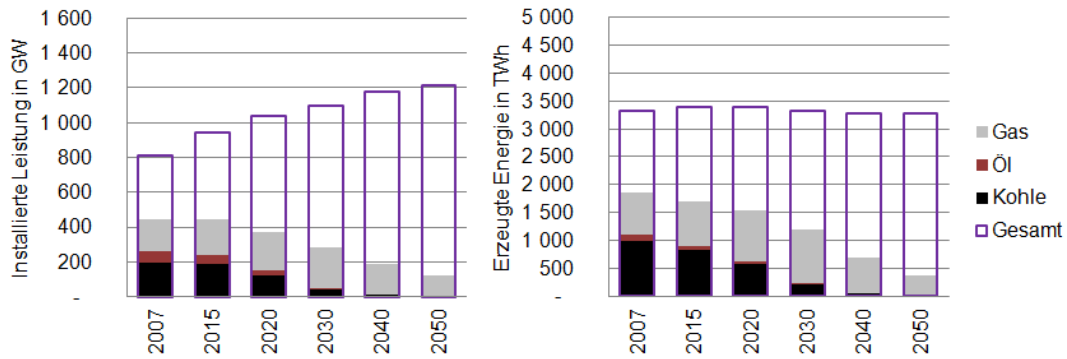


Abbildung 40: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Revolution Szenario, (EREC, 2010)

Advanced Szenario

Beim Advanced Szenario wird 2050 mit einer Mengen von 195 Millionen Tonnen CO_2 geplant. Es wird angenommen, dass effizientere Technologien implementiert und erforscht werden. Weiters wird angenommen, dass es zu einem breiten Einsatzgebiet für alternative Energieträger kommt und diese großflächig ausgebaut werden. Es wird davon ausgegangen, dass Kohlekraftwerke früher stillgelegt werden und 2050 92 % erneuerbare Energieträger in Europa den Energiemix bestimmen (EREC, 2010). Die Abbildung 41 zeigt wie sich die installierte Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Advanced Szenario verändern würde.

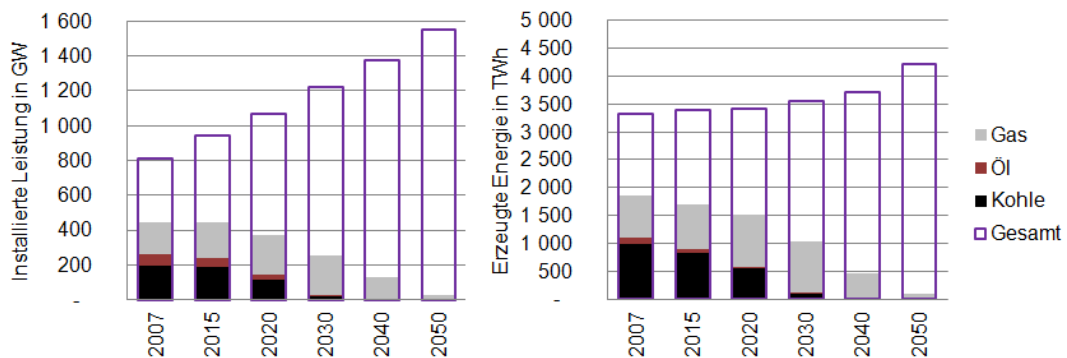


Abbildung 41: Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Advanced Szenario, (EREC, 2010)

5 Analyse ökonomischer Einflussfaktoren

In diesem Kapitel wird näher auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der fossil- thermischen Erzeugung eingegangen. Es wird ein Blick auf die historische Entwicklung der Energieproduktion in Europa geworfen und die Preisbildung am Strommarkt und die damit einhergehenden Probleme für thermische Kraftwerke betrachtet. Weiters wird die Importabhängigkeit Europas und die Entwicklung der Kosten von fossilen Erzeugern betrachtet. Zum Abschluss werden noch die Subventionen der Europäischen Union hinsichtlich fossiler Energieträger und die Beschäftigungsanzahl in fossilen Kraftwerken genauer beleuchtet.

5.1 Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft

Durch den großflächigen Ausbau von erneuerbaren Energieträgern in der EU verändert sich die Elektrizitätswirtschaft in Europa grundlegend. Fossil- thermische Kraftwerke sorgten in der Vergangenheit für die Grundlastversorgung und stehen jetzt durch geringe Einsatzzeiten vor wirtschaftlichen Problemen. Nachfolgend wird auf die Historische Entwicklung der Energiewirtschaft in Europa eingegangen und auf die daraus resultierende Problematik für fossil- thermische Kraftwerke am Strommarkt.

5.1.1 Geschichtlicher Rückblick

Die Energiewirtschaft in Europa unterliegt seit dem zweiten Weltkrieg einem stetigen Wandel. In der Nachkriegszeit war dem Aufbau einer gesicherten Energieversorgung hohe Priorität zugewiesen. Die Energieerzeugung stützte sich in dieser Zeit hauptsächlich auf Kohle. In Deutschland war dies jedoch schwierig, da ein beträchtlicher Teil der geförderten Kohle an die Alliierten als Reparationszahlungen abgegeben werden musste. Unter anderem führte dieser Umstand dazu, dass die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) anfang der 50er Jahre gegründet wurde. Weiters wurde in den 1950er Jahren die europäische Atomgemeinschaft gegründet. Durch den Import von Kohle aus Übersee, was günstiger war als die Inländische Förderung, wurde die europäische Kohleproduktion ende der 50er Jahre immer wettbewerbsunfähiger. Dies führte dazu, dass Erdöl in Europa als Energieträger immer bedeutsamer wurde (RWE, 2016).

In den 1960er Jahren ersetzte der Energieträger Erdöl weitestgehend Kohle. Die Wirtschaft in Europa erholte sich zunehmend und die Exportwirtschaft stützte sich auf den billigen Import von Öl. Die hohen Subventionen in Kohle wurden stetig abgebaut und Europa wurde zunehmend Abhängiger von Erdöl aus dem arabischem Raum und Afrika (RWE, 2016).

In den 1970er Jahren begann die OPEC (Organisation of Petrol Exporting Coun-

tries) die Fördermenge zu verringern wodurch der Preis sich immer weiter erhöhte. Der hohe Ölpreis führte in vielen Staaten in Europa in eine Rezession. In der Energiewirtschaft wurden Alternativen gesucht und gefunden. Atomenergie wurde ausgebaut und die ersten Gaspipelines wurden gebaut. In Deutschland wurde der Kohlepfennig eingeführt, welcher die Kohlewirtschaft wieder stärker subventionieren und antreiben sollte. Bis 1995 mussten Verbraucher ihn als Aufschlag auf die Stromrechnung bezahlen. (RWE, 2016)

In den 1980er Jahren stabilisierte sich die Energieversorgung in Europa wieder. Das Umweltbewusstsein der Bevölkerung erstarkte und billige Kernenergie wurde zunehmend kritisch betrachtet. Durch die Reaktorkatastrophe in Tschernobyl 1986 wurden die Ängste der Bevölkerung hinsichtlich Atomenergie immer größer. Weiters begann man in fossil-thermischen Kraftwerken Rauchgasreinigungen zu implementieren und die Kraftwerke umweltfreundlicher zu machen. (RWE, 2016)

In den 1990er Jahren wurde den Monopolen in der Energiewirtschaft der Kampf angesagt. Der Wettbewerb erhöhte sich zunehmend und 1996 wurde von der EU die Richtlinie „Elektrizitätsbinnenmarkt“ verabschiedet. Durch die Liberalisierung in Europa sank der Strompreis ab und in der Elektrizitätswirtschaft wurde auf Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gesetzt. Weiters kamen die ersten erneuerbaren Energieträger auf. (RWE, 2016)

In den 2000er Jahren wurde weiter daran gearbeitet den Binnenmarkt voranzutreiben. Der Strom- und Gasmarkt wurde weiter vernetzt und erneuerbare Energieträger stärker gefördert.

5.1.2 Entwicklung der fossil-thermischen Erzeugungskapazitäten ausgewählter Länder

Abbildung 42 zeigt die historische Entwicklung des Kraftwerkparcs in Österreich. 2015 betragen die fossilen Erzeugungsanlagen ca. ein fünftel der gesamten Erzeugungsstruktur. Durch die geografischen Gegebenheiten ist die Stromproduktion in Österreich stark von der Wasserkraft geprägt. In Österreich wird im Sommer hauptsächlich aus Wasserkraftwerken und im Winter aus thermischen Kraftwerken Strom erzeugt, man spricht von einem hydrothermischen Verbund⁶ (APG, 2013). Seit den 1970er ist ein stetiger Anstieg der fossilen Erzeuger zu beobachten. In Österreich wird bei den fossilen hauptsächlich auf Gas gesetzt und seit Anfang der 2000er Jahre auch stärker ausgebaut. Kohle und Öl werden sukzessive aus dem Energiemix gedrängt und werden in Zukunft eher eine kleine Rolle spielen. Die genauen Daten der Entwicklung der installierten Leistung können dem Anhang unter dem Kapitel „Länderdaten“ entnommen werden.

⁶Die natürlichen Schwankungen der Wasserkraft werden von thermischen Kraftwerken ausgeglichen

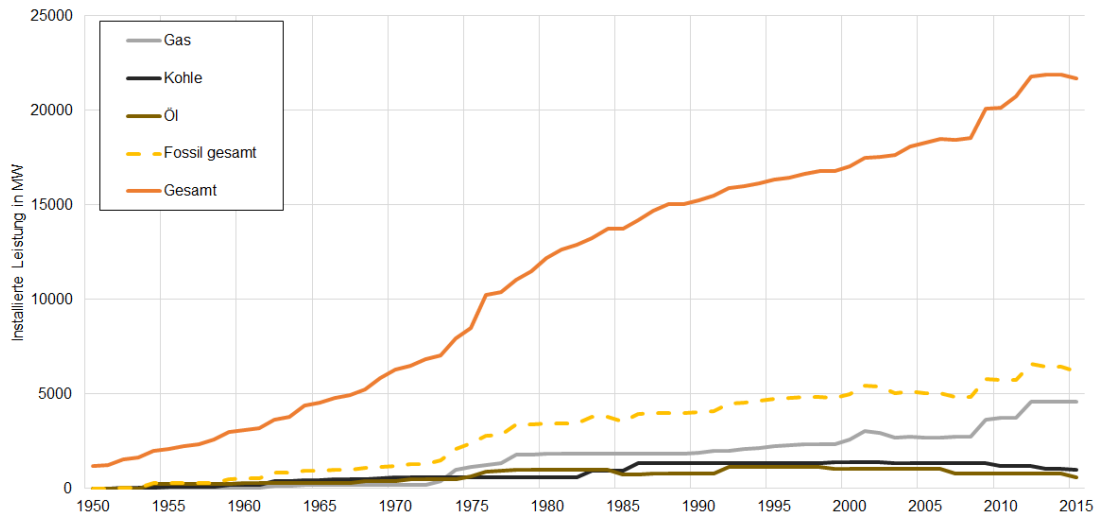


Abbildung 42: Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Österreich, (Platts, 2015)

Abbildung 43 zeigt die historische Entwicklung des Kraftwerkparkes in Deutschland. Deutschland setzt auf Grund seiner reichen Braunkohleablagerungen sehr stark auf Kohle wodurch sich auch ein stetiger Anstieg der installierten Leistung von Kohle seit 1955 ergibt. Seit den 1970er Jahren tragen auch Gas und Öl zum Energiemix bei. Während Öl in Zukunft nahezu verschwinden wird, wird Gas eine größere Rolle bei der Energieversorgung in Deutschland spielen. Gut zu erkennen ist auch der starke Anstieg der nicht-fossilen Energieträgern in den 2000er Jahren. Durch den starken Ausbau an Photovoltaik und Wind Kapazitäten sowie dem Ausstieg aus der Atomenergie wird sich die Energiewirtschaft in Deutschland in Zukunft grundlegend verändern. Momentan besteht die installierte Leistung aus rund der Hälfte aus fossilen Erzeugungskapazitäten.

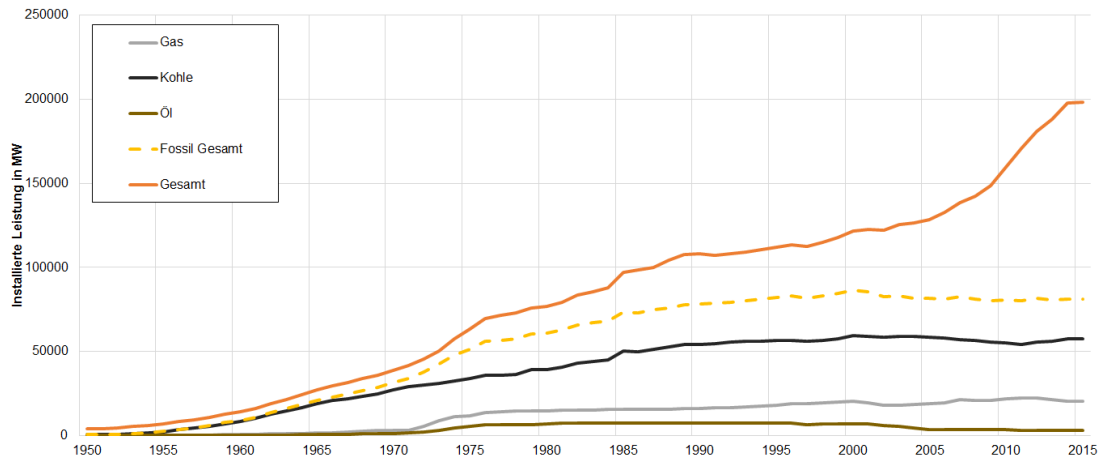


Abbildung 43: Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Deutschland, (Platts, 2015)

Abbildung 44 zeigt die historische Entwicklung des Kraftwerkparks in Spanien. Es kann sehr gut beobachtet werden, dass Spanien bei den fossilen Versorgungskapazitäten seit den 2000er Jahren verstärkt auf den Ausbau von Gaskapazitäten setzt. Dies hat vor allem mit den schon beschriebenen Vorteilen von Strom aus Gas zu tun. Der starke Ausbau von Gaskraftwerken hat in Spanien damit zu tun, dass ein Ausgleich zu den neu gebauten Wind- und Photovoltaikanlagen gegeben ist.

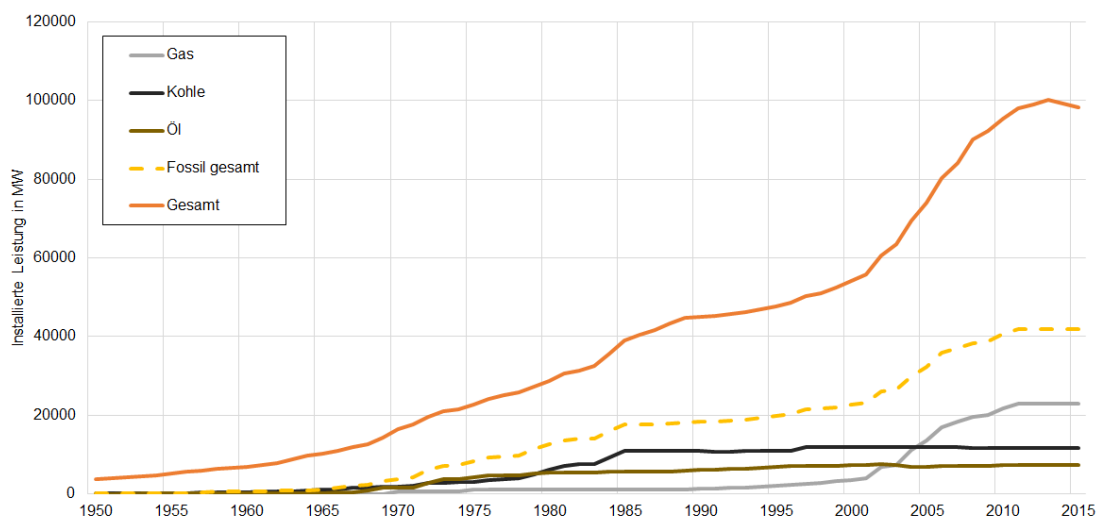


Abbildung 44: Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Spanien, (Platts, 2015)

Abbildung 45 zeigt die historische Entwicklung des Kraftwerkparks in Polen. Polen ist ein Paradebeispiel für ein Land welches sich fast zur Gänze auf eine Elektrizitätsversorgung aus fossiler Energie konzentriert hat. Durch die großen Kohlevorkommen, hauptsächlich Steinkohle wird gefördert, ist die Energieversorgung in Polen prädestiniert für Kohlekraftwerke. Der gute Wirkungsgrad und die durch den eigenen Abbau günstigen Brennstoffpreise lassen auch nahelegen, dass sich die Versorgungsstruktur in Polen in den nächsten Jahren wenig ändern wird. Den geringe Rest der Energieversorgung stellen hauptsächlich Windanlagen und Wasserkraftwerke dar.

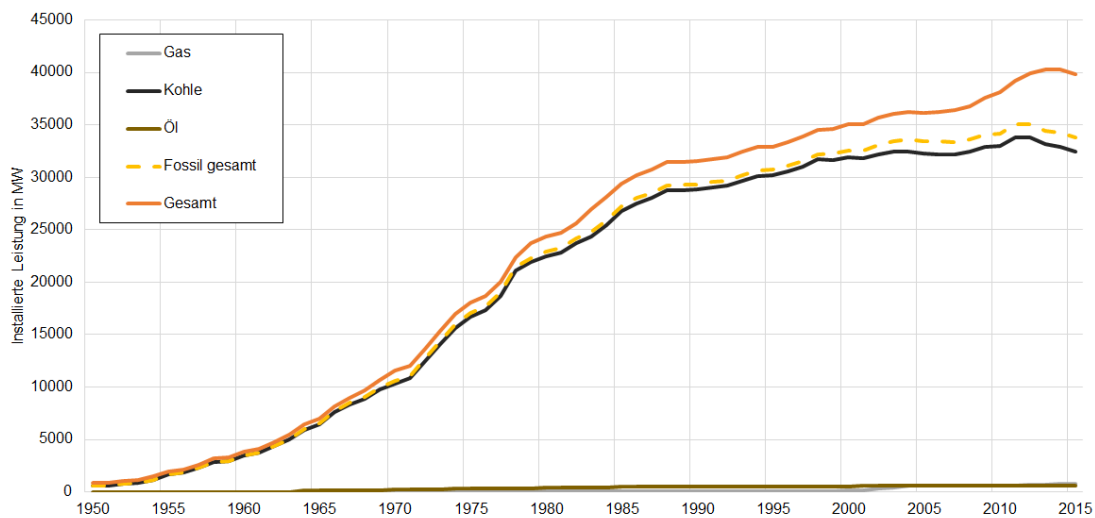


Abbildung 45: Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Polen, (Platts, 2015)

5.1.3 Merit Order Problematik

Die Preisbildung am Strommarkt unterliegt dem Prinzip der Merit Order. Das bedeutet, dass Kraftwerke beginnend mit den niedrigsten variablen Erzeugungskosten, aufsteigend zu den höchsten Kosten anbieten. Angeboten wird solange bis die Nachfrage gedeckt wird. Das letzte Kraftwerk was sich noch innerhalb der Nachfrage befindet setzt den Preis. Angeboten wird zu Grenzkosten⁷, da dies noch immer besser ist als das Kraftwerk nicht zu betreiben. Die Grenzkosten sind jene Kosten, die bei einer vorgegebenen Kapazität benötigt werden um eine weitere Gütereinheit zu produzieren. Jeder Preis über den Grenzkosten ist ein Beitrag zur Deckung der Fixkosten bzw. wenn diese vollständig gedeckt sind Gewinn. Abbildung 46 zeigt eine Situation an der Strombörse ohne Einspeisung von erneuerbarer Energie. Die Nachfrage ist relativ

⁷Grenzkosten bestehen aus Brennstoff-, CO_2 - und variablen Wartungs- und Betriebskosten

Steil, da Strom ein unelastisches Gut ist und nahezu unentbehrlich (Hundt, 2014).

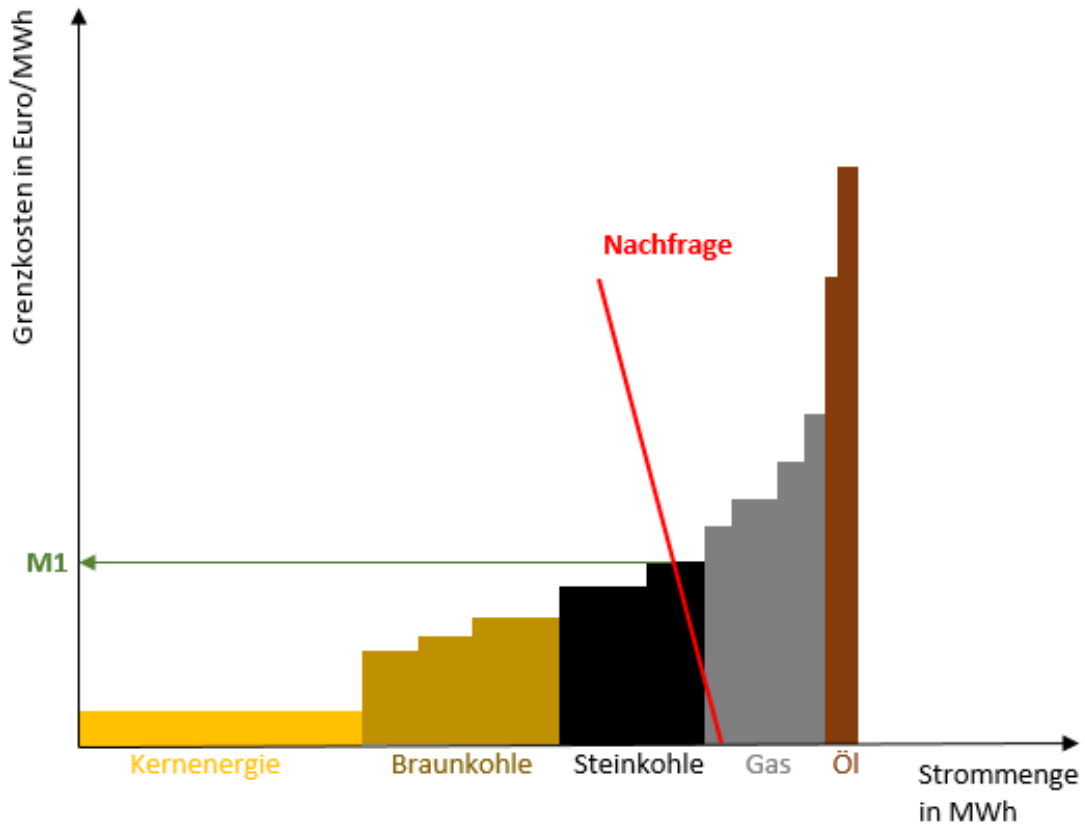


Abbildung 46: Merit order am Strommarkt ohne Einspeisung von erneuerbaren Energien, eigene Darstellung

Es ist zu erkennen, dass das Steinkohlekraftwerk den Preis M1 vorgibt und alle Kraftwerke links von ihm zum Einsatz kommen und einspeisen können. Die Fläche unter M1 (die Produzentenrente) stellt die Gewinnfläche dar. Der Punkt wo sich Angebot und Nachfrage treffen, der Preis M1, wird auch Gleichgewichtspreis genannt (Hundt, 2014).

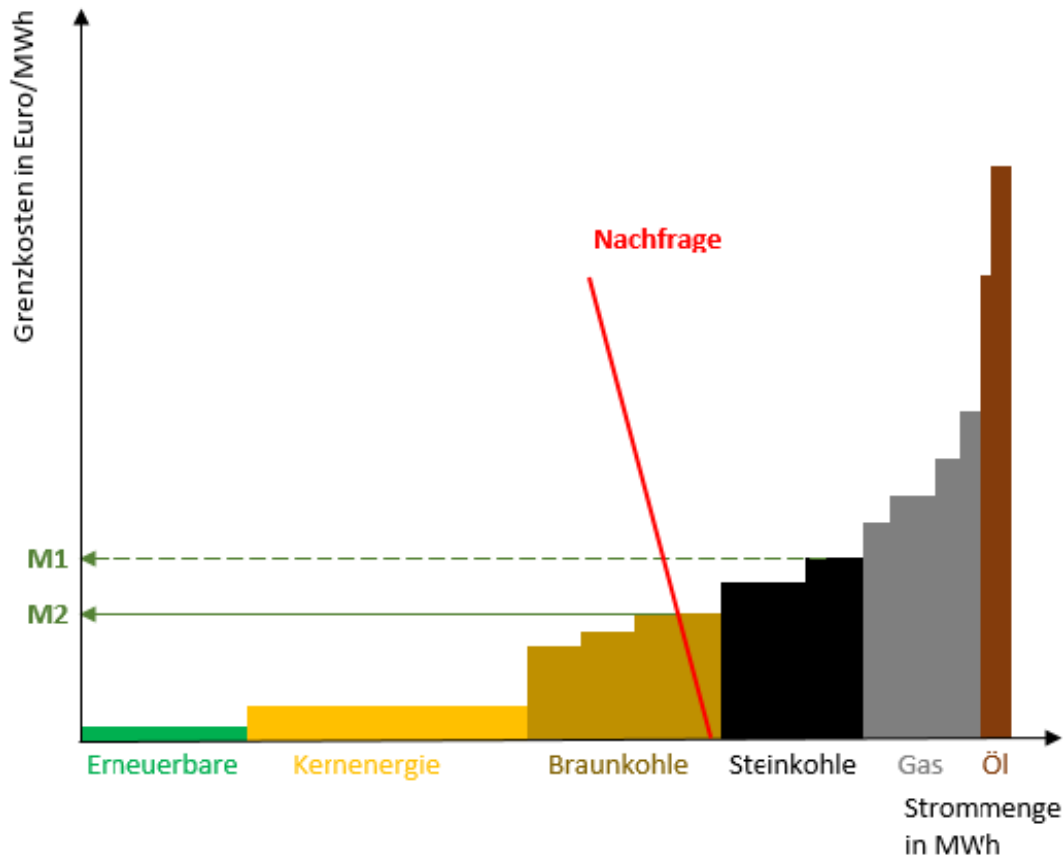


Abbildung 47: Merit order am Strommarkt mit Einspeisung von erneuerbaren Energien, eigene Darstellung

Kommen nun zusätzlich erneuerbare Energieträger als Erzeuger dazu verschiebt sich die gesamte Erzeugungsstruktur. Erneuerbare Energie ist kostengünstig und wird daher an erster Stelle der merit order gereiht. Aus Abbildung 47 ist zu erkennen, dass das Braunkohle Kraftwerk nun den Marktpreis M2 vorgibt. Das Steinkohlekraftwerk ist aus der Erzeugung gefallen und der Marktpreis ist niedriger als zuvor (Hundt, 2014).

5.2 Fossile Ressourcen

Für den Betrieb von fossil-thermischen Kraftwerken werden Brennstoffe benötigt. Fossile Brennstoffe können im Allgemeinen in Steinkohle (Hartkohle), Braunkohle, Erdgas und Erdöl unterteilt werden. Durch die Tatsache, dass Europa relativ wenig fossile Ressourcen besitzt müssen diese importiert werden. Nachfolgend wird auf die einzelnen fossilen Energieträger, ihr Aufkommen und ihre Importherkunft eingegangen.

5.2.1 Steinkohle

Aus Abbildung 48 ist zu erkennen, dass die meisten Steinkohle Reserven sich auf Nordamerika, Australien und Russland konzentrieren. In Europa kommt Steinkohle in größeren Mengen nur in Polen und dem Vereinigten Königreich vor, sowie in Deutschland und der Ukraine in kleineren Mengen. Der größte Importeur in Europa ist Deutschland mit ca. 45 Megatonnen pro Jahr, womit Deutschland der sechst größte Importeur Weltweit ist. Die größten Importeure sind China, Japan und Indien (BGR, 2013).

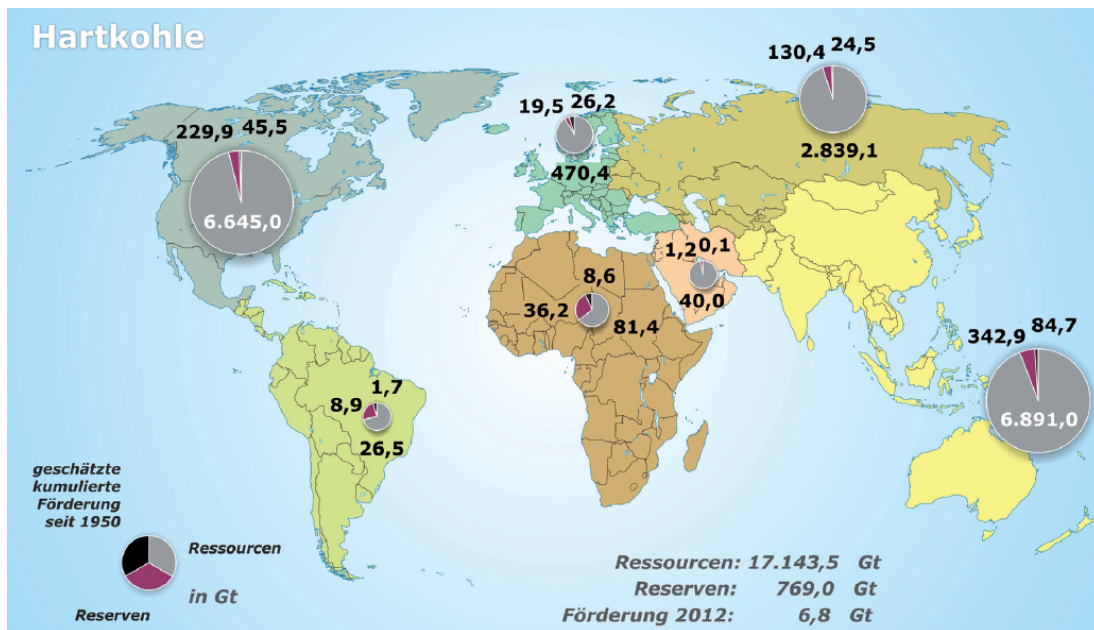


Abbildung 48: Verteilung der Hartkohle Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)

5.2.2 Braunkohle

Bei Braunkohle lohnt sich, im Gegensatz zu Steinkohle, der weite Transport und die damit hergehenden Kosten des Imports auf Grund der niedrigeren Energiedichte nicht. Braunkohle wird deshalb meistens in der Nähe der Förderstätten verarbeitet und somit auch in Ländern mit Braunkohleressourcen verstromt. Aus Abbildung 49 ist zu erkennen, dass sich die Ressourcen und Reserven ähnlich wie bei Steinkohle verteilen. In Europa gibt es im Vergleich zur Steinkohle jedoch höhere Aufkommen. Die größten Ablagerungen befinden sich in Deutschland und Polen. Deutschland hat im Weltvergleich auch den größten Verbrauch an Braunkohle (185,2 Megatonnen) (BGR, 2013).

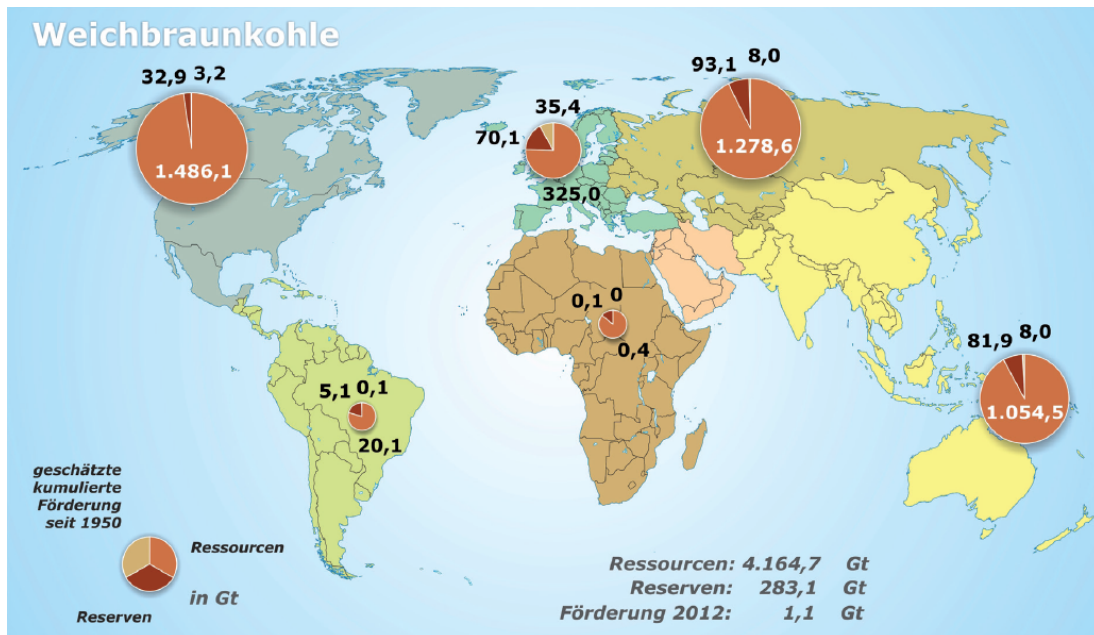


Abbildung 49: Verteilung der Braunkohle Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)

5.2.3 Erdgas

Durch die Umstellung in der Energieproduktion in den nächsten Jahren in Europa vom Energieträger Kohle auf den Energieträger Erdgas wird Erdgas immer bedeutsamer. Aus Abbildung 50 ist zu erkennen, dass sich das größte natürliche Aufkommen in Russland befindet. Europa importiert ca. 460 Milliarden m^3 Erdgas im Jahr was ungefähr 45% der weltweiten Importmenge entspricht. Es wird hauptsächlich aus Russland und in geringeren Mengen aus dem arabischen Raum importiert. In Europa gibt es die größten Aufkommen in der Ukraine und in Norwegen (BGR, 2013).

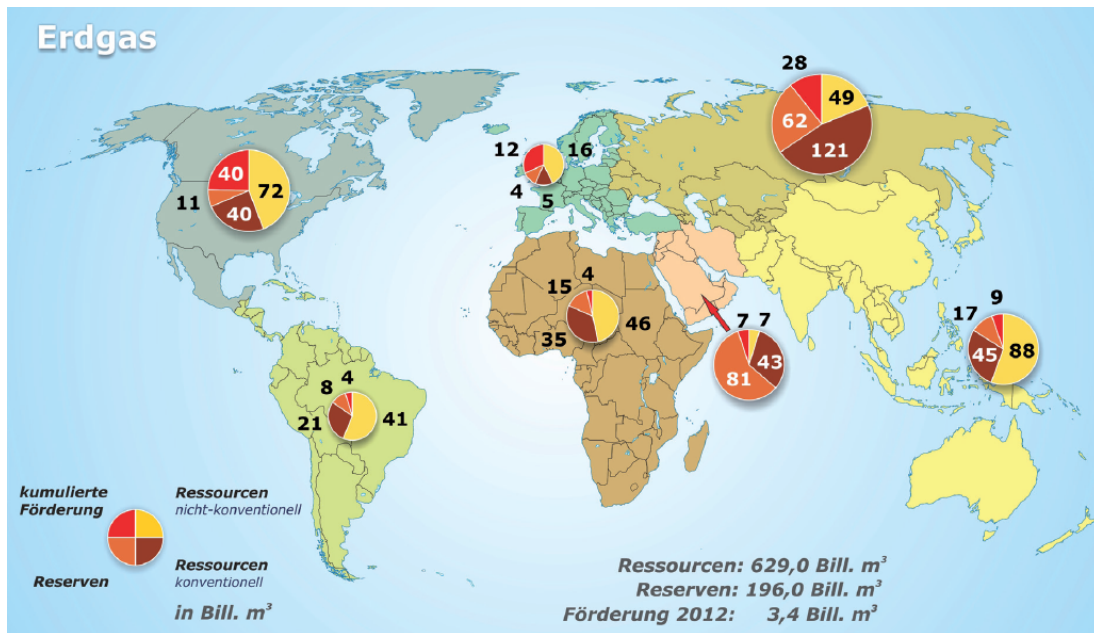


Abbildung 50: Verteilung der Erdgas Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)

5.2.4 Erdöl

Durch den Umstand, dass Erdöl in der Energieproduktion in Europa ein Auslaufmodell ist, ist die Abhängigkeit in der Energiewirtschaft von Erdöl stark rückgängig. Erdöl ist jedoch in anderen Bereichen (z.B. Verkehr) noch immer von tragender Bedeutung. Abbildung 51 zeigt, dass sich in Europa nahezu keine natürlichen Erdöl Vorkommen befinden. Europa importiert große Mengen aus dem arabischen Raum und ist dadurch stark Abhängig vom arabischem Erdöl. In Europa gibt es die größten Vorkommen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich. Europa ist, wie auch bei Erdgas, der größte Importeur der Welt mit ca. 28% der weltweiten Importmenge (BGR, 2013).

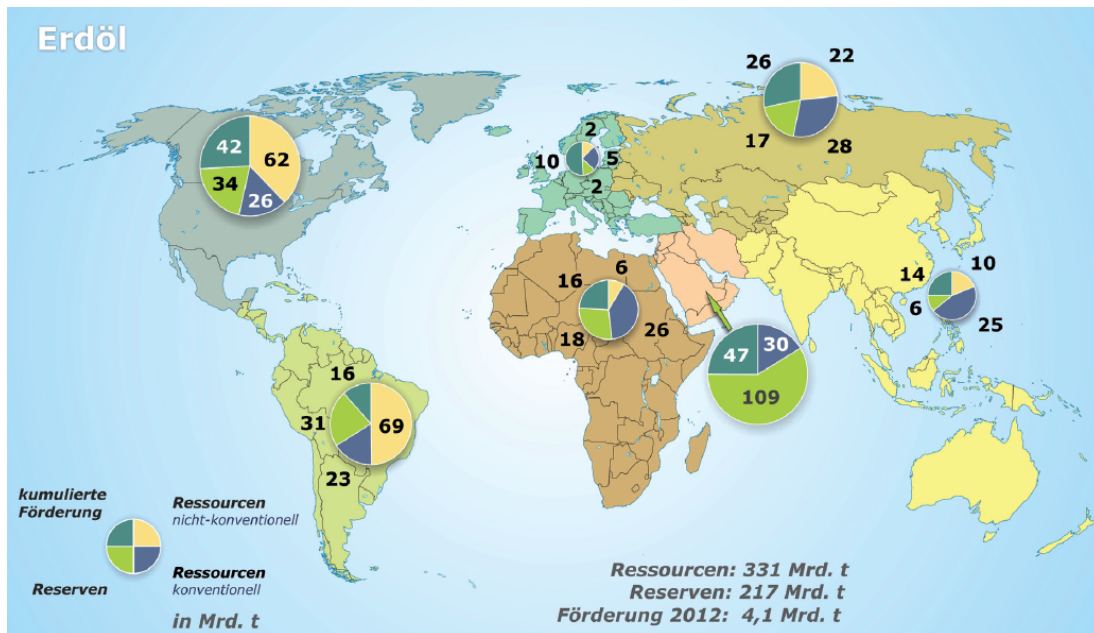


Abbildung 51: Verteilung der Erdöl Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)

5.3 Wirtschaftliche Kenngrößen

Tabelle 16 zeigt die verwendeten Anlagengrößen für die Analyse von Investitionsfixen- und variablen Wartungs- und Betriebskosten. Die genauen Daten der Kostenanalyse können dem Anhang unter dem Kapitel „Investitionskosten“ und dem Kapitel „Wartungs- und Betriebskosten“ entnommen werden.

Technologie	Anlagengröße
-	MW
Kohle	1.300
IGCC	1.200
IGCC + CCS	520
GuD konventionell	620
GuD advanced	400
GuD advanced+ CCS	340
Gas Turbine konventionell	85
Gas Turbine advanced	210

Tabelle 16: Verwendete Parameter für die Kostenanalyse, (EIA, 2016)

5.3.1 Investitionskosten

Abbildung 52 zeigt die Entwicklung der Investitionskosten von fossilen Kraftwerken seit 1995. Die teuersten Technologien sind IGCC- Kraftwerke, gefolgt von GuD- Kraftwerken. Werden die Kraftwerke mit CCS ausgerüstet entstehen zusätzliche Kosten. Am günstigsten bei der Investition sind Kohle- und Gasturbinen Kraftwerke. Die steigenden Kosten sind auf teurere Materialien für den Kraftwerksprozess und auf regulierende Maßnahmen der Regierungen für den Umweltschutz zurückzuführen.

Die genauen Daten der Investitionskostenentwicklung können dem Anhang entnommen werden.

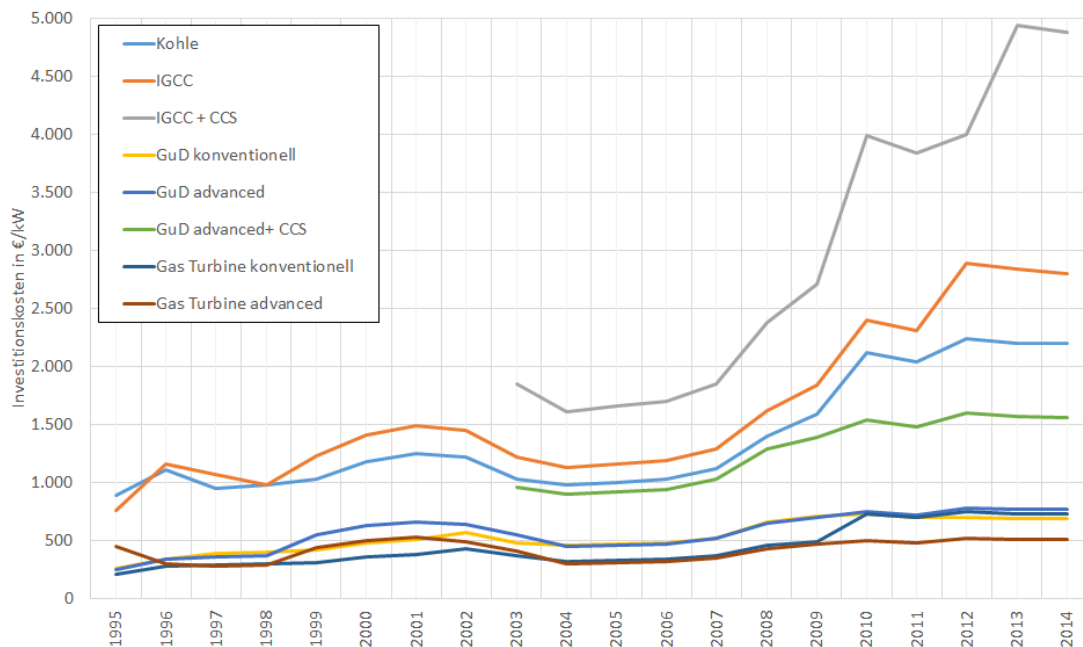


Abbildung 52: Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil-thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)

5.3.2 Betriebs- und Wartungskosten

Aus Abbildung 53, der Entwicklung der fixen Betriebs- und Wartungskosten, ist zu erkennen, dass kohlegefeuerte Kraftwerke höhere Fixkosten haben als gasgefeuerte.

Die fixen Betriebs- und Wartungskosten enthalten folgende Kostenkomponenten (Crastan, 2010):

- Personal
- Versicherungen

- Reparaturen
- Steuern
- Entsorgung

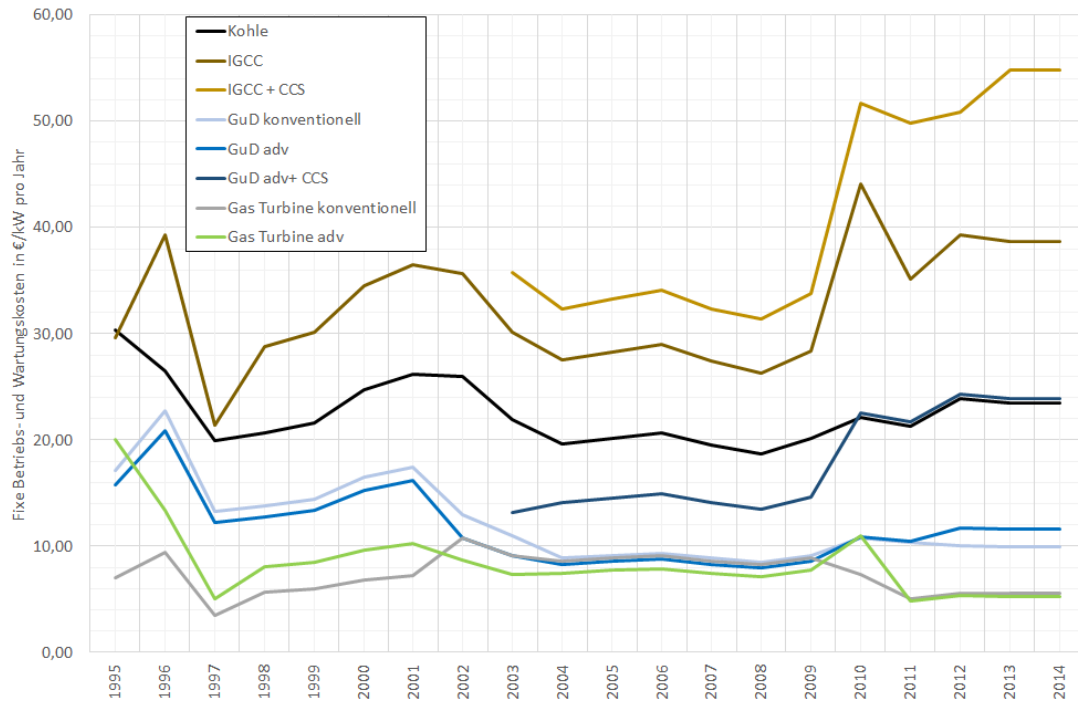


Abbildung 53: Entwicklung der fixen Betriebs- und Wartungskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)

Aus Abbildung 54 ist zu erkennen, dass bei den variablen Betriebs- und Wartungskosten das Verhältnis umgekehrt wie bei den fixen Kosten ist. Dies ist der Fall da der Brennstoff Gas teurer ist als der Brennstoff Kohle.

Die variablen Betriebs- und Wartungskosten enthalten folgende Kostenkomponenten (Crastan, 2010):

- Brennstoffkosten
- Hilfsstoffe
- CO_2 Kosten

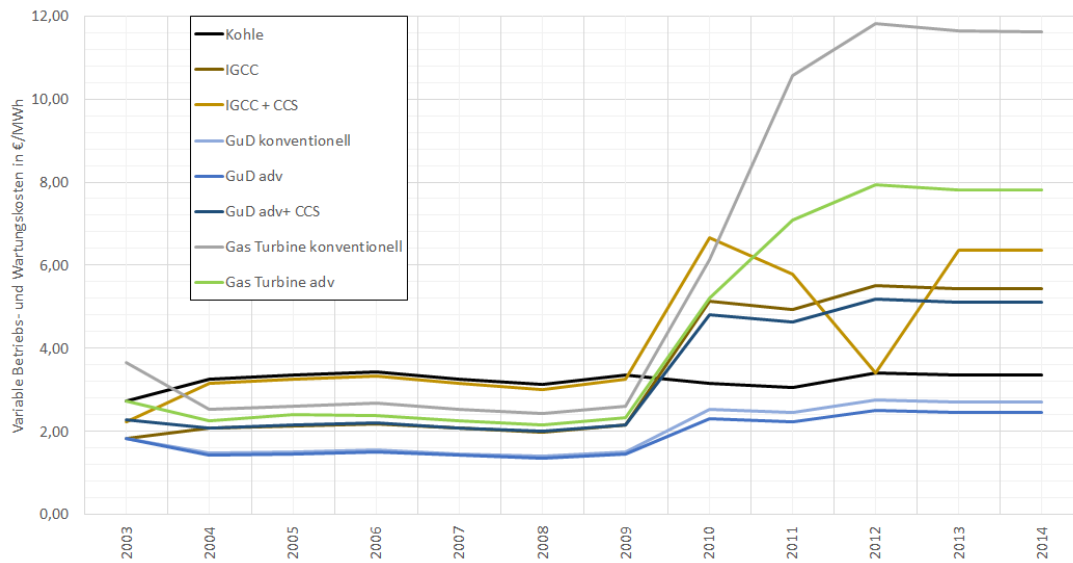


Abbildung 54: Entwicklung der variablen Betriebs- und Wartungskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)

5.3.3 Beschäftigung

Ein weiterer Aspekt zur wirtschaftlichen Betrachtung von fossilen Kraftwerken ist die Beschäftigung in den Kraftwerken. Tabelle 17 zeigt die permanenten Arbeitsplätze von verschiedenen Technologien pro MW.

Technologie	Arbeitsplätze pro MW	Kraftwerksleistung in MW	Angestellte
Photovoltaik	1,06	10	11
Nuklear	0,5	1000	500
Concentrated Solar Power	0,47	100	47
Wasserkraft < 20 MW	0,45	10	5
Wasserkraft > 20 MW	0,19	450	86
Wasserkraft > 500 MW	0,11	1375	151
Pumpspeicherkraft	0,1	890	89
Gas	0,05	630	32
Kohle	0,19	1000	190
Wind	0,05	75	4

Tabelle 17: Arbeitsplätze von verschiedenen Kraftwerkstechnologien in Arbeitsplätzen pro MW und für verschiedene Kraftwerksleistungen, (Harker & Hirschboeck, 2010)

Es ist deutlich zu erkennen, dass Gaskraftwerke im Vergleich sehr wenige Angestellte benötigen. Eine Folge davon sind auch geringe Personalkosten, welche in

die Fixkosten einfließen. Kohle liegt mit ca. 19 Angestellten pro 100 MW im Mittelfeld. Durch die lange Lebensdauer der thermischen Kraftwerke, im Vergleich zu den erneuerbaren Energien, wird auch der Arbeitsplatz auf längere Zeit erhalten. Die meisten Angestellten erfordern Photovoltaik (Reinigung der Panele, Wartung) und Kernenergie (Sicherheit und Personalaufwand für den Betrieb). Durch niedrige Personal- bzw. Fixkosten wird die gesamte Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht und es kann eine höhere Gewinnspanne beim Verkauf erzielt werden (Harker & Hirschboeck, 2010).

5.4 Fördersituation in der Europäischen Union

Hinsichtlich der Umstellung der Energiewirtschaft hin zu regenerativer Erzeugung ist die Subventionierung der Europäischen Union im Energiesektor interessant zu betrachten. Die EU hat sich zum Ziel gemacht die umweltschädlichen Subventionen bis zum Jahr 2020 auslaufen zu lassen (European Union, 2016). Inwiefern dies die Energieerzeugung betrifft wurde nicht näher ausgeführt. Die Daten zu den Subventionen wurden für den Zeitraum 2008 bis 2012 analysiert da noch keine aktuelleren Daten veröffentlicht wurden. Die einzelnen Daten der Subventionsanalyse können dem Anhang unter dem Kapitel „Subventionen“ entnommen werden.

5.4.1 Subventionen auf Stromerzeugungstechnologien (gesamt)

Aus Abbildung 55 ist zu erkennen, dass die Förderungen im Zeitraum von 2008 bis 2012 stetig stiegen und im Jahr 2012 ca. 100 Milliarden Euro betragen. Weiters ist zu erkennen, dass die Produktion und der Energiebedarf am stärksten gefördert werden. Unter Energiebedarf fallen alle Förderungen hinsichtlich der verwendeten Brennstoffe bzw. Energieträgern im Energiemix (hauptsächlich Kohle und Gas) sowie Steuerbegünstigungen in diesem Bereich.

Die genauen Daten der Subventionen können dem Anhang entnommen werden.

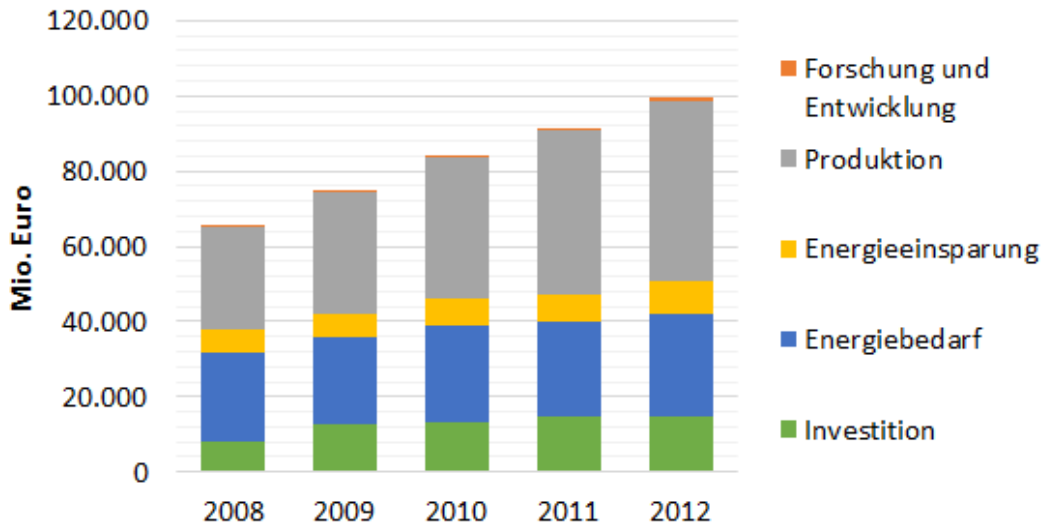


Abbildung 55: Gesamte Subventionen auf alle Stromerzeugungstechnologien in der EU von 2008 bis 2012, (Ecofys, 2014)

Abbildung 56 zeigt deutlich, dass Deutschland der größte Empfänger von Fördergeldern der Europäischen Union ist. Mit größerem Abstand folgen das Vereinigte Königreich, Italien, Spanien und Frankreich.

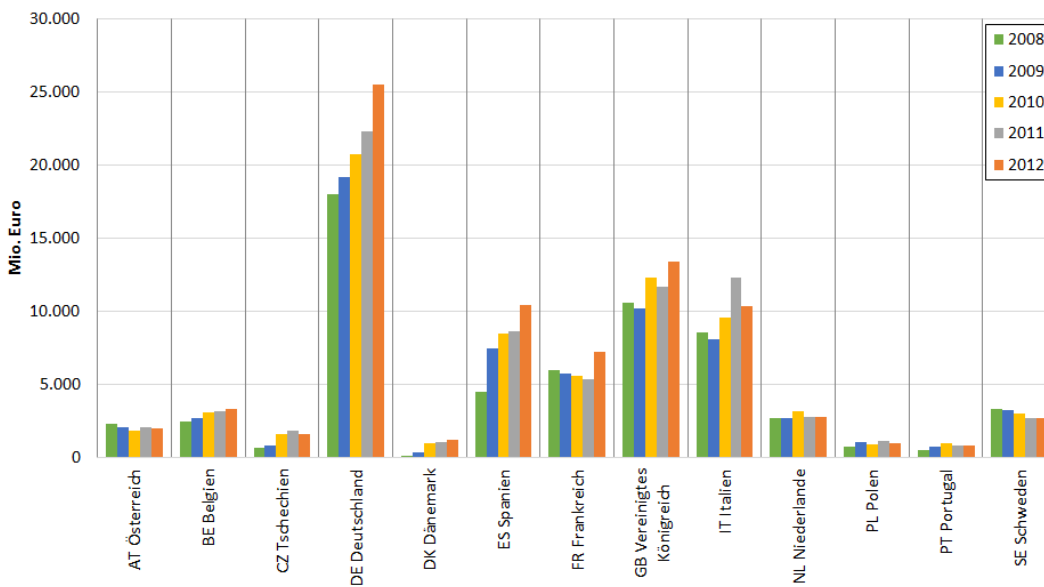


Abbildung 56: Subventionen auf alle Stromerzeugungstechnologien in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)

5.4.2 Subventionen je Stromerzeugungstechnologie

Abbildung 57 zeigt die Subventionen aufgeteilt nach Energieträgern. Während die Förderungen für erneuerbare Energien, speziell für Solar- und Windenergie, in hohem Maße zunahmen, ist der Zuwachs an Förderungen im fossilen Bereich eher moderat. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Förderung für fossile Energieträger in den darauffolgenden Jahren abnehmen wird. Interessant wird zu beobachten sein wie sich die Subventionen hinsichtlich Photovoltaik entwickeln werden. Nach anfänglich erhöhter Zunahme der Förderungen ist schon jetzt zu erkennen, dass die Subventionen in den Jahren 2011 und 2012 nahezu gleich geblieben sind und die Entwicklung in Zukunft eher rückläufig sein wird. Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass die Subventionen für Kohle stark rückläufig sein werden und für Wind stark ansteigen werden. Wie sich die Situation für Gas verhalten wird muss abgewartet werden. Öl wird in der Energieproduktion nicht mehr gefördert.

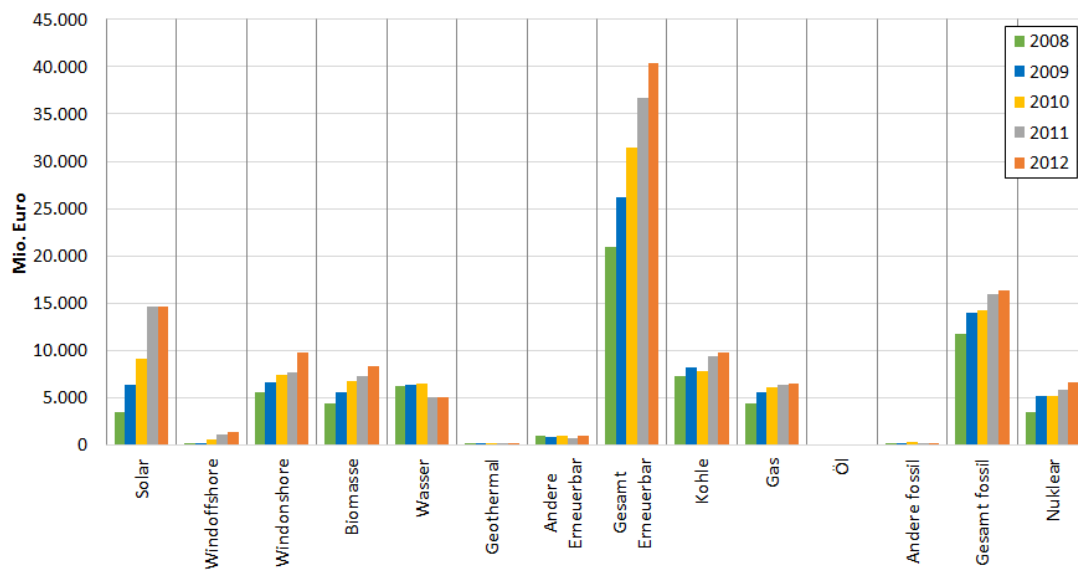


Abbildung 57: Subventionen je Stromerzeugungstechnologie in der EU von 2008 bis 2012, (Ecofys, 2014)

Für die Subventionierung von Kohle in der Energieerzeugung zeigt Abbildung 58 die Entwicklung der stärksten subventionierten Länder in den Jahren 2008 bis 2012. In Deutschland ist die Subventionierung rückläufig und es kann davon ausgegangen werden, dass generell die Subventionierung von Kohle in der Europäischen Union rückgängig sein wird.

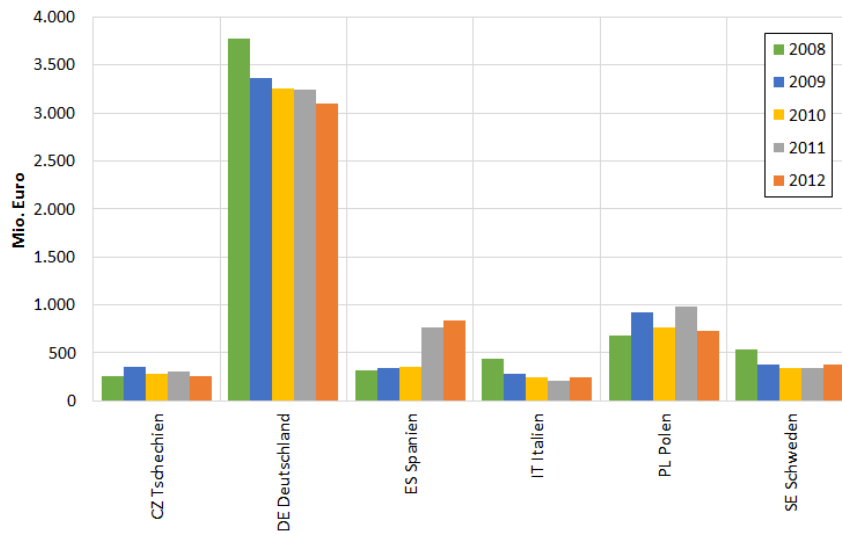


Abbildung 58: Subventionen auf Kohle in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)

Für die Subventionierung von Gas in der Energieerzeugung zeigt Abbildung 58 die Entwicklung der stärksten subventionierten Länder in den Jahren 2008 bis 2012. Während die Subventionierung für Italien sinkt, steigt sie in Spanien an. In Spanien ist der Ausbau von Gaskraftwerken in den letzten Jahren stark forciert worden um einen Ausgleich zur regenerativen Erzeugung zu erhalten.

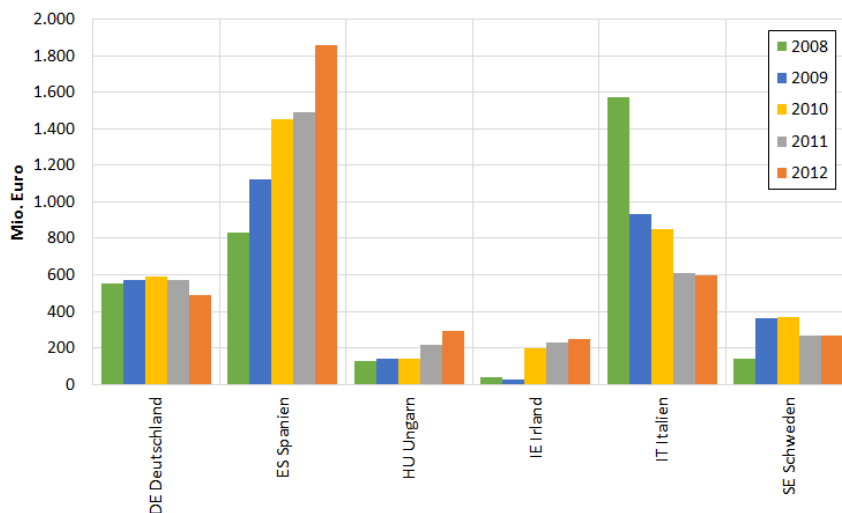


Abbildung 59: Subventionen auf Gas in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)

Aus Abbildung 60 ist zu erkennen, dass Deutschland die meisten Fördergelder

für erneuerbare Energieträger in der EU bekommt. Die ist der Fall weil Deutschland den mit Abstand größten Kraftwerkspark von Photovoltaik und Windenergie besitzt und ausgebaut hat. Stark Subventioniert wird auch die erneuerbare Energie in Spanien, Frankreich und Italien.

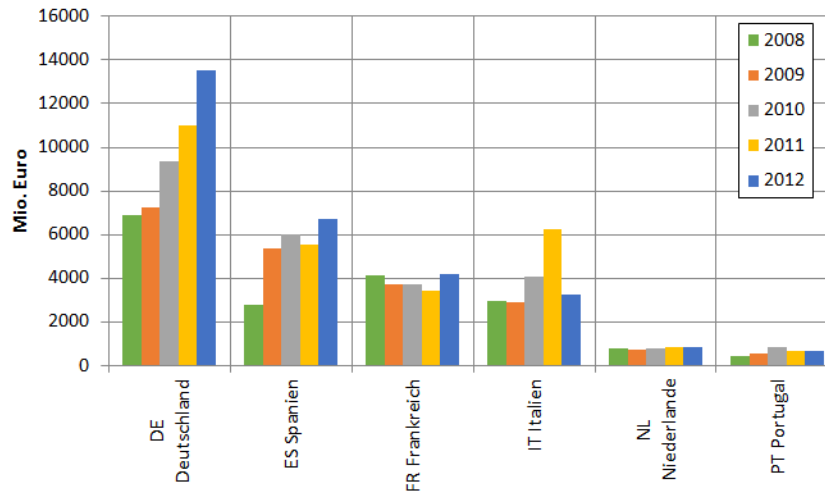


Abbildung 60: Subventionen auf Erneuerbare Energieträger in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)

Aus Abbildung 61 ist deutlich zu erkennen, dass Großbritannien der einzig relevante Empfänger von Subventionen für Kernenergie ist⁸. Frankreich bekommt trotz des größten Kraftwerkspark von Kernenergie in der EU nahezu keine Förderungen.

⁸Für Großbritannien werden auch militärische Subventionen inkludiert (military nuclear legacy)

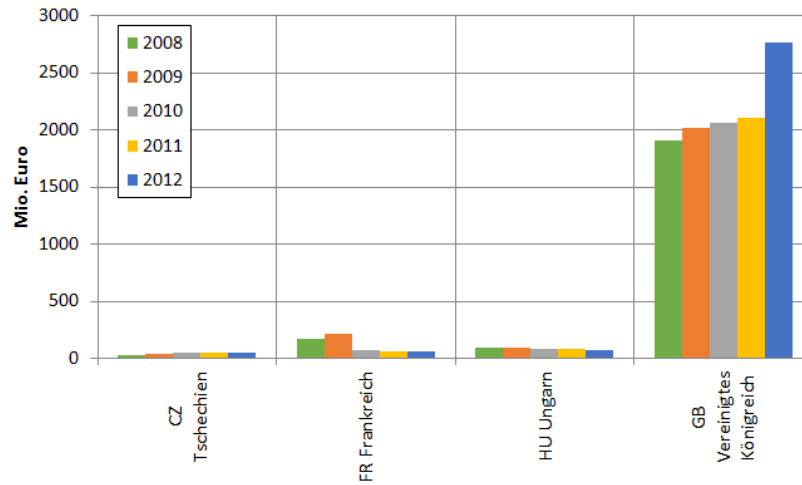


Abbildung 61: Subventionen auf Kernenergie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)

5.4.3 Subventionen je installierter Leistung

Werden die Subventionen je installierter Leistung betrachtet kann ein interessanter Blick auf die relativen Förderungen geworfen werden. Abbildung 62 zeigt die Subventionen je installierter Leistung in der Europäischen Union von 2008 bis 2012. Im Vergleich zu Abbildung 56 ist zu erkennen, dass die Förderungen ausgeglichener zwischen den Ländern verteilt sind. Dies hat damit zu tun, dass zum Beispiel Deutschland die meisten Subventionen in der Europäischen Union erhält aber auch den größten Kraftwerkspark hat.

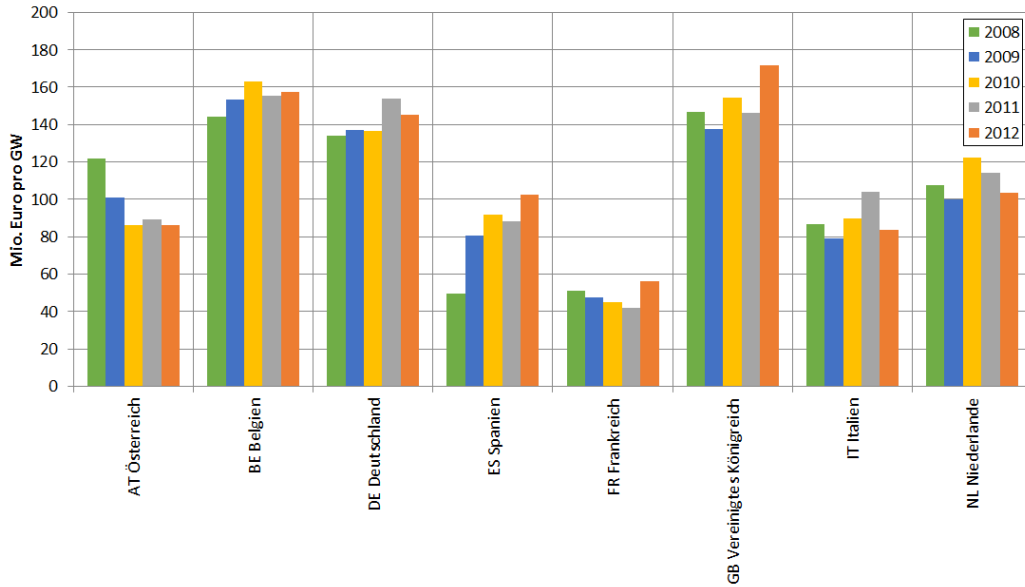


Abbildung 62: Subventionen je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)

Vergleicht man die Darstellung der Kohlesubventionen von Abbildung 58 und Abbildung 63 ergibt sich ein komplett anderes Bild. Tschechien, Deutschland, Spanien, Italien und Polen mit einer großen installierten Leistung werden ungefähr gleich hoch gefördert pro MW. Schweden erhält jedoch für seine wenigen Kohlekraftwerke eine im Vergleich sehr hohe Förderung pro MW.

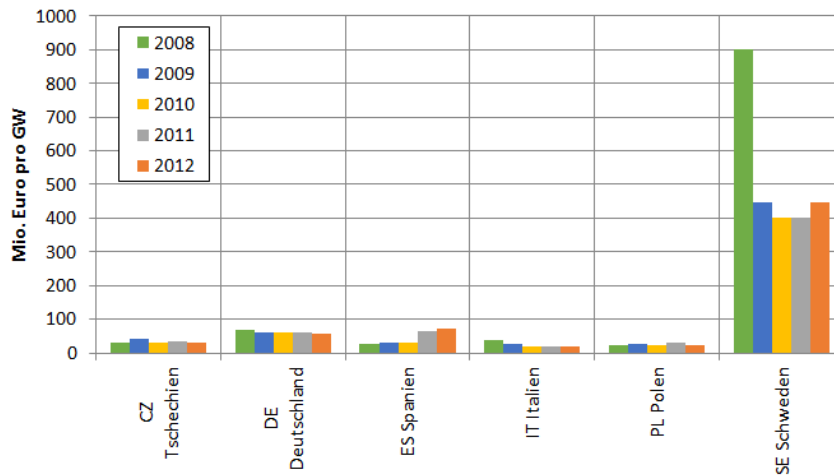


Abbildung 63: Subventionen auf Kohle je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)

Vergleicht man die Darstellung der Kohlesubventionen von Abbildung 59 und Abbildung 64 ergibt sich nahezu das gleiche Bild wie bei den Kohlesubventionen. Die Länder mit großen installierten Gaskapazitäten werden im Verhältnis weniger gefördert wie Länder mit geringer installierter Leistung.

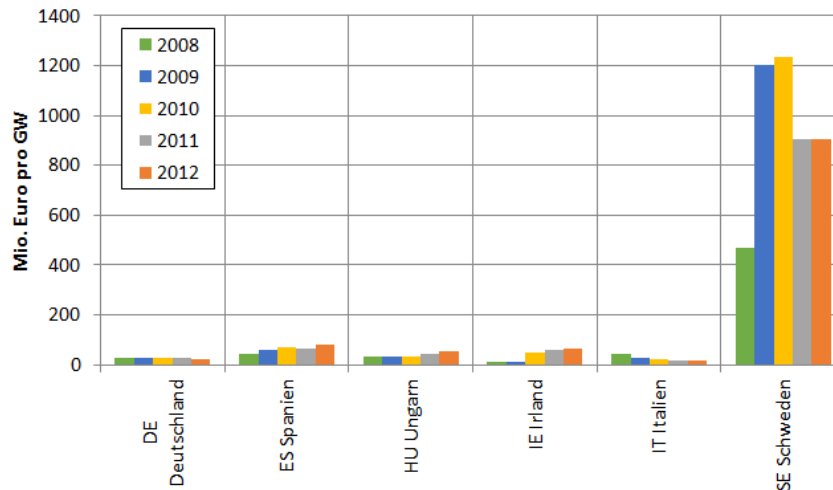


Abbildung 64: Subventionen auf Gas je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)

Um einen Vergleich zu erhalten zeigt Abbildung 65 die Subventionierung von erneuerbaren Energieträgern je installierter Leistung in der Europäischen Union von 2008 bis 2012. Es ergibt sich wieder der gleiche Rückschluss wie bei den fossilen Subventionierungen, dass Länder mit einer geringeren installierten Leistung höher gefördert werden. Aus dem Vergleich mit Abbildung 60 ergibt sich eine ausgewogenere Förderung der Länder.

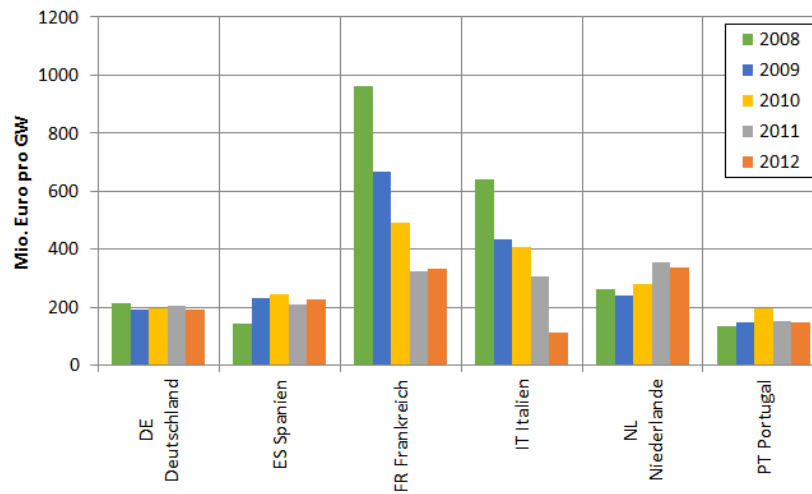


Abbildung 65: Subventionen auf Erneuerbare je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)

Aus Abbildung 66 ist sehr gut zu erkennen, dass die Europäische Union Großbritanniens Kernenergie sehr hoch subventioniert. Frankreich erhält im Vergleich dazu je GW installierter Leistung nahezu keine Förderungen obwohl sie den größten Kernenergie Kraftwerkspark in Europa besitzen. Aus dem Vergleich mit Abbildung 61 ergibt sich nahezu das gleiche Bild.

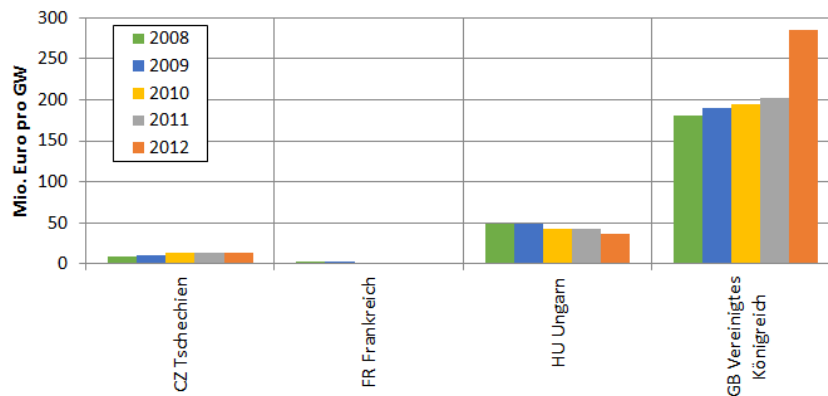


Abbildung 66: Subventionen auf Kernenergie je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)

5.4.4 Subventionen je erzeugter Energie

Nachfolgend werden die Subventionen je erzeugter Energie betrachtet. Es ergibt sich ein ausgeglicheneres Bild als bei Abbildung 62. Es ist deutlich zu erkennen, dass Frankreich je TWh erzeugter Energie weniger subventioniert wird. Dies ist der Fall, weil in Frankreich der größte Teil der Energieerzeugung von Kernkraftwerken getragen werden und diese weniger hoch Subventioniert werden.

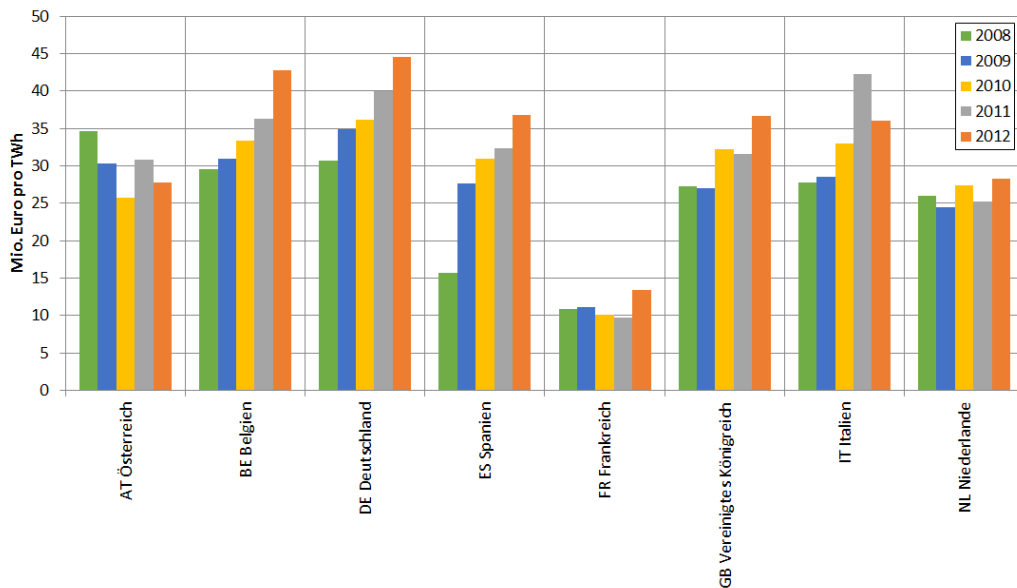


Abbildung 67: Subventionen je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

Um einen visuellen Vergleich zwischen den Technologien zu erhalten werden nachfolgend alle Diagramme gleich skaliert.

Aus Abbildung 68 und Abbildung 69 ist wieder das gleiche Ergebnis wie vorher zu erkennen. Länder mit geringer erzeugter Energie werden höher gefördert als Länder mit einer großen Menge an erzeugter Energie.

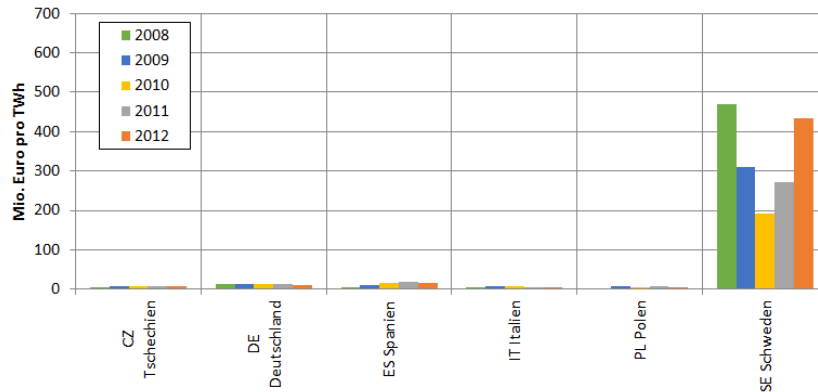


Abbildung 68: Subventionen auf Kohle je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

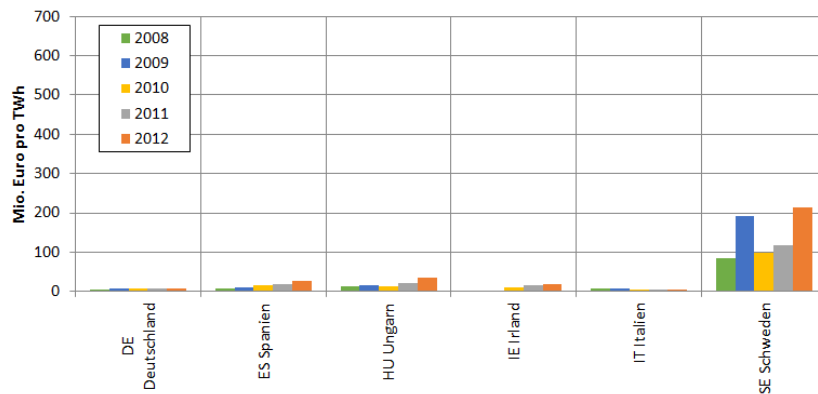


Abbildung 69: Subventionen auf Gas je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Aus Abbildung 70 ist zu erkennen, dass erneuerbare Energieträger im Durchschnitt höher gefördert werden. Bei dem Wert für Portugal 2008 dürfte es sich um einen Angabenfehler halten.

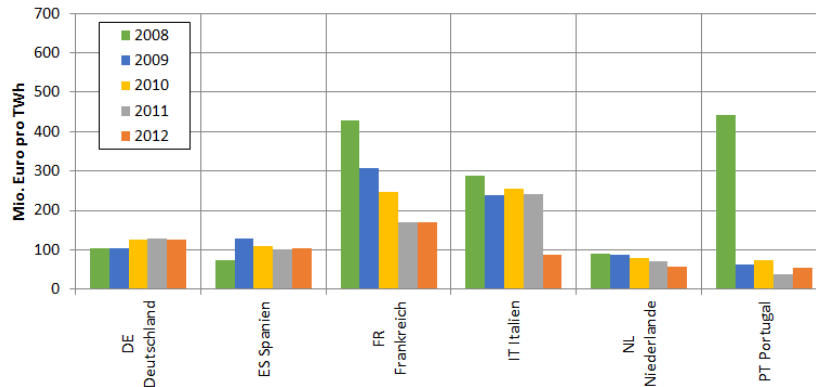


Abbildung 70: Subventionen auf Erneuerbare je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMW, 2016)

Die Subventionierung der Kernenergie pro TWh ist im Vergleich zu den anderen Energieträgern am geringsten. Aus Abbildung 71 ist zu erkennen, dass einzig Großbritannien relevant subventioniert wird.

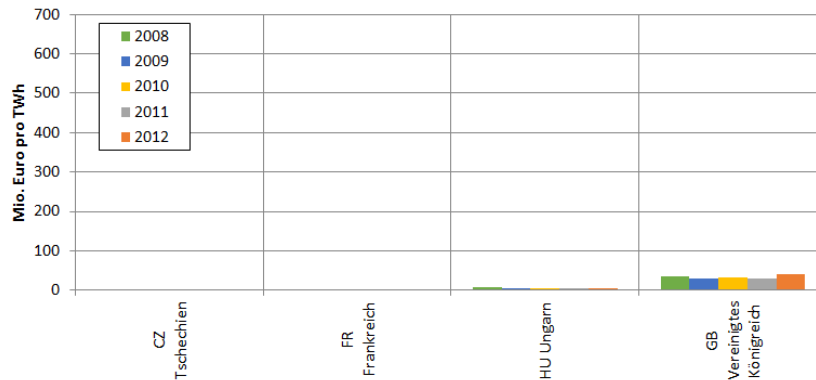


Abbildung 71: Subventionen auf Kernenergie je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

6 Conclusio

Fossil-thermische Kraftwerke werden in der Zukunft einen anderen Einsatzbereich in der Energiewirtschaft einnehmen als in den letzten Jahrzehnten. Im Allgemeinen kann festgestellt werden, dass ihre Rolle als Grundlastversorger von den aufkommenden erneuerbaren Energieträgern übernommen wird und die thermischen Kraftwerke in der Spitzenlastversorgung und als Reservekraftwerke eingesetzt werden. Für diese neue Rolle müssen Eigenschaften im Kraftwerksbetrieb neu erlernt oder adaptiert werden. Fossile Kraftwerke müssen flexibler werden und ihre An- und Abfahrtszeit verringern um auf kurzfristige Laständerungen reagieren zu können.

Um wirtschaftlich rentabel zu bleiben müssen in Zukunft die Fixkosten reduziert und der Wirkungsgrad im Kraftwerksprozess erhöht werden. Auf Grund politischer Maßnahmen und Regulierungen hinsichtlich der Umweltbilanz in der Energieerzeugung wird es für thermische Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, essentiell wichtig sein den CO_2 Ausstoß in der Energieproduktion zu verringern. Pilotprojekte wie das Kraftwerk Boundary haben gezeigt, dass es möglich ist thermische Kraftwerke wirtschaftlich mit CO_2 Abscheidung zu betreiben. In der Zukunft wird es wichtig sein, dass die Wirkungsgradeinbußen durch die CCS Erweiterung verringert werden und ein ausreichend großer Markt für das abgetrennte CO_2 gefunden wird. Weiters muss eine Regulierung durch die CO_2 Zertifikate stattfinden um Investitionsanreize für die CCS Technologie zu setzen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die CCS Technologie in ca. 10 Jahren ihre Marktreife erreichen wird und großflächig eingeführt wird. Bis dahin ist ein deutlicher Trend hin zu Gaskraftwerken und weg von Kohlekraftwerken zu erkennen.

Gaskraftwerke haben den großen Vorteil weniger umweltschädliche Abgase zu erzeugen, sind jedoch durch die höheren variablen Kosten in der Energieerzeugung teurer als Kohlekraftwerke. Während in wirtschaftlich stärkeren Ländern bereits der Umstieg auf Gas im Gang ist, ist in wirtschaftlich schwächeren Ländern noch immer Kohle unverzichtbar.

Innerhalb der Europäischen Union werden erneuerbaren Energieträger doppelt so viel subventioniert wie fossile Energieträger. Bei den erneuerbaren werden Photovoltaik und Windenergie am stärksten gefördert, wobei der Trend in Zukunft stärker zu Windenergie ausschlagen wird. Hinsichtlich der fossilen bleibt abzuwarten inwiefern die Energiewirtschaft von der Abschaffung der umweltschädlichen Subventionen bis zum Jahr 2020 betroffen sein wird. Betrachtet man die Subventionen je installierter Leistung ist festzuhalten, dass Länder mit einer kleinen installierten Leistung je Energieträger stärker subventioniert werden als Länder mit viel installierter Leistung.

Abschließend kann davon ausgegangen werden, dass in der Europäischen Union in den nächsten Jahren stärker auf Gaskraftwerke als auf Kohlekraftwerke gesetzt wird.

7 Literaturverzeichnis

Literatur

- [Stephan et al, 2012] P. Stephan, K. Schaber, K. Stephan, F. Mayinger, „Thermodynamik- Grundlagen und technische Anwendungen- Band 1: Einstoffsysteme“, Springer Vieweg 2012
- [Paschotta, 2015] R. Paschotta, „Energie- Lexikon“ [Online]. <https://www.energie-lexikon.info> [Zugriff am 29 April 2015]
- [E.ON SE, 2015] „E.ON SE“, [Online]. <http://www.eon.com/de.html> [Zugriff am 2 Juli 2015]
- [Scholz, 2013] G. Scholz, „Heisswasser und Hochdruckdampfanlagen. Planungshandbuch für Industrie- und Fernwärmeversorgung“, Springer Vieweg 2013
- [Schulz, 2011] H. Schulz, Wolfgang Möller, „Explosionsgeschützte Chromatographie- Systeme für die Brenngasanalyse in Gasturbinen- Kraftwerken“, Ex-Zeitschrift 2011
- [Strauß, 2009] K. Strauß, „Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen“, Springer 2009
- [Grote & Feldhusen, 2011] K.-H. Grote, J. Feldhusen, „Dubbel- Taschenbuch für den Maschinenbau“, Springer 2011
- [Konstantin, 2013] P. Konstantin, „Praxisbuch Energiewirtschaft- Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, Springer Vieweg 2013
- [Schaumann & Schmitz, 2009] G. Schaumann, K. Schmitz, „Kraft-Wärme- Kopplung“, Springer 2009
- [Schwab, 2011] A. Schwab, „Elektroenergiesysteme- Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, Springer 2011
- [Pehnt, 2010] M. Pehnt, „Energieeffizienz- Ein Lehr- und Handbuch“, Springer 2010
- [Oeding & Oswald, 2011] D. Oeding, B. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer 2011
- [European Union, 2016] „European Union“, [Online]. <http://europa.eu> [Zugriff am 23 Februar 2016]

- [Wietschel et al., 2015] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte, F. Genoese, „Energietechnologien der Zukunft- Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze“, Springer Vieweg 2015
- [RWE, 2006] RWE, „Investition in Innovation und Wachstum-Geschäftsbericht 2006“, RWE Aktiengesellschaft 2006
- [Finanzen, 2016] „Finanzen“, [Online]. <http://www.finanzen.at/> [Zugriff am 18 April 2016]
- [EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2010] EUROPÄISCHE KOMMISSION, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN- Energie 2020: Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“, EUROPÄISCHE KOMMISSION 2014
- [EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014] EUROPÄISCHE KOMMISSION, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN- Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030“, EUROPÄISCHE KOMMISSION 2014
- [EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2011] EUROPÄISCHE KOMMISSION, „MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN- Energiefahrplan 2050“, EUROPÄISCHE KOMMISSION 2011
- [OECD/IEA, 2015] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, „World Energy Outlook 2015“, OECD/IEA 2015
- [RWE, 2012] RWE, „Das Projekt BOA 2&3- Klimavorsorge mit Hochtechnologie“, RWE Power Aktiengesellschaft 2012
- [RWE, 2016] „RWE“, [Online]. <http://www.rwe.com/> [Zugriff am 14 März 2016]
- [Harker & Hirschboeck, 2010] D. Harker, P. Hirschboeck, „Green Job Realities- Quantifying the economic benefits of generation alternatives“, Public Utilities Fortnightly May 2010

- [BGR, 2013] BGR, „Energiestudie 2013- Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2013
- [Reuters, 2016] „Reuters- E.ON- Tochter bringt Streit um Kraftwerk vor Gericht“, [Online]. <http://www.reuters.com/> [Zugriff am 17 März 2016]
- [E.ON, 2011] E.ON, „Das Kraftwerk Ulrich Hartmann“, E.ON Kraftwerk Ulrich Hartmann 2011
- [Eurelectric, 2015] EURELECTRIC, „Thermal Power Plants- a vital asset in a new energy world“, EURELECTRIC März 2015
- [SaskPowerCCS, 2016] SaskPowerCCS, „SASKPOWER CCS- Boundary dam carbon capture project“, SaskPowerCCS 2016
- [Ecofys, 2014] Ecofys, „Subsidies an Cost of EU energy“, Ecofys 2014 by order of European Commission
- [ENTSO-E, 2014] ENTSO-E, „Statistical Factsheet 2014“, European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E 2014
- [Platts, 2015] Platts, „UDI world Electric Power Plants Data Base“, Platts 2015
- [E.ON, 2002] E.ON, „Ölkraftwerk Ingolstadt- Sauberer Strom vom Ufer der Donau“, E.ON Kraftwerke GmbH 2002
- [Ecofys, 2015] Ecofys, „International comparison of fossil power efficiency and CO2 intensity- Update 2015“, Ecofys 2015 by order of: Mitsubishi Research Institute, Japan
- [EIA, 2016] U.S. Department of Energy, „Cost and performance characteristics“, [Online]. <http://www.eia.gov/> [Zugriff am 25 April 2016]
- [Crastan, 2010] V. Crastan, „Elektrische Energieversorgung 2 - Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerkstechnik und alternative Stromversorgung“, Springer 2010
- [Hundt, 2014] M. Hundt, „Investitionsplanung unter unsicheren Einflussgrößen- Thermische Kraftwerke als Realooptionen“, Springer 2014
- [EREC, 2010] EREC, „Energy [r]evolution- TOWARDS A FULLY RENEWABLE ENERGY SUPPLY IN THE EU 27“, EREC European Renewable Energy Council, Greenpeace 2010

-
- [ENTSO-E, 2014] ENTSO-E, „10-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2014“, ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity 2014
- [European Union, 2014] European Union, „EU ENERGY, TRANSPORT AND GHG EMISSIONS TRENDS TO 2050- Reference Szenario 2013“, European Union 2014
- [APG, 2013] European Union, „Masterplan 2030- Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich“, Austrian Power Grid AG 2013
- [ENTSO-E, 2016] „ENTSO-E“, [Online]. <https://www.entsoe.eu/> [Zugriff am 30 Mai 2016]
- [BMWi, 2016] „BMWi“, [Online]. <http://bmwi.de/> [Zugriff am 30 Mai 2016]

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Kohlekraftwerk, (RWE, 2012)	4
Abbildung 2	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Rostfeuerung, (Strauß, 2009)	5
Abbildung 3	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Rostfeuerung mit Wurfbeschickung, (Strauß, 2009)	6
Abbildung 4	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Staubfeuerung, (Strauß, 2009)	7
Abbildung 5	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer stationären Wirbelschichtfeuerung, (Strauß, 2009)	8
Abbildung 6	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung, (Strauß, 2009)	9
Abbildung 7	Schematische Darstellung der Funktionsweise eines IGCC- Prozesses, Quelle: (RWE, 2006)	10
Abbildung 8	Luftaufnahme des Kraftwerk Neurath, (RWE, 2016)	15
Abbildung 9	Stoffbilanz eines Blocks, Quelle: (RWE, 2012)	16
Abbildung 10	Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Gaskraftwerks, (Schulz, 2011)	17
Abbildung 11	Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Gas- und Dampfkraftwerks, (E.ON SE, 2015)	19
Abbildung 12	Das Kraftwerk Irsching mit Block 4 in der Mitte, (E.ON SE, 2015)	23
Abbildung 13	Blockschaltbild der Funktionsweise des Kraftwerks Ingolstadt, (E.ON, 2002)	25
Abbildung 14	Darstellung des Carnot Prozess im $T_{(s)}$ Diagramm, (Schwab, 2011)	26
Abbildung 15	Carnot- Wirkungsgrad bei verschiedenen Temperaturverhältnissen, eigene Darstellung	28
Abbildung 16	Wasser- und Dampfprozess in einem Dampfkraftwerk mit Überhitzung, (Schwab, 2011)	29
Abbildung 17	Clausius- Rankine Prozess im $T(s)$ und im $h(s)$ Diagramm, Quelle: (Schwab, 2011)	30
Abbildung 18	Clausius- Rankine- Wirkungsgrad bei verschiedenen Betriebsverhältnissen, Quelle: (Stephan et al, 2012)	31
Abbildung 19	Erhöhung des Druckes und Überhitzung in einem Dampfprozess, Quelle: (Schwab, 2011)	32
Abbildung 20	Zwischenüberhitzung in einem Dampfprozess, Quelle: (Schwab, 2011)	33

Abbildung 21	Entwicklung des Wirkungsgrades bei Kohlekraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)	34
Abbildung 22	Entwicklung des Wirkungsgrades bei Gaskraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)	35
Abbildung 23	Entwicklung des Wirkungsgrades bei Ölkraftwerken, Quelle: (Ecofys, 2015)	35
Abbildung 24	Blockschaltbild der Funktionsweise der Pre Combustion Capture Technologie, (Wietschel et al., 2015)	37
Abbildung 25	Blockschaltbild der Funktionsweise der Post Combustion Capture Technologie, (Wietschel et al., 2015)	37
Abbildung 26	Blockschaltbild der Funktionsweise der Oxyfuel Technologie, (Wietschel et al., 2015)	38
Abbildung 27	Entwicklung der CO_2 Zertifikatspreise, (Finanzen, 2016)	41
Abbildung 28	Funktionsprinzip des CCS Kraftwerk Boundary in Kanada, (SaskPowerCCS, 2016)	43
Abbildung 29	Energiemix in Europa in 2014, (ENTSO-E, 2014)	45
Abbildung 30	Energiemix der fossilen Energieträger in Europa in 2014, (ENTSO-E, 2014)	46
Abbildung 31	Installierte Leistung in den Ländern Europas in 2014, (ENTSO-E, 2014)	47
Abbildung 32	Erzeugte Energie in den Ländern Europas in 2014, (ENTSO-E, 2014)	49
Abbildung 33	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem New Policies Szenario, (OECD/IEA, 2015)	55
Abbildung 34	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Current Policies Szenario, (OECD/IEA, 2015)	56
Abbildung 35	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem 450 Szenario, (OECD/IEA, 2015)	57
Abbildung 36	Energieflussbild der Europäischen Union in TWh, (OECD/IEA, 2015)	58
Abbildung 37	Installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union im Jahr 2030 nach den ENTSO-E Szenarien, (OECD/IEA, 2015)	62
Abbildung 38	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem IIASA Szenario, (European Union, 2014)	62
Abbildung 39	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Reference Szenario, (EREC, 2010)	63

Abbildung 40	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Revolution Szenario, (EREC, 2010)	64
Abbildung 41	Entwicklung der installierten Leistung und Erzeugung in der Europäischen Union nach dem Advanced Szenario, (EREC, 2010)	64
Abbildung 42	Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Österreich, (Platts, 2015)	67
Abbildung 43	Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Deutschland, (Platts, 2015)	68
Abbildung 44	Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Spanien, (Platts, 2015)	68
Abbildung 45	Kummulierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Polen, (Platts, 2015)	69
Abbildung 46	Merit order am Strommarkt ohne Einspeisung von erneuerbaren Energien, eigene Darstellung	70
Abbildung 47	Merit order am Strommarkt mit Einspeisung von erneuerbaren Energien, eigene Darstellung	71
Abbildung 48	Verteilung der Hartkohle Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)	72
Abbildung 49	Verteilung der Braunkohle Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)	73
Abbildung 50	Verteilung der Erdgas Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)	74
Abbildung 51	Verteilung der Erdöl Reserven und Ressourcen der Welt, Quelle: (BGR, 2013)	75
Abbildung 52	Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)	76
Abbildung 53	Entwicklung der fixen Betriebs- und Wartungskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)	77
Abbildung 54	Entwicklung der variablen Betriebs- und Wartungskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien, Quelle: (EIA, 2016)	78
Abbildung 55	Gesamte Subventionen auf alle Stromerzeugungstechnologien in der EU von 2008 bis 2012, (Ecofys, 2014) .	80
Abbildung 56	Subventionen auf alle Stromerzeugungstechnologien in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)	80
Abbildung 57	Subventionen je Stromerzeugungstechnologie in der EU von 2008 bis 2012, (Ecofys, 2014)	81

Abbildung 58	Subventionen auf Kohle in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)	82
Abbildung 59	Subventionen auf Gas in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)	82
Abbildung 60	Subventionen auf Erneuerbare Energieträger in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)	83
Abbildung 61	Subventionen auf Kernenergie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014)	84
Abbildung 62	Subventionen je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)	85
Abbildung 63	Subventionen auf Kohle je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)	85
Abbildung 64	Subventionen auf Gas je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)	86
Abbildung 65	Subventionen auf Erneuerbare je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)	87
Abbildung 66	Subventionen auf Kernenergie je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (Platts, 2015)	87
Abbildung 67	Subventionen je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	88
Abbildung 68	Subventionen auf Kohle je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMW, 2016)	89
Abbildung 69	Subventionen auf Gas je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMW, 2016)	89
Abbildung 70	Subventionen auf Erneuerbare je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMW, 2016)	90
Abbildung 71	Subventionen auf Kernenergie je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	90

9 Tabellenverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Vor- und Nachteile der verschiedenen Feuerungstechnologien für Kohlekraftwerke, (Strauß, 2009), (Grote & Feldhusen, 2011), (Schaumann & Schmitz, 2009), (Wietschel et al., 2015)	11
Tabelle 2	Investitionskosten von konventionellen kohlegefeuerten Kraftwerken, (Wietschel et al., 2015)	12
Tabelle 3	Gegenüberstellung der möglichen positiven oder negativen Entwicklung kohlegefeuerter Kraftwerke, (Wietschel et al., 2015)	12
Tabelle 4	Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Kohlekraftwerke, (Wietschel et al., 2015)	13
Tabelle 5	Technische Daten der Blöcke F und G, Angaben pro Block, (RWE, 2012)	15
Tabelle 6	Vor- und Nachteile von Gaskraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken im Vergleich, (Paschotta, 2015) . .	20
Tabelle 7	Investitionskosten gasgefeuerter Kraftwerke, Tabelle auf Basis der Quelle: (Wietschel et al., 2015)	20
Tabelle 8	Entwicklung ausgewählter Kennwerte für Gaskraftwerke, (Wietschel et al., 2015)	21
Tabelle 9	Technische Daten des Kraftwerks Irsching, (E.ON, 2011)	23
Tabelle 10	Technische Daten des Ölkraftwerks Ingolstadt, (E.ON, 2002)	26
Tabelle 11	Vor- und Nachteile der einzelnen CCS Technologien, (E.ON SE, 2015)	39
Tabelle 12	Effizienzverlust der verschiedenen CCS Technologien im Vergleich, (Wietschel et al., 2015)	40
Tabelle 13	Investitionskosten der verschiedenen CCS Technologien im Vergleich, (Wietschel et al., 2015)	40
Tabelle 14	Gegenüberstellung der positiven oder negativen Entwicklung der CCS Technologie, (Wietschel et al., 2015)	41
Tabelle 15	Technische Daten und Eigenschaften des Kraftwerks Boundary, (SaskPowerCCS, 2016)	44
Tabelle 16	Verwendete Parameter für die Kostenanalyse, (EIA, 2016)	75
Tabelle 17	Arbeitsplätze von verschiedenen Kraftwerkstechnologien in Arbeitsplätzen pro MW und für verschiedene Kraftwerksleistungen, (Harker & Hirschboeck, 2010)	78

Tabelle 18	Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)	A-13
Tabelle 19	Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)	A-13
Tabelle 20	Entwicklung der variablen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)	A-14
Tabelle 21	Entwicklung der variablen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)	A-14
Tabelle 22	Entwicklung der fixen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)	A-15
Tabelle 23	Entwicklung der fixen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)	A-15
Tabelle 24	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Österreich, (Platts, 2015)	A-16
Tabelle 25	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Deutschland, (Platts, 2015)	A-17
Tabelle 26	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Frankreich, (Platts, 2015)	A-18
Tabelle 27	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Italien, (Platts, 2015)	A-19
Tabelle 28	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Spanien, (Platts, 2015)	A-20
Tabelle 29	Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Polen, (Platts, 2015)	A-21
Tabelle 30	Installierte Leistung in den Ländern der Europäischen Union und ausgewählten Länder, (ENTSO-E, 2014) . .	A-22
Tabelle 31	Erzeugte Leistung in den Ländern der Europäischen Union und ausgewählten Ländern, (ENTSO-E, 2014) .	A-23
Tabelle 32	Subventionen in der Europäischen Union nach Ländern, (Ecofys, 2014)	A-24
Tabelle 33	Subventionen in der Europäischen Union nach Technologie, (Ecofys, 2014)	A-25
Tabelle 34	Subventionen in der Europäischen Union nach Sektor, (Ecofys, 2014)	A-26
Tabelle 35	Kohlesubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)	A-27

Tabelle 36	Gassubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)	A-28
Tabelle 37	Erneuerbaresubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)	A-28
Tabelle 38	Kernenergiesubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)	A-29
Tabelle 39	Subventionen je installierter Leistung und erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	A-29
Tabelle 40	Subventionen je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	A-29
Tabelle 41	Subventionen auf Kohle je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-29
Tabelle 42	Subventionen auf Kohle je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-29
Tabelle 43	Subventionen auf Gas je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-30
Tabelle 44	Subventionen auf Gas je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-30
Tabelle 45	Subventionen auf Erneuerbare je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-30
Tabelle 46	Subventionen auf Erneuerbare je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)	A-30
Tabelle 47	Subventionen auf Kernenergie je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	A-31
Tabelle 48	Subventionen auf Kernenergie je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)	A-31
Tabelle 49	Entwicklung des Wirkungsgrades fossil- thermischer Kraftwerke in ausgewählten Ländern von 1990 bis 2001, (Ecofys, 2015)	A-32
Tabelle 50	Entwicklung des Wirkungsgrades fossil- thermischer Kraftwerke in ausgewählten Ländern von 2002 bis 2012, (Ecofys, 2015)	A-33

10 Abkürzungsverzeichnis

CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CCU	Carbon capture utilization
EU	Europäische Union
BIP	Bruttoinlandsprodukt
ppm	Parts per million
OECD	Organisation for Economic CO- operation and Development
EGKS	Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl
OPEC	Organisation of Petrol Exporting Countries
STIG	Steam injected gas turbine process
HAT	Humid air turbine process
GuD	Gas und Dampf
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
KW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
TWh	Terrawattstunde
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
H_2	Wasserstoff
NO_x	Stickstoffoxid
m/h	Meter pro Stunde
m/s	Meter pro Sekunde
t/h	Tonnen pro Stunde
$^{\circ}C$	Grad Celsius
€	Euro
%	Prozent
Gt	Gigatonnen
m^3	Kubikmeter

Variablen:

T_A	Anfangstemperatur
T_E	Endtemperatur
S	Enthropie
h	Enthalpie
Q	Wärmemenge
W	Mechanische Arbeit
η	Wirkungsgrad
P	Elektrische Leistung

11 Anhang

Investitionskosten

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Kohle	893	1.108	954	980	1.034	1.182	1.249	1.220	1.033	975
IGCC	756	1.162	1.066	979	1.234	1.414	1.494	1.446	1.223	1.127
IGCC + CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.846	1.613
GuD konventionell	258	333	389	399	421	482	509	567	479	456
GuD advanced	249	333	354	363	544	624	659	643	544	449
GuD advanced+ CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	962	896
Gas Turbine konventionell	206	274	287	295	311	358	379	433	365	318
Gas Turbine advanced	450	303	283	292	436	500	529	486	412	301

Tabelle 18: Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Kohle	1.004	1.027	1.119	1.399	1.594	2.119	2.043	2.244	2.202	2.196
IGCC	1.160	1.187	1.294	1.617	1.842	2.400	2.313	2.894	2.839	2.805
IGCC + CCS	1.660	1.700	1.851	2.377	2.707	3.988	3.842	3.999	4.945	4.887
GuD konventionell	469	480	523	654	705	729	702	701	689	686
GuD advanced	462	473	515	645	694	748	721	783	769	766
GuD advanced+ CCS	922	944	1.028	1.285	1.385	1.536	1.480	1.603	1.569	1.560
Gas Turbine konventionell	327	334	365	456	491	725	700	744	731	729
Gas Turbine advanced	309	317	345	431	465	496	478	517	507	505

Tabelle 19: Entwicklung der Investitionskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Kohle	1,43	1,86	2,87	2,99	3,12	3,57	3,77	3,25	2,74	3,26
IGCC	0,75	1,01	1,65	0,71	0,74	0,84	0,89	2,16	1,83	2,07
IGCC + CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	2,24	3,16
GuD konventionell	0,30	0,39	1,77	0,46	0,48	0,55	0,58	2,16	1,83	1,47
GuD advanced	0,30	0,39	1,77	0,46	0,48	0,55	0,58	2,16	1,83	1,42
GuD advanced+ CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	2,28	2,09
Gas Turbine konventionell	0,08	0,08	4,42	0,09	0,09	0,11	0,11	4,33	3,66	2,54
Gas Turbine advanced	0,38	0,39	4,42	0,09	0,09	0,11	0,11	3,25	2,74	2,25

Tabelle 20: Entwicklung der variablen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Kohle	3,36	3,44	3,25	3,12	3,36	3,17	3,05	3,42	3,37	3,36
IGCC	2,13	2,19	2,07	1,99	2,14	5,12	4,94	5,52	5,44	5,43
IGCC + CCS	3,25	3,33	3,15	3,02	3,26	6,66	5,78	3,40	6,36	6,35
GuD konventionell	1,51	1,55	1,47	1,41	1,51	2,54	2,46	2,76	2,71	2,71
GuD advanced	1,46	1,50	1,42	1,36	1,46	2,32	2,23	2,50	2,46	2,46
GuD advanced+ CCS	2,15	2,21	2,09	2,00	2,16	4,81	4,63	5,18	5,10	5,10
Gas Turbine konventionell	2,61	2,68	2,53	2,43	2,62	6,15	10,56	11,82	11,63	11,62
Gas Turbine advanced	2,40	2,37	2,25	2,16	2,32	5,20	7,09	7,93	7,81	7,81

Tabelle 21: Entwicklung der variablen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Kohle	30,39	26,50	19,89	20,66	21,61	24,74	26,14	25,93	21,93	19,58
IGCC	29,57	39,29	21,39	28,82	30,14	34,53	36,48	35,66	30,16	27,50
IGCC + CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	35,78	32,36
GuD konventionell	17,11	22,78	13,26	13,77	14,40	16,50	17,43	12,97	10,96	8,88
GuD advanced	15,76	20,92	12,20	12,76	13,35	15,29	16,15	10,81	9,14	8,32
GuD advanced+ CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	13,20	14,15
Gas Turbine konventionell	7,05	9,38	3,54	5,70	5,96	6,82	7,20	10,81	9,14	8,62
Gas Turbine advanced	20,04	13,33	5,04	8,08	8,45	9,68	10,23	8,64	7,31	7,48

Tabelle 22: Entwicklung der fixen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 1995 bis 2004, (EIA, 2016)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Kohle	20,15	20,64	19,55	18,72	20,18	22,11	21,32	23,85	23,48	23,46
IGCC	28,30	28,97	27,45	26,29	28,34	44,14	35,13	39,30	38,69	38,67
IGCC + CCS	33,31	34,10	32,30	31,36	33,81	51,65	49,79	50,83	54,84	54,80
GuD konventionell	9,14	9,36	8,86	8,49	9,15	10,73	10,34	10,07	9,92	9,91
GuD advanced	8,56	8,77	8,30	7,96	8,57	10,89	10,50	11,75	11,57	11,56
GuD advanced+ CCS	14,56	14,91	14,13	13,53	14,59	22,55	21,73	24,31	23,94	23,91
Gas Turbine konventionell	8,87	9,08	8,60	8,23	8,88	7,35	5,01	5,61	5,53	5,53
Gas Turbine advanced	7,71	7,89	7,47	7,16	7,72	10,95	4,81	5,39	5,30	5,30

Tabelle 23: Entwicklung der fixen Wartungs- und Betriebskosten verschiedener fossil- thermischer Kraftwerkstechnologien von 2005 bis 2014, (EIA, 2016)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	-	-	0,3	0,3	1.220,5	1.220,8
1951	-	-	0,3	0,3	1.254,2	1.254,5
1952	-	67,5	0,3	67,8	1.467,4	1.535,2
1953	-	67,5	0,3	67,8	1.574,0	1.641,8
1954	-	67,5	240,3	307,8	1.697,0	2.004,8
1955	-	79,1	240,3	319,4	1.794,1	2.113,5
1956	-	79,1	240,3	319,4	1.909,8	2.229,3
1957	-	79,1	240,3	319,4	2.026,9	2.346,3
1958	-	79,1	240,3	319,4	2.294,1	2.613,5
1959	50,0	203,1	240,3	493,4	2.490,5	2.983,9
1960	50,0	203,1	289,1	542,2	2.545,5	3.087,7
1961	50,0	203,1	289,1	542,2	2.650,5	3.192,8
1962	130,0	406,1	289,1	825,2	2.842,9	3.668,1
1963	130,0	406,1	289,1	825,2	2.992,1	3.817,3
1964	208,0	463,1	289,1	960,2	3.426,9	4.387,2
1965	208,0	463,1	289,1	960,2	3.602,8	4.563,0
1966	208,0	477,1	289,1	974,2	3.841,7	4.815,9
1967	214,1	477,1	289,1	980,3	3.947,6	4.927,9
1968	214,1	477,1	409,3	1.100,5	4.170,0	5.270,5
1969	214,1	532,1	409,3	1.155,5	4.709,2	5.864,7
1970	214,1	586,1	409,3	1.209,5	5.061,6	6.271,1
1971	214,1	586,1	485,3	1.285,5	5.215,2	6.500,7
1972	214,1	607,1	485,3	1.306,5	5.525,8	6.832,3
1973	386,1	607,1	485,3	1.478,5	5.549,1	7.027,6
1974	983,1	607,1	485,3	2.075,5	5.885,0	7.960,5
1975	1.145,1	607,1	660,3	2.412,5	6.075,3	8.487,9
1976	1.261,7	607,1	910,3	2.779,1	7.456,8	10.235,9
1977	1.326,7	607,1	926,3	2.860,1	7.531,7	10.391,9
1978	1.773,7	607,1	1.001,9	3.382,7	7.641,2	11.023,9
1979	1.773,7	607,1	1.001,9	3.382,7	8.130,5	11.513,2
1980	1.855,5	607,1	1.001,9	3.464,5	8.714,0	12.178,4
1981	1.855,5	607,1	1.001,9	3.464,5	9.159,4	12.623,8
1982	1.855,5	607,1	1.001,9	3.464,5	9.422,9	12.887,4
1983	1.855,5	937,1	1.004,9	3.797,5	9.444,0	13.241,5
1984	1.855,9	937,1	1.004,9	3.797,9	9.954,4	13.752,2
1985	1.855,9	937,1	765,0	3.558,0	10.178,3	13.736,3
1986	1.855,9	1.343,1	765,0	3.964,0	10.221,5	14.185,5
1987	1.855,9	1.343,1	786,6	3.985,6	10.685,1	14.670,7
1988	1.859,9	1.343,1	789,1	3.992,1	11.027,4	15.019,5
1989	1.860,2	1.343,1	792,4	3.995,7	11.072,1	15.067,7
1990	1.901,1	1.343,1	792,4	4.036,5	11.186,2	15.222,7
1991	1.983,9	1.343,1	792,4	4.119,4	11.368,1	15.487,5
1992	1.990,4	1.343,1	1.147,8	4.481,2	11.393,9	15.875,1
1993	2.073,5	1.343,1	1.147,9	4.564,5	11.426,3	15.990,8
1994	2.159,6	1.343,1	1.147,9	4.650,6	11.489,7	16.140,3
1995	2.237,6	1.352,3	1.147,9	4.737,8	11.617,1	16.354,9
1996	2.278,4	1.352,3	1.147,9	4.778,6	11.675,3	16.453,9
1997	2.345,8	1.352,3	1.147,9	4.846,0	11.780,1	16.626,1
1998	2.366,4	1.352,3	1.150,8	4.869,4	11.935,7	16.805,1
1999	2.368,4	1.389,9	1.030,8	4.789,1	12.003,2	16.792,3
2000	2.584,0	1.389,9	1.030,8	5.004,7	12.026,8	17.031,4
2001	3.037,5	1.389,9	1.030,8	5.458,2	12.032,0	17.490,2
2002	2.959,5	1.389,9	1.030,8	5.380,1	12.160,7	17.540,9
2003	2.674,5	1.322,4	1.030,8	5.027,6	12.603,4	17.631,0
2004	2.768,6	1.322,4	1.030,8	5.121,7	12.993,9	18.115,6
2005	2.690,6	1.322,4	1.034,2	5.047,1	13.254,6	18.301,7
2006	2.690,6	1.322,4	1.034,2	5.047,1	13.468,8	18.515,9
2007	2.735,7	1.322,4	784,2	4.842,3	13.621,8	18.464,1
2008	2.741,4	1.322,4	784,2	4.848,0	13.708,0	18.556,0
2009	3.669,4	1.322,4	784,2	5.776,0	14.334,9	20.110,9
2010	3.746,4	1.198,4	784,2	5.729,0	14.401,0	20.129,9
2011	3.746,4	1.198,4	784,2	5.729,0	15.030,0	20.758,9
2012	4.597,6	1.198,4	784,2	6.580,2	15.214,0	21.794,2
2013	4.581,5	1.061,4	784,2	6.427,1	15.468,6	21.895,7
2014	4.581,5	1.061,4	784,2	6.427,1	15.480,1	21.907,1
2015	4.581,5	1.004,4	609,2	6.195,1	15.477,3	21.672,4

Tabelle 24: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Österreich, (Platts, 2015)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	12,0	506,5	13,0	531,5	3.441,9	3.973,4
1951	12,0	528,1	13,0	553,1	3.711,5	4.264,6
1952	12,0	809,1	13,0	834,1	3.730,9	4.565,0
1953	12,0	1.288,1	13,0	1.313,1	3.962,6	5.275,7
1954	137,0	1.568,6	13,0	1.718,6	4.028,9	5.747,5
1955	137,0	2.333,1	13,0	2.483,1	4.502,8	6.985,9
1956	137,0	3.481,7	13,0	3.631,7	4.614,6	8.246,3
1957	165,0	4.299,4	13,0	4.477,4	4.747,5	9.224,9
1958	265,0	5.667,9	13,0	5.945,9	5.005,0	10.950,9
1959	479,0	7.168,4	88,0	7.735,4	5.101,9	12.837,3
1960	479,0	8.508,9	113,0	9.100,9	5.294,3	14.395,2
1961	479,0	10.150,8	238,7	10.868,5	5.098,6	15.967,1
1962	948,0	12.524,3	238,7	13.711,0	5.166,5	18.877,5
1963	1.132,4	14.609,2	428,7	16.170,3	5.284,3	21.454,7
1964	1.367,2	16.483,2	564,7	18.415,1	5.743,2	24.158,3
1965	1.410,2	18.919,5	664,9	20.994,6	6.145,4	27.140,0
1966	1.423,0	20.788,6	701,8	22.913,4	6.559,2	29.472,6
1967	2.007,6	22.110,0	716,5	24.834,2	6.793,3	31.627,5
1968	2.595,6	23.227,0	1.018,3	26.840,9	7.086,6	33.927,6
1969	2.905,6	24.586,2	1.043,3	28.535,1	7.335,4	35.870,5
1970	2.981,6	27.275,9	1.055,3	31.312,8	7.458,7	38.771,5
1971	3.106,6	29.300,4	1.714,7	34.121,7	7.455,9	41.577,6
1972	5.465,3	30.160,4	2.011,8	37.637,5	7.629,9	45.267,4
1973	8.678,3	31.099,4	2.939,3	42.717,0	7.768,5	50.485,5
1974	11.050,5	32.342,4	4.741,0	48.133,9	9.513,6	57.647,5
1975	11.832,6	33.905,9	5.645,3	51.383,8	11.971,2	63.355,0
1976	13.455,5	35.982,9	6.491,2	55.929,6	13.630,8	69.560,4
1977	14.241,3	35.975,8	6.601,2	56.818,2	14.544,0	71.362,2
1978	14.541,6	36.515,5	6.666,6	57.723,7	15.142,1	72.865,8
1979	14.807,5	39.089,5	6.691,2	60.588,2	15.352,3	75.940,6
1980	14.843,5	39.126,5	7.018,6	60.988,6	16.040,8	77.029,4
1981	15.023,9	40.598,5	7.198,6	62.821,0	16.547,0	79.367,9
1982	15.174,1	42.962,5	7.371,1	65.507,7	18.114,0	83.621,7
1983	15.331,6	44.274,5	7.412,7	67.018,8	18.294,0	85.312,9
1984	15.451,2	45.212,2	7.416,7	68.080,0	19.764,4	87.844,4
1985	15.452,1	50.344,6	7.416,7	73.213,3	23.967,3	97.180,6
1986	15.607,2	50.069,2	7.420,0	73.096,4	25.466,4	98.562,9
1987	15.787,1	51.490,2	7.423,6	74.701,0	25.450,7	100.151,7
1988	15.857,7	52.574,3	7.464,4	75.896,4	28.368,0	104.264,3
1989	16.082,7	54.164,7	7.464,9	77.712,3	29.942,1	107.654,4
1990	16.294,4	54.295,6	7.457,3	78.047,3	30.003,1	108.050,4
1991	16.466,9	54.605,4	7.462,7	78.535,0	28.734,8	107.269,8
1992	16.669,5	55.417,6	7.348,7	79.435,8	28.891,1	108.326,9
1993	16.883,1	56.127,4	7.358,6	80.369,2	28.880,8	109.250,0
1994	17.461,2	56.164,8	7.455,7	81.081,7	29.431,3	110.513,0
1995	18.119,0	56.594,8	7.333,3	82.047,1	29.834,6	111.881,7
1996	18.969,4	56.745,2	7.337,2	83.051,9	30.325,5	113.377,4
1997	19.201,9	55.864,7	6.616,9	81.683,5	30.871,4	112.554,9
1998	19.642,9	56.589,7	6.902,0	83.134,6	31.807,3	114.941,9
1999	19.757,0	57.737,8	6.927,6	84.422,4	33.109,3	117.531,7
2000	20.293,6	59.330,8	6.878,1	86.502,5	34.907,5	121.410,0
2001	19.453,7	58.980,8	6.816,1	85.250,6	37.554,0	122.804,5
2002	18.172,7	58.529,2	5.751,7	82.453,6	39.526,9	121.980,5
2003	18.094,7	59.150,2	5.685,3	82.930,2	42.767,7	125.697,9
2004	18.334,1	58.772,7	4.578,3	81.685,1	44.574,1	126.259,2
2005	19.136,4	58.566,8	3.759,3	81.462,5	47.020,6	128.483,2
2006	19.307,0	58.040,3	3.742,3	81.089,6	48.635,8	129.725,4
2007	21.499,6	57.209,3	3.667,3	82.376,3	50.431,8	132.808,0
2008	21.090,9	56.412,1	3.667,3	81.170,3	51.413,9	132.584,3
2009	20.907,9	55.681,8	3.642,8	80.232,5	52.876,1	133.108,6
2010	22.002,3	54.964,9	3.495,1	80.462,3	54.992,6	135.454,9
2011	22.425,4	54.268,6	3.304,0	79.998,0	57.120,0	137.118,0
2012	22.470,3	55.617,7	3.316,4	81.404,4	55.633,4	137.037,8
2013	21.464,5	55.897,1	3.216,4	80.577,9	57.020,6	137.598,5
2014	20.245,8	57.663,2	3.216,4	81.125,4	58.082,6	139.208,0
2015	20.295,7	57.768,2	3.216,4	81.280,3	58.641,3	139.921,5

Tabelle 25: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Deutschland, (Platts, 2015)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	28,0	291,5	702,2	1.021,7	4.741,0	5.762,7
1951	29,6	564,5	802,2	1.396,3	5.548,1	6.944,4
1952	29,6	677,3	802,2	1.509,1	6.365,9	7.875,0
1953	35,3	847,9	808,5	1.691,7	6.672,7	8.364,4
1954	35,3	1.062,9	1.018,6	2.116,8	6.888,1	9.004,9
1955	35,3	1.407,8	1.500,7	2.943,8	7.222,4	10.166,2
1956	49,3	2.258,8	1.502,9	3.811,0	7.376,6	11.187,6
1957	162,4	2.500,8	1.505,3	4.168,5	7.900,5	12.069,0
1958	173,5	2.924,2	1.995,5	5.093,2	8.909,2	14.002,4
1959	296,5	4.101,2	2.257,0	6.654,7	9.718,8	16.373,5
1960	429,4	4.390,2	2.493,7	7.313,3	10.494,1	17.807,4
1961	556,4	4.752,3	2.497,7	7.806,4	10.724,9	18.531,3
1962	559,9	5.216,3	2.641,8	8.418,0	11.301,4	19.719,5
1963	569,9	6.224,3	3.016,8	9.811,0	11.932,2	21.743,2
1964	591,2	6.614,5	3.081,1	10.286,8	12.404,6	22.691,4
1965	591,2	6.864,5	3.373,2	10.828,9	12.884,0	23.712,9
1966	598,7	7.614,5	3.676,7	11.889,9	13.708,1	25.598,0
1967	598,7	7.876,3	3.696,1	12.171,0	14.886,7	27.057,7
1968	600,7	8.126,3	4.818,0	13.545,0	15.239,7	28.784,7
1969	765,5	8.380,4	4.612,1	13.758,0	16.150,2	29.908,2
1970	828,8	9.748,4	5.235,6	15.812,8	16.808,0	32.620,7
1971	885,8	10.518,4	6.092,8	17.497,0	17.663,2	35.160,2
1972	979,8	10.861,4	6.755,6	18.596,7	18.934,3	37.531,1
1973	1.065,3	10.861,4	8.256,2	20.182,8	19.623,2	39.806,1
1974	1.103,0	10.868,9	9.678,7	21.650,5	20.759,7	42.410,2
1975	1.110,6	10.868,9	10.418,5	22.397,9	21.602,6	44.000,5
1976	1.120,2	10.868,9	11.862,0	23.851,0	22.166,5	46.017,5
1977	1.120,2	10.868,9	13.315,7	25.304,7	24.237,3	49.542,0
1978	1.130,2	10.868,9	13.363,6	25.362,6	26.428,2	51.790,8
1979	1.112,2	10.868,9	13.444,8	25.425,9	28.295,4	53.721,3
1980	1.139,0	10.864,9	13.545,6	25.549,4	35.088,7	60.638,1
1981	1.168,7	11.490,2	14.025,1	26.684,0	43.068,0	69.752,0
1982	1.169,1	11.490,2	13.950,5	26.609,7	47.382,5	73.992,2
1983	1.171,9	12.690,2	13.943,8	27.805,8	52.722,2	80.528,0
1984	1.171,9	13.909,4	13.938,8	29.020,0	59.540,4	88.560,3
1985	1.176,5	13.932,7	13.792,5	28.901,7	64.851,6	93.753,3
1986	1.194,1	13.932,7	13.071,3	28.198,0	72.737,4	100.935,4
1987	825,1	13.932,7	13.089,7	27.847,5	77.947,2	105.794,6
1988	835,6	13.449,0	13.122,3	27.406,9	80.728,4	108.135,3
1989	856,1	13.451,8	12.643,9	26.951,8	80.825,8	107.777,6
1990	866,6	13.556,3	12.561,4	26.984,3	83.519,4	110.503,7
1991	949,9	13.556,3	12.617,5	27.123,6	85.531,9	112.655,6
1992	1.187,8	13.569,3	12.668,7	27.425,7	86.711,9	114.137,6
1993	1.292,4	13.569,3	12.598,6	27.460,2	88.080,8	115.541,0
1994	1.402,4	13.489,3	11.625,6	26.517,3	88.096,9	114.614,2
1995	1.594,7	13.489,3	11.616,2	26.700,2	87.627,7	114.327,9
1996	1.909,2	13.489,3	11.291,3	26.689,7	87.651,1	114.340,8
1997	1.960,6	13.489,3	11.163,1	26.612,9	87.699,4	114.312,3
1998	2.038,4	13.489,3	11.161,3	26.689,0	90.965,1	117.654,1
1999	2.492,6	13.255,3	10.675,9	26.423,7	89.763,2	116.186,9
2000	3.290,1	13.145,3	10.669,1	27.104,5	93.049,5	120.154,0
2001	3.882,7	13.095,3	10.585,4	27.563,3	93.085,8	120.649,1
2002	4.191,1	12.945,3	10.573,1	27.709,5	93.159,7	120.869,2
2003	4.205,7	12.832,5	10.475,2	27.513,3	93.234,0	120.747,3
2004	4.458,6	12.663,5	10.460,9	27.583,0	93.612,5	121.195,4
2005	4.791,5	12.448,5	9.102,9	26.342,9	94.552,6	120.895,5
2006	4.809,8	11.873,6	7.150,8	23.834,1	94.895,1	118.729,2
2007	4.809,8	11.397,6	7.131,0	23.338,4	95.791,5	119.129,9
2008	4.845,0	11.155,6	7.493,5	23.494,1	96.674,0	120.168,1
2009	5.257,0	10.732,2	7.618,5	23.607,7	96.738,5	120.346,2
2010	6.934,4	9.555,2	7.618,5	24.108,0	96.703,3	120.811,3
2011	8.208,6	9.266,2	7.364,1	24.838,8	96.960,3	121.799,2
2012	8.806,8	9.026,2	7.172,8	25.005,7	97.411,9	122.417,7
2013	8.997,6	8.909,2	7.280,3	25.187,1	97.719,1	122.906,2
2014	8.946,0	7.915,2	7.279,4	24.140,5	97.961,5	122.102,0
2015	8.901,0	7.564,2	7.264,4	23.729,5	97.607,9	121.337,4

Tabelle 26: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Frankreich, (Platts, 2015)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	1,7	-	-	1,7	6.067,1	6.068,8
1951	1,7	-	-	1,7	6.784,4	6.786,0
1952	6,7	210,0	65,0	281,7	7.011,2	7.292,8
1953	13,9	210,0	65,0	288,9	7.385,0	7.673,9
1954	17,5	210,0	65,0	292,5	7.756,6	8.049,2
1955	17,5	210,0	65,0	292,5	8.177,6	8.470,1
1956	17,5	280,0	65,0	362,5	8.873,8	9.236,4
1957	17,5	280,0	98,0	395,5	9.197,7	9.593,2
1958	25,0	473,0	221,0	719,0	9.915,9	10.634,9
1959	93,0	611,0	880,5	1.584,5	10.454,7	12.039,3
1960	93,0	766,0	990,7	1.849,7	11.083,3	12.933,1
1961	168,0	766,0	1.357,6	2.291,6	11.235,0	13.526,6
1962	537,3	766,0	1.357,6	2.660,9	11.644,6	14.305,6
1963	540,3	807,0	2.220,6	3.567,9	12.332,3	15.900,2
1964	1.068,3	1.004,0	3.104,2	5.176,5	13.043,2	18.219,7
1965	1.113,3	1.409,0	3.555,0	6.077,3	13.328,7	19.406,0
1966	1.508,7	1.409,0	4.075,8	6.993,5	13.574,3	20.567,8
1967	2.450,1	1.559,0	4.374,1	8.383,2	13.874,6	22.257,8
1968	2.457,1	2.399,0	4.785,1	9.641,2	13.996,3	23.637,5
1969	2.465,9	2.884,0	4.927,9	10.277,8	14.065,1	24.342,8
1970	2.467,8	3.695,0	6.297,9	12.460,6	14.118,5	26.579,1
1971	2.627,8	5.015,0	7.421,7	15.064,4	14.793,3	29.857,7
1972	2.639,0	5.210,0	7.775,7	15.624,6	15.147,2	30.771,8
1973	2.969,0	5.690,0	9.488,9	18.147,8	16.205,5	34.353,3
1974	3.736,8	6.330,0	10.056,2	20.123,0	16.639,1	36.762,1
1975	3.809,1	6.330,0	10.501,2	20.640,3	16.867,7	37.508,0
1976	4.779,2	6.330,0	11.315,6	22.424,8	17.214,8	39.639,6
1977	5.282,3	6.810,0	12.203,2	24.295,4	17.203,6	41.499,0
1978	5.372,1	6.810,0	12.230,7	24.412,8	17.559,6	41.972,4
1979	5.934,3	6.810,0	12.730,9	25.475,2	17.700,7	43.175,9
1980	6.538,4	6.810,0	13.793,9	27.142,3	17.927,8	45.070,1
1981	6.883,9	6.810,0	14.482,0	28.175,9	17.929,6	46.105,5
1982	7.790,6	6.815,4	15.171,8	29.777,8	18.979,4	48.757,2
1983	8.115,8	6.815,4	15.772,3	30.703,6	19.313,0	50.016,6
1984	8.849,8	6.815,4	18.257,8	33.923,1	19.345,0	53.268,1
1985	9.172,4	6.815,4	18.919,4	34.907,2	19.176,5	54.083,7
1986	9.197,6	7.055,4	19.605,8	35.858,8	19.349,4	55.208,1
1987	9.468,3	7.055,4	19.605,8	36.129,5	20.350,8	56.480,2
1988	9.648,1	7.055,4	20.063,4	36.766,9	20.526,1	57.293,0
1989	9.717,9	7.055,4	20.337,7	37.111,0	21.080,6	58.191,6
1990	10.034,6	7.055,4	19.898,3	36.988,3	21.202,1	58.190,4
1991	10.454,2	7.715,4	19.883,1	38.052,7	22.140,3	60.193,1
1992	11.359,7	8.876,4	19.819,5	40.055,6	23.201,3	63.256,8
1993	11.613,9	10.516,4	19.820,7	41.950,9	23.513,2	65.464,2
1994	12.091,3	10.516,4	19.578,0	42.185,7	23.725,1	65.910,8
1995	13.656,4	10.516,4	19.010,2	43.183,0	24.097,7	67.280,8
1996	14.961,0	10.516,4	19.015,5	44.492,9	24.822,4	69.315,3
1997	16.831,1	10.516,4	18.706,5	46.054,0	25.404,4	71.458,3
1998	18.634,5	10.516,4	18.714,5	47.865,4	25.884,9	73.750,3
1999	19.410,3	10.516,4	18.361,7	48.288,4	26.312,3	74.600,7
2000	20.072,8	10.276,4	18.327,7	48.676,8	28.133,1	76.810,0
2001	20.893,8	10.276,4	17.652,4	48.822,6	29.209,8	78.032,4
2002	22.244,1	10.276,4	16.944,4	49.464,9	30.718,3	80.183,2
2003	23.616,0	10.276,4	16.591,3	50.483,7	32.226,6	82.710,4
2004	26.828,9	10.276,4	16.145,3	53.250,6	34.311,6	87.562,2
2005	30.377,4	10.491,4	15.951,3	56.820,1	37.856,7	94.676,8
2006	33.904,5	10.450,4	16.007,3	60.362,2	40.019,9	100.382,2
2007	36.082,4	10.450,4	15.962,3	62.495,1	41.360,0	103.855,1
2008	37.999,0	11.110,4	15.933,2	65.042,6	43.663,0	108.705,6
2009	38.589,2	11.042,4	15.918,7	65.550,4	44.381,3	109.931,7
2010	40.637,9	12.224,4	15.535,0	68.397,3	46.983,3	115.380,6
2011	41.954,3	12.224,4	15.182,0	69.360,7	49.071,8	118.432,6
2012	42.347,9	12.224,4	15.183,0	69.755,3	50.209,6	119.965,0
2013	42.492,7	12.224,4	15.168,5	69.885,6	50.471,8	120.357,4
2014	42.165,4	12.224,4	15.161,2	69.551,0	49.960,3	119.511,3
2015	41.831,5	12.224,4	13.841,2	67.897,1	49.630,4	117.527,5

Tabelle 27: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Italien, (Platts, 2015)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	-	167,0	-	167,0	3.596,4	3.763,4
1951	-	167,0	20,0	187,0	3.748,3	3.935,3
1952	-	187,0	30,0	217,0	3.985,0	4.202,0
1953	-	187,0	30,0	217,0	4.190,0	4.407,0
1954	-	187,0	40,0	227,0	4.467,7	4.694,7
1955	-	187,0	50,0	237,0	4.853,8	5.090,8
1956	-	187,0	50,0	237,0	5.431,5	5.668,5
1957	-	274,5	50,0	324,5	5.685,9	6.010,4
1958	-	487,0	50,0	537,0	5.880,7	6.417,7
1959	-	487,0	50,0	537,0	6.160,1	6.697,1
1960	-	487,0	55,9	542,9	6.310,0	6.852,9
1961	-	628,0	55,9	683,9	6.563,2	7.247,1
1962	-	695,6	55,9	751,5	6.982,9	7.734,4
1963	-	695,6	55,9	751,5	7.946,4	8.697,9
1964	-	843,6	55,9	899,5	8.861,2	9.760,7
1965	-	1.055,6	55,9	1.111,5	9.007,4	10.118,9
1966	-	1.130,6	372,9	1.503,5	9.487,4	10.990,9
1967	-	1.539,6	416,9	1.956,5	10.061,9	12.018,4
1968	-	1.539,6	780,9	2.320,5	10.302,0	12.622,4
1969	-	1.748,4	1.471,8	3.220,1	11.175,7	14.395,8
1970	533,6	1.748,4	1.472,9	3.754,8	12.739,7	16.494,6
1971	533,6	2.178,4	1.513,1	4.225,1	13.349,4	17.574,5
1972	546,8	2.736,4	2.808,1	6.091,3	13.427,6	19.518,9
1973	546,8	2.736,4	3.761,3	7.044,5	13.975,8	21.020,3
1974	546,8	3.101,9	3.789,9	7.438,6	14.179,0	21.617,6
1975	1.079,8	3.101,9	4.229,6	8.411,2	14.366,4	22.777,6
1976	1.079,8	3.451,9	4.645,1	9.176,8	14.931,7	24.108,5
1977	1.079,8	3.801,9	4.646,9	9.528,6	15.559,3	25.087,9
1978	1.079,8	3.984,9	4.687,4	9.752,1	15.971,8	25.723,9
1979	1.079,8	5.034,9	5.248,8	11.363,4	15.977,2	27.340,7
1980	1.079,8	6.261,9	5.308,5	12.650,2	16.020,7	28.670,9
1981	1.079,8	7.099,9	5.347,0	13.526,7	17.017,0	30.543,7
1982	1.079,8	7.544,9	5.438,0	14.062,7	17.309,6	31.372,2
1983	1.079,8	7.544,9	5.445,5	14.070,2	18.551,5	32.621,7
1984	1.079,8	9.324,9	5.545,5	15.950,2	19.610,4	35.560,6
1985	1.080,4	10.998,6	5.553,4	17.632,3	21.267,4	38.899,7
1986	1.080,4	10.948,6	5.595,7	17.624,6	22.859,9	40.484,5
1987	1.085,2	10.962,6	5.622,7	17.670,5	23.972,4	41.642,9
1988	1.106,2	10.962,6	5.733,2	17.802,0	25.485,7	43.287,7
1989	1.165,2	10.962,6	5.953,5	18.081,3	26.607,2	44.688,5
1990	1.291,3	10.962,6	6.094,9	18.348,7	26.757,9	45.106,6
1991	1.382,1	10.776,3	6.220,8	18.379,1	26.902,0	45.281,1
1992	1.472,3	10.776,3	6.354,9	18.603,5	27.105,2	45.708,7
1993	1.664,7	10.826,3	6.454,9	18.945,9	27.291,5	46.237,5
1994	1.944,3	10.826,3	6.548,1	19.318,6	27.677,9	46.996,5
1995	2.094,0	10.986,3	6.834,0	19.914,3	27.858,3	47.772,6
1996	2.413,3	10.986,3	7.017,6	20.417,2	28.168,0	48.585,2
1997	2.619,9	11.796,3	7.088,8	21.504,9	28.805,7	50.310,6
1998	2.894,8	11.796,3	7.124,3	21.815,4	29.217,0	51.032,4
1999	3.165,9	11.796,3	7.131,8	22.094,0	30.240,2	52.334,2
2000	3.555,0	11.796,3	7.334,4	22.685,7	31.467,1	54.152,8
2001	3.962,3	11.796,3	7.416,1	23.174,6	32.524,8	55.699,4
2002	6.808,2	11.796,3	7.491,8	26.096,2	34.597,6	60.693,8
2003	7.397,5	11.796,3	7.246,1	26.439,9	37.156,7	63.596,7
2004	11.291,8	11.796,3	6.781,3	29.869,4	39.550,3	69.419,7
2005	13.686,8	11.796,3	6.806,3	32.289,4	41.703,0	73.992,4
2006	16.896,1	11.796,3	7.107,8	35.800,2	44.383,0	80.183,2
2007	18.304,3	11.796,3	7.103,0	37.203,6	46.921,5	84.125,2
2008	19.533,2	11.691,2	7.115,5	38.339,9	51.696,2	90.036,1
2009	19.995,5	11.691,2	7.115,5	38.802,2	53.366,2	92.168,4
2010	21.706,0	11.691,2	7.350,4	40.747,6	54.716,1	95.463,8
2011	22.995,0	11.691,2	7.323,8	42.010,1	55.923,8	97.933,9
2012	23.045,3	11.550,2	7.343,6	41.939,2	57.092,5	99.031,6
2013	23.053,8	11.550,2	7.343,6	41.947,7	58.225,4	100.173,1
2014	23.053,8	11.550,2	7.343,6	41.947,7	57.296,9	99.244,6
2015	23.053,8	11.550,2	7.343,6	41.947,7	56.397,2	98.344,9

Tabelle 28: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Spanien, (Platts, 2015)

Jahr	Gas	Kohle	Öl	Fossil gesamt	Andere	Gesamt
-	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1950	-	562,4	-	562,4	277,7	840,1
1951	-	582,9	-	582,9	308,0	890,9
1952	-	732,2	-	732,2	308,0	1.040,2
1953	-	834,4	-	834,4	320,4	1.154,8
1954	-	1.125,4	-	1.125,4	329,4	1.454,8
1955	-	1.632,9	-	1.632,9	329,4	1.962,3
1956	-	1.834,7	-	1.834,7	331,2	2.165,9
1957	-	2.264,0	4,0	2.268,0	332,8	2.600,8
1958	-	2.882,3	4,0	2.886,3	346,0	3.232,3
1959	-	2.953,1	4,0	2.957,1	346,0	3.303,1
1960	-	3.487,0	4,0	3.491,0	349,3	3.840,3
1961	-	3.743,1	4,0	3.747,1	385,7	4.132,8
1962	-	4.344,6	4,0	4.348,6	389,7	4.738,3
1963	-	5.002,1	4,0	5.006,1	411,4	5.417,5
1964	-	5.878,3	114,0	5.992,3	411,8	6.404,1
1965	-	6.426,8	114,0	6.540,8	412,4	6.953,2
1966	-	7.598,3	114,0	7.712,3	412,4	8.124,7
1967	-	8.354,8	169,0	8.523,8	438,7	8.962,5
1968	-	8.858,1	169,0	9.027,1	643,5	9.670,6
1969	11,6	9.735,4	169,0	9.916,0	747,1	10.663,1
1970	11,6	10.339,4	224,0	10.575,0	957,3	11.532,3
1971	11,6	10.820,6	224,0	11.056,2	957,3	12.013,5
1972	11,6	12.479,8	224,0	12.715,4	957,4	13.672,8
1973	11,6	14.107,2	279,0	14.397,8	957,4	15.355,2
1974	11,6	15.609,6	351,0	15.972,2	957,4	16.929,6
1975	11,6	16.703,1	351,0	17.065,7	957,4	18.023,1
1976	11,6	17.344,5	363,0	17.719,1	957,4	18.676,5
1977	11,6	18.695,5	363,0	19.070,1	957,4	20.027,5
1978	11,6	21.077,3	363,0	21.451,9	957,4	22.409,3
1979	11,6	21.912,3	363,0	22.286,9	1.457,4	23.744,3
1980	11,6	22.480,7	418,0	22.910,3	1.457,4	24.367,7
1981	11,6	22.783,9	453,0	23.248,5	1.457,4	24.705,9
1982	11,6	23.696,9	453,0	24.161,5	1.457,4	25.618,9
1983	11,6	24.323,9	453,0	24.788,5	2.177,4	26.965,9
1984	11,6	25.450,9	453,0	25.915,5	2.177,4	28.092,9
1985	11,6	26.739,9	488,0	27.239,5	2.177,5	29.417,0
1986	11,6	27.525,9	488,0	28.025,5	2.177,3	30.202,8
1987	11,6	28.010,7	488,0	28.510,3	2.195,3	30.705,7
1988	11,6	28.738,7	488,0	29.238,3	2.195,3	31.433,7
1989	11,6	28.767,5	488,0	29.267,1	2.195,3	31.462,4
1990	11,6	28.832,1	488,0	29.331,7	2.195,3	31.527,0
1991	11,6	29.027,5	494,0	29.533,1	2.195,8	31.728,9
1992	11,6	29.170,1	494,0	29.675,7	2.197,4	31.873,1
1993	11,6	29.694,9	494,0	30.200,5	2.215,9	32.416,5
1994	11,6	30.140,4	494,0	30.646,0	2.226,7	32.872,7
1995	11,6	30.205,2	494,0	30.710,8	2.227,0	32.937,8
1996	11,6	30.590,1	494,0	31.095,7	2.228,1	33.323,9
1997	11,6	31.040,1	494,0	31.545,7	2.325,9	33.871,7
1998	18,9	31.706,9	494,0	32.219,8	2.333,8	34.553,6
1999	71,9	31.673,1	494,0	32.239,0	2.345,3	34.584,3
2000	155,8	31.908,1	494,0	32.557,9	2.469,2	35.027,1
2001	166,5	31.817,1	564,0	32.547,6	2.502,8	35.050,4
2002	336,6	32.182,6	564,0	33.083,2	2.595,1	35.678,3
2003	455,4	32.434,6	564,0	33.454,1	2.603,6	36.057,7
2004	610,6	32.410,6	564,0	33.585,3	2.684,9	36.270,2
2005	610,6	32.244,6	564,0	33.419,3	2.727,5	36.146,8
2006	610,6	32.217,8	564,0	33.392,5	2.820,9	36.213,4
2007	621,5	32.200,8	564,0	33.386,4	2.980,8	36.367,1
2008	621,5	32.432,3	564,0	33.617,9	3.154,8	36.772,7
2009	621,5	32.907,3	564,0	34.092,9	3.459,7	37.552,6
2010	627,5	32.978,5	564,0	34.170,1	3.904,9	38.075,0
2011	637,6	33.836,5	564,0	35.038,1	4.190,1	39.228,2
2012	679,6	33.774,0	566,5	35.020,1	4.896,3	39.916,4
2013	686,4	33.194,0	566,5	34.446,9	5.802,5	40.249,4
2014	746,4	32.929,0	566,5	34.241,9	6.032,6	40.274,5
2015	746,4	32.474,1	566,5	33.787,0	6.041,9	39.828,9

Tabelle 29: Kumulierte Entwicklung der Installierten Leistung in Polen, (Platts, 2015)

Land	Nuklear		Fossil gesamt		Braunkohle		Steinkohle		Gas		Öl		gemischter Brenn- stoff		gesamt Erneuer- bar		Wind		Solar		Biomasse		Wasser		Andere		Gesamt				
	MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		
-																															
AT Österreich	0		7846	0	1171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13427	244	0	0	0	23822	3638	
BA Bosnien Herzegovina	0		1578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BE Belgien	5926		6639	0	410	0	6019	210	0	6115	1939	2986	0	6115	1939	2986	1190	1425	0	20105	0	20105	0	13520	0	0	0	0	13520	0	13520
BG Bulgarien	2000		6585	4199	1548	0	838	0	0	1744	701	1039	0	1744	701	1039	47	3191	0	13520	0	13520	0	13520	0	0	0	0	13520	0	13520
CH Schweiz	3308		426	0	0	0	0	0	0	775	49	437	0	775	49	437	289	13805	243	18557	0	18557	0	18557	0	0	0	0	18557	0	18557
CY Zypern	0		1478	0	0	0	0	0	0	144	144	0	144	144	0	0	0	0	0	1622	0	1622	0	1622	0	0	0	0	1622	0	1622
CZ Tschechien	4040		12054	0	0	0	2023	0	10031	2339	278	2061	0	2339	278	2061	0	2261	0	20694	0	20694	0	20694	0	0	0	0	20694	0	20694
DE Deutschland	12068		85267	21179	27175	0	28047	4143	81487	37981	37981	37981	0	81487	37981	37981	6359	10662	0	189484	0	189484	0	189484	0	0	0	0	189484	0	189484
DK Dänemark	0		8913	0	4923	0	3087	859	6111	4897	606	608	9	6111	4897	606	608	9	0	15033	0	15033	0	15033	0	0	0	0	15033	0	15033
EE Estland	0		2300	0	0	0	241	12	250	403	301	101	8	403	301	101	0	8	0	2711	0	2711	0	2711	0	0	0	0	2711	0	2711
ES Spanien	7866		48109	1102	10468	0	33338	3150	30506	22772	6902	716	19396	30506	22772	6902	716	19396	432	106309	0	106309	0	106309	0	0	0	0	106309	0	106309
FI Finnland	2752		8703	0	3445	0	1824	1738	1696	2589	504	0	2085	2589	504	0	2085	3234	175	17453	0	17453	0	17453	0	0	0	0	17453	0	17453
FR Frankreich	63130		24411	0	5119	0	10409	8883	0	15991	9120	5292	1254	15991	9120	5292	1254	25411	0	128943	0	128943	0	128943	0	0	0	0	128943	0	128943
GB Vereinigtes Königreich	9749		53287	0	20524	0	30485	2278	0	7926	6528	0	1398	7926	6528	0	1398	3969	0	74931	0	74931	0	74931	0	0	0	0	74931	0	74931
GR Griechenland	0		10056	4456	0	0	4902	698	0	4144	1662	2436	0	4144	1662	2436	47	3237	99	17536	0	17536	0	17536	0	0	0	0	17536	0	17536
HR Kroatien	0		1770	0	325	0	496	320	629	390	340	30	20	390	340	30	20	2112	0	4272	0	4272	0	4272	0	0	0	0	4272	0	4272
HU Ungarn	1890		6095	731	168	0	4786	410	0	532	329	6	197	532	329	6	197	57	0	8574	0	8574	0	8574	0	0	0	0	8574	0	8574
IE Irland	0		6241	346	855	0	3756	1128	156	2220	2165	0	55	2220	2165	0	55	530	169	9160	0	9160	0	9160	0	0	0	0	9160	0	9160
IS Island	0		63	0	0	0	0	63	0	665	2	0	0	665	2	0	0	1860	0	2588	0	2588	0	2588	0	0	0	0	2588	0	2588
IT Italien	0		71254	0	6393	0	35750	15780	13331	31688	8542	18620	4256	31688	8542	18620	4256	22009	0	124951	0	124951	0	124951	0	0	0	0	124951	0	124951
LT Litauen	0		2620	0	0	0	579	0	2041	435	288	69	78	435	288	69	78	1026	10	4091	0	4091	0	4091	0	0	0	0	4091	0	4091
LU Luxemburg	0		495	0	0	0	495	0	0	177	57	109	11	177	57	109	11	1334	21	2027	0	2027	0	2027	0	0	0	0	2027	0	2027
LV Lettland	0		905	0	0	0	820	0	85	140	58	0	82	140	58	0	82	1578	0	2623	0	2623	0	2623	0	0	0	0	2623	0	2623
ME Montenegro	0		220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	660	0	880	0	880	0	880	0	0	0	0	880	0	880
MK Mazedonien	0		1157	718	0	0	250	189	0	36	36	0	0	36	36	0	0	539	0	1732	0	1732	0	1732	0	0	0	0	1732	0	1732
NI Nordirland	0		5904	0	3836	0	2064	4	0	1550	1447	0	43	1550	1447	0	43	12	0	7466	0	7466	0	7466	0	0	0	0	7466	0	7466
NL Niederlande	492		27729	0	7270	0	19590	0	869	4274	2874	1000	400	4274	2874	1000	400	38	680	33213	0	33213	0	33213	0	0	0	0	33213	0	33213
NO Norwegen	0		1090	0	0	0	1090	0	0	757	814	0	0	757	814	0	0	31062	0	32909	0	32909	0	32909	0	0	0	0	32909	0	32909
PL Polen	0		29098	8519	17309	0	944	0	0	4548	3753	23	772	4548	3753	23	772	2354	0	36000	0	36000	0	36000	0	0	0	0	36000	0	36000
PT Portugal	0		7025	0	1756	0	4717	120	0	5185	4540	396	187	5185	4540	396	187	5684	0	17894	0	17894	0	17894	0	0	0	0	17894	0	17894
RO Rumänien	1300		9355	4094	1148	0	2390	0	1723	4150	2894	1162	94	4150	2894	1162	94	6332	0,05	21137,1	0	21137,1	0	21137,1	0	0	0	0	21137,1	0	21137,1
RS Serbien	0		5574	5263	0	0	0	0	0	311	0	0	0	311	0	0	0	2990	0	8564	0	8564	0	8564	0	0	0	0	8564	0	8564
SE Schweden	9528		5285	0	225	0	879	3622	559	8581	5420	79	3062	8581	5420	79	3062	16155	0	39549	0	39549	0	39549	0	0	0	0	39549	0	39549
SI Slowenien	696		1214	553	222	0	84	0	355	302	2	260	40	355	302	2	260	1245	0	3457	0	3457	0	3457	0	0	0	0	3457	0	3457
SK Slowakei	1940		2692	568	440	0	1076	195	413	908	3	531	254	908	3	531	254	2536	0	8076	0	8076	0	8076	0	0	0	0	8076	0	8076

Tabelle 30: Installierte Leistung in den Ländern der Europäischen Union und ausgewählten Länder, (ENTSO-E, 2014)

Land	Nuklear TWh	Fossil gesamt TWh	Braun- kohle TWh	Stein- kohle TWh	Gas TWh	Öl TWh	gemischter Brenn- stoff TWh	Andere Fossil TWh	gesamt Erneuer- bar TWh	Wind TWh	Solar TWh	Bio- masse TWh	Andere Erneuer- bar TWh	Wasser TWh	Andere TWh	Gesamt TWh
BA Bosnien Herzegovina	0	11,2	0	3	5,2	0,6	0	2,5	5,8	3	0	0	2,8	40,2	8,3	65,5
BE Belgien	32,1	22,4	0	4	18,3	0,04	0	0	11,8	4,4	2,8	4,5	0	1,4	0	67,7
BG Bulgarien	14,7	19,6	15,6	2,4	1,6	0	0	0	2,7	1,3	1,2	0,1	0	4,7	0	41,7
CH Schweiz	26,4	2,1	0	0	0	0	0	2,1	2	0,1	0	0	1,8	39,3	0	69,7
CY Zypern	0	4	0	0	0	4	0	0	0,2	0,2	0	0	0	0	0	4,2
CZ Tschechien	28,6	41,7	32,6	4,6	4,4	0,05	0	0,1	6,8	0,5	2,1	1,8	2,4	3	0	80
DE Deutschland	91,8	306	148,7	102,8	38,2	1,3	14,9	0	126,9	55,2	34,8	35,5	1,4	23,9	0	548,5
DK Dänemark	0	14,6	0	10,8	3,8	0,05	0	0	16	13,1	0,6	2,3	0	0,02	0	30,6
EE Estland	0	9,6	0	0	0	0	0	9,6	1,3	0,6	0	0,7	0	0,03	0	10,9
ES Spanien	54,8	99,2	4,5	39,3	46,2	9,2	0	0	69,8	5,1	13,1	5,7	0,001	42,4	0,2	266,5
FI Finnland	22,7	16,6	0	8,2	5,2	0,2	3	0	12,1	1,1	0	11	0	13,2	0,8	65,4
FR Frankreich	415,9	27,4	0	8,3	14,4	4,8	0	0	29,6	17	6	6,6	0	68,4	0	541,2
GB Vereinigtes Königreich	59,9	212,4	0	103,8	87,3	0,01	0	0	35,3	21,2	0	0	0	7,8	0	363,6
GR Griechenland	0	29,1	22,7	0	6,5	0	0	0	7,1	3	3,9	0,2	0	4,6	0	40,8
HR Kroatien	0	2,9	0	2,1	0,4	0	0,3	0	0,7	0,7	0	0	0	8,3	0	12
HU Ungarn	14,6	8,9	5,5	0,6	2,7	0,04	0	0	2,3	0,6	0,01	1,7	0	0,3	0	26,1
IE Irland	0	18,2	2,6	3,9	11,6	0,02	0,1	0	5,4	5,1	0	0	0,2	1	0	24,5
IS Island	0	0	0	0	0	0	0	0	4,9	0	0	0	4,9	12,8	0	17,7
IT Italien	0	160	0	35,2	93,3	17,3	11,3	2,8	48,9	15,1	23,3	5	5,6	58	0	266,9
LT Litauen	0	1,9	0	0	1,1	0	0,7	0,2	1,1	0,6	0,1	0,3	0	1,1	0	4,1
LU Luxemburg	0	1,4	0	0	1,4	0	0	0	0,2	0,1	0,1	0,1	0	1,2	0,1	2,8
LV Lettland	0	2,3	0	0	1,7	0	0,6	0	0,8	0,1	0	0,3	0,3	2,1	0	5,1
ME Montenegro	0	1,3	1,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,8	0	4,1
MK Mazedonien	0	3,7	3,5	0	0,2	0	0	0	0,04	0,04	0	0	0	1,1	0	4,9
NL Nordirland	0	6,4	0	2,1	3,8	0	0,5	0	1,5	1,4	0	0,1	0,04	0,01	0	8
NL Niederlande	4,1	80,4	0	0	0	0	0	80,4	11,6	5,8	0,1	5,8	0	0,1	0	96,2
NO Norwegen	0	3,5	0	0	3,5	0	0	0	2,3	2,3	0	0	0	136,6	0	142,4
PL Polen	0	128,6	49,6	67,2	3,2	0	0	8,6	14,3	7,3	0	7	0	2,7	0	145,6
PT Portugal	0	17,7	0	11,1	6,3	0,1	0	0,2	15,1	11,8	0,6	2,7	0	16,2	0	49
RO Rumänien	10,7	23	13,3	2,5	2,7	0	4,5	0	8,3	6,1	1,6	0,5	0	18,6	0	60,7
RS Serbien	0	25,4	25,3	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,5	0	36,8
SE Schweden	62,2	3,5	0	0,5	0,9	0,1	2	0	21,3	11,5	0	9,8	0	64,2	0	151,2
SI Slowenien	6,1	3,3	2,8	0,5	0,01	0	0	0,1	0,5	0,002	0,2	0,1	0,1	6,3	0,1	16,3
SK Slowakei	14,5	4,6	1,7	1	1,7	0,2	0	0	1,7	0,01	0,5	0,9	0,3	4,5	0,1	25,4

Tabelle 31: Erzeugte Leistung in den Ländern der Europäischen Union und ausgewählten Ländern, (ENTSO-E, 2014)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
AT Österreich	2310	2090	1820	2020	2000
BE Belgien	2410	2710	3050	3110	3280
BG Bulgarien	100	100	190	180	410
CY Zypern	20	0	10	20	20
CZ Tschechien	670	820	1560	1810	1600
DE Deutschland	18020	19150	20760	22330	25470
DK Dänemark	100	320	990	1000	1210
EE Estland	50	60	100	130	150
ES Spanien	4480	7480	8470	8580	10430
FI Finnland	270	310	270	340	300
FR Frankreich	5990	5740	5580	5300	7250
GB Vereinigtes Königreich	10580	10190	12310	11630	13370
GR Griechenland	50	90	150	330	680
HR Kroatien	0	10	10	20	30
HU Ungarn	300	360	430	530	620
IE Irland	250	260	420	440	510
IT Italien	8550	8040	9580	12300	10360
LT Litauen	210	330	340	310	330
LU Luxemburg	90	90	80	100	90
LV Lettland	120	150	140	160	220
M Malta	50	40	60	70	50
NL Niederlande	2710	2640	3120	2750	2740
PL Polen	720	1020	860	1130	970
PT Portugal	510	700	970	790	790
RO Rumänien	490	470	550	730	680
SE Schweden	3320	3220	2960	2660	2690
SI Slowenien	60	60	80	90	100
SK Slowakei	130	250	340	570	590
EU- Ebene	3270	8410	9070	12010	12460
Gesamt	65830	75110	84270	91440	99420

Tabelle 32: Subventionen in der Europäischen Union nach Ländern, (Ecofys, 2014)

Technologie	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
Solar	3430	6380	9150	14580	14700
Windoffshore	40	130	550	1140	1360
Windonshore	5610	6660	7350	7730	9830
Biomasse	4450	5580	6750	7330	8310
Wasser	6260	6350	6450	4990	5020
Geothermal	190	190	170	180	70
Andere Erneuerbar	940	910	980	760	1030
Gesamt Erneuerbar	20920	26190	31390	36700	40320
Kohle	7230	8220	7790	9380	9740
Gas	4380	5630	6060	6350	6550
Öl	0	0	0	0	0
Andere fossil	130	170	360	200	40
Gesamt fossil	11750	14010	14210	15920	16330
Wärmepumpen	40	30	30	10	0
Nuklear	3500	5180	5130	5830	6560
Infrastruktur	30	30	410	290	200
Unterstützung Energiebedarf	23690	23100	25950	25470	27360
Unterstützung Energieeinsparungen	5820	6500	7040	7120	8590
Andere	90	80	100	100	60
Gesamt	65830	75140	84270	91460	99420

Tabelle 33: Subventionen in der Europäischen Union nach Technologie, (Ecofys, 2014)

Sektor	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
Unterstützung Investition	8170	12600	13040	14710	14670
Unterstützung Energiebe- darf	23680	23110	25950	25470	27350
Unterstützung Energieein- sparungen	5830	6500	7030	7130	8590
Unterstützung Produktion	27590	32360	37600	43450	48100
Unterstützung Forschung und Entwicklung	580	530	630	680	730
Gesamt	65830	75120	84270	91440	99420

Tabelle 34: Subventionen in der Europäischen Union nach Sektor, (Ecofys, 2014)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
AT Österreich	0	0	0	0	0
BE Belgien	10	0	0	0	0
BG Bulgarien	0	0	0	0	0
CY Zypern	0	0	0	0	0
CZ Tschechien	260	360	280	300	260
DE Deutschland	3780	3360	3250	3240	3100
DK Dänemark	0	0	0	0	0
EE Estland	10	30	30	30	40
ES Spanien	320	340	350	760	840
FI Finnland	0	0	0	0	0
FR Frankreich	10	10	0	0	0
GB Vereinigtes Königreich	0	0	0	0	0
GR Griechenland	0	0	0	0	0
HR Kroatien	0	0	0	0	0
HU Ungarn	0	0	0	0	20
IE Irland	20	10	70	110	150
IT Italien	440	280	250	210	250
LT Litauen	0	0	0	0	0
LU Luxemburg	0	0	0	0	0
LV Lettland	0	0	0	0	0
M Malta	0	0	0	0	0
NL Niederlande	40	50	70	50	50
PL Polen	680	920	760	980	730
PT Portugal	0	0	0	0	0
RO Rumänien	110	80	60	150	210
SE Schweden	530	380	340	340	380
SI Slowenien	30	30	20	20	20
SK Slowakei	60	60	70	70	50
EU- Ebene	930	2300	2220	3100	3630
Gesamt	7230	8220	7790	9380	9740

Tabelle 35: Kohlesubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro	Mio. Euro
AT Österreich	10	10	10	10	0
BE Belgien	20	20	20	20	10
BG Bulgarien	0	0	0	0	0
CY Zypern	0	0	0	0	0
CZ Tschechien	0	0	0	0	0
DE Deutschland	550	570	590	570	490
DK Dänemark	0	0	0	0	0
EE Estland	30	10	20	20	10
ES Spanien	830	1120	1450	1490	1860
FI Finnland	0	0	0	0	0
FR Frankreich	10	10	0	0	0
GB Vereinigtes Königreich	0	0	0	0	0
GR Griechenland	0	0	0	0	0
HR Kroatien	0	0	0	0	0
HU Ungarn	130	140	140	220	290
IE Irland	40	30	200	230	250
IT Italien	1570	930	850	610	600
LT Litauen	100	170	130	110	140
LU Luxemburg	0	0	0	0	0
LV Lettland	70	90	90	90	130
M Malta	0	0	0	0	0
NL Niederlande	100	130	200	140	120
PL Polen	20	30	20	30	30
PT Portugal	0	0	0	0	0
RO Rumänien	0	0	0	50	70
SE Schweden	140	360	370	270	270
SI Slowenien	0	0	10	10	10
SK Slowakei	0	0	0	0	0
EU- Ebene	780	1990	1960	2470	2270
Gesamt	4380	5630	6060	6350	6550

Tabelle 36: Gassubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro
DE Deutschland	6890	7230	9360	11020	13500
ES Spanien	2800	5360	6000	5560	6740
FR Frankreich	4120	3750	3710	3410	4200
IT Italien	2960	2920	4080	6230	3240
NL Niederlande	800	730	820	860	880
PT Portugal	420	590	850	670	690

Tabelle 37: Erneuerbaresubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro	Mio.Euro
CZ Tschechien	30	40	50	50	50
FR Frankreich	170	220	70	60	60
HU Ungarn	90	90	80	80	70
GB Vereinigtes Königreich	1910	2020	2060	2110	2770

Tabelle 38: Kernenergiesubventionen in der Europäischen Union, (Ecofys, 2014)

Land	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
-	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW
AT Österreich	121,58	100,81	86,32	89,27	86,34
BE Belgien	144,15	153,43	163,16	155,29	157,59
DE Deutschland	133,78	137,28	136,40	153,98	144,95
ES Spanien	49,58	80,81	92,01	88,34	102,53
FR Frankreich	50,91	47,74	45,18	41,77	56,21
GB Vereinigtes Königreich	146,94	137,70	154,44	146,00	171,73
IT Italien	86,69	79,25	89,96	103,85	83,39
NL Niederlande	107,28	99,81	122,52	113,97	103,70

Tabelle 39: Subventionen je installierter Leistung und erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

Land	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
-	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh
AT Österreich	34,60	30,37	25,75	30,89	27,77
BE Belgien	29,61	30,96	33,36	36,32	42,80
DE Deutschland	30,68	34,92	36,22	40,03	44,62
ES Spanien	15,68	27,63	30,98	32,39	36,80
FR Frankreich	10,91	11,06	10,14	9,76	13,39
GB Vereinigtes Königreich	27,21	27,05	32,24	31,63	36,63
IT Italien	27,83	28,59	32,95	42,21	36,01
NL Niederlande	25,97	24,46	27,44	25,22	28,34

Tabelle 40: Subventionen je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW
CZ Tschechien	29,14	40,55	31,63	33,84	29,40
DE Deutschland	67,01	60,34	59,13	59,70	55,74
ES Spanien	27,37	29,08	29,94	65,01	72,73
IT Italien	39,60	25,36	20,45	17,18	20,45
PL Polen	20,97	27,96	23,05	28,96	21,61
SE Schweden	901,19	448,05	400,89	400,89	448,05

Tabelle 41: Subventionen auf Kohle je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh
CZ Tschechien	5,27	8,73	6,61	7,11	6,55
DE Deutschland	13,74	13,26	12,36	12,34	11,19
ES Spanien	4,34	10,57	16,58	18,46	15,43
IT Italien	5,52	7,80	6,96	4,34	5,42
PL Polen	3,03	6,98	5,58	6,92	5,62
SE Schweden	469,03	310,20	192,09	270,92	433,79

Tabelle 42: Subventionen auf Kohle je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW
DE Deutschland	26,08	27,26	26,82	25,42	21,81
ES Spanien	42,49	56,01	66,80	64,80	80,71
HU Ungarn	29,86	32,16	32,14	42,43	55,93
IE Irland	12,53	9,38	49,06	56,40	61,29
IT Italien	41,32	24,10	20,92	14,54	14,17
SE Schweden	467,76	1202,81	1236,22	902,10	902,10

Tabelle 43: Subventionen auf Gas je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh
DE Deutschland	6,18	7,05	6,61	6,62	6,41
ES Spanien	7,57	10,72	16,58	19,49	26,55
HU Ungarn	11,80	14,52	13,20	20,98	35,30
IE Irland	2,39	1,84	11,66	15,94	19,12
IT Italien	9,00	6,50	5,98	4,78	5,01
SE Schweden	85,11	190,98	99,44	117,44	214,29

Tabelle 44: Subventionen auf Gas je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW
DE Deutschland	212,65	192,80	197,47	205,86	190,41
ES Spanien	142,09	229,76	243,50	208,72	226,81
FR Frankreich	961,94	668,93	490,81	323,59	333,10
IT Italien	639,72	434,78	408,33	305,11	113,01
NL Niederlande	263,50	240,84	278,63	352,60	334,86
PT Portugal	134,14	149,56	194,51	151,82	149,54

Tabelle 45: Subventionen auf Erneuerbare je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh
DE Deutschland	103,81	105,17	126,83	127,96	127,17
ES Spanien	72,54	128,99	108,98	100,52	103,84
FR Frankreich	429,39	306,57	247,60	170,00	170,10
IT Italien	288,84	239,76	255,48	241,87	87,04
NL Niederlande	90,23	87,60	78,91	71,05	56,12
PT Portugal	443,04	62,32	73,72	38,83	53,11

Tabelle 46: Subventionen auf Erneuerbare je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016), (BMWi, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW	Mio.Euro/GW
CZ Tschechien	8,48	11,12	13,64	13,54	13,16
FR Frankreich	2,69	3,48	1,11	0,95	0,95
HU Ungarn	49,40	49,40	42,28	42,28	37,00
GB Vereinigtes Königreich	180,05	190,42	194,19	202,94	284,80

Tabelle 47: Subventionen auf Kernenergie je installierter Leistung in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

Land	2008	2009	2010	2011	2012
-	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh	Mio.Euro/TWh
CZ Tschechien	1,20	1,56	1,89	1,87	1,75
FR Frankreich	0,41	0,56	0,17	0,14	0,15
HU Ungarn	6,44	6,18	5,39	5,43	4,74
GB Vereinigtes Königreich	36,39	29,23	33,15	30,59	39,34

Tabelle 48: Subventionen auf Kernenergie je erzeugter Energie in der EU von 2008 bis 2012 in ausgewählten Ländern, (Ecofys, 2014), (ENTSO-E, 2016)

		Wirkungsgrad in Prozent												
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
Kohle	FR	39,50	41,70	42,90	38,20	39,30	38,50	38,90	35,80	39,50	37,10	37,20	38,30	
	DE	34,40	35,10	35,10	35,60	35,80	36,30	36,20	36,50	37,60	37,90	38,60	37,30	
	DK+FI+SE+NO	39,50	39,60	39,60	40,70	41,40	41,60	41,00	40,70	40,40	41,70	41,20	41,50	
	UK+IE	37,30	38,10	36,90	38,30	38,20	39,20	39,10	37,60	37,30	37,60	38,10	37,50	
Gas	FR	41,30	41,00	41,00	43,70	43,00	50,60	46,40	40,60	40,10	39,70	49,50	46,00	
	DE	32,60	31,30	30,00	30,70	29,10	35,20	33,60	34,70	37,20	36,30	39,00	38,50	
	DK+FI+SE+NO	44,50	44,80	43,90	43,70	42,40	39,50	42,70	40,70	43,80	45,30	45,40	45,80	
	UK+IE	40,40	41,90	35,10	40,60	45,60	47,30	47,10	49,40	49,30	50,00	50,10	50,40	
Öl	FR	37,90	38,30	38,40	37,10	35,80	36,30	36,20	37,00	35,40	33,50	72,30	54,60	
	DE	27,80	30,00	29,60	26,40	26,30	28,30	30,40	30,40	31,40	31,80	22,90	26,90	
	DK+FI+SE+NO	36,70	37,10	40,20	39,20	41,90	40,60	39,90	38,60	37,00	40,00	39,10	38,70	
	UK+IE	40,60	38,20	38,90	37,60	31,60	34,00	36,00	36,50	40,70	46,80	44,20	42,70	

Tabelle 49: Entwicklung des Wirkungsgrades fossil-thermischer Kraftwerke in ausgewählten Ländern von 1990 bis 2001, (Ecofys, 2015)

		Wirkungsgrad in Prozent										
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Kohle	FR	38,80	39,60	39,40	39,50	39,10	38,70	40,40	39,50	45,30	43,30	37,00
	DE	37,80	38,70	38,70	38,40	38,00	38,00	38,40	38,00	38,50	38,50	38,70
	DK+FI+	41,50	41,20	40,00	39,70	40,30	40,40	39,80	40,30	40,70	40,40	39,70
	SE+NO											
	UK+IE	38,10	38,40	37,90	37,60	37,70	37,60	39,10	39,60	39,40	39,00	39,00
Gas	FR	47,50	47,60	49,20	48,90	48,20	47,60	45,70	34,60	31,70	34,00	43,00
	DE	38,10	42,80	42,50	43,00	43,50	45,10	45,90	45,00	46,30	47,70	47,00
	DK+FI+	45,20	46,20	47,10	47,00	47,40	46,90	47,20	46,40	47,90	47,20	45,20
	SE+NO											
	UK+IE	51,50	51,10	51,40	51,10	50,00	51,50	51,90	51,50	52,20	52,90	51,60
Öl	FR	57,00	51,10	45,30	35,60	33,70	35,80	32,90	25,70	29,20	30,30	31,40
	DE	42,60	36,60	37,80	40,20	39,20	39,00	39,40	38,50	38,90	39,70	38,60
	DK+FI+	39,50	42,00	36,10	36,90	37,90	37,20	38,80	33,40	37,30	35,90	33,20
	SE+NO											
	UK+IE	49,50	33,90	33,60	35,00	38,80	39,90	38,60	34,20	34,70	29,80	27,20

Tabelle 50: Entwicklung des Wirkungsgrades fossil-thermischer Kraftwerke in ausgewählten Ländern von 2002 bis 2012, (Ecofys, 2015)