



Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln

**Endbericht:**  
**Machbarkeitsstudie Innovations-Kraftwerk**  
**Duisburg**

**Im Auftrag der Stadtwerke Duisburg AG (SWDU)**  
**und in Zusammenarbeit mit dem VGB PowerTech**

**Köln, 09. September 2009**

## Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage und Fragestellung .....	5
2. Executive Summary .....	6
3. Methodisches Vorgehen .....	9
4. Allgemeine Parameter (Umwelt, Brennstoffe etc.) .....	11
4.1. Umwelt .....	11
4.2. Kraftwerksparameter .....	13
4.3. Brennstoffe.....	14
5. Technische Parameter Kraftwerk Innovationskraftwerk Duisburg.....	21
6. Wirtschaftliche Parameter des Innovationskraftwerks Duisburg.....	23
7. Wärme und Kälte.....	27
8. CCS für das Innovationskraftwerk Duisburg.....	30
9. Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerksvarianten .....	34
10. Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit - Trigger Value .....	46
11. Klimapolitik und Ökologie .....	51
12. Bedeutung für die Stadtwerke Duisburg AG .....	55
13. Bedeutung für die Stadt Duisburg.....	56
14. Bedeutung für andere Regionalversorger.....	57
15. Zusammenfassung und Ausblick .....	60
16. Literaturverzeichnis.....	62

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vier unterschiedliche Kraftwerksvarianten .....	6
Abbildung 2: Zweistufige Berechnung der Wirtschaftlichkeit .....	10
Abbildung 3: Stromnachfrageentwicklung in Deutschland (dena-Netzstudie II) in TWh .....	11
Abbildung 4: Entwicklung der Einspeisemengen von Strom aus erneuerbaren Energien .....	12
Abbildung 5: Entwicklung der Quote für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) .....	13
Abbildung 6: Bekannte Kraftwerksneubauten .....	14
Abbildung 7: Entwicklung der realen Steinkohlepreise .....	16
Abbildung 8: Realer CO <sub>2</sub> -Zertifikatpreis .....	18
Abbildung 9: Realer Strompreis .....	19
Abbildung 10: Indizierte reale Rohstoffpreise .....	20
Abbildung 11: Volllaststunden im Zeitverlauf .....	26
Abbildung 12: Absatz Wärme und Kälte .....	28
Abbildung 13: Zubau CCS-Kapazitäten .....	33
Abbildung 14: Kapitalwerte 600°C- und 700°C-Kraftwerk .....	34
Abbildung 15: Investitionskosten bis zum Betriebsstart .....	35
Abbildung 16: Unterschiedliche Investitionskosten .....	36
Abbildung 17: Lernrate und Outputmenge .....	37
Abbildung 18: Erwartete kumulierter Zubau an 700°C-Kraftwerken .....	38
Abbildung 19: Kapitalwerte inkl. CCS .....	39
Abbildung 20: Strommengenverluste durch CCS .....	40
Abbildung 21: DCF von CCS im Zeitverlauf .....	41
Abbildung 22: 15%-Investitionsförderung ohne CCS .....	42
Abbildung 23: 15%-Investitionsförderung mit CCS .....	43
Abbildung 24: Abnehmende freie Zuteilung von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten .....	44
Abbildung 25: Veränderung durch nicht mehr freie CO <sub>2</sub> -Zuteilung .....	45
Abbildung 26: Sensitivität bei 1%tiger Veränderung .....	47
Abbildung 27: Sensitivität Eigenkapitalverzinsung und Eigenkapitalanteil .....	47
Abbildung 28: Sensitivität 600°C-Kraftwerk: Volllaststunden und Eigenkapitalverzinsung ....	48
Abbildung 29: Histogramm für 600°C-Kraftwerk bei Veränderung CO <sub>2</sub> -Preis .....	49
Abbildung 30: Histogramm für 700°C-Kraftwerk bei Veränderung CO <sub>2</sub> -Preis .....	50

---

Abbildung 31: Auswirkungen der unterschiedlichen Wirkungsgrade .....	51
Abbildung 32: CO2 Emissionen bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme .....	53
Abbildung 33: CO2-Abspaltung durch CCS.....	54

## 1. Ausgangslage und Fragestellung

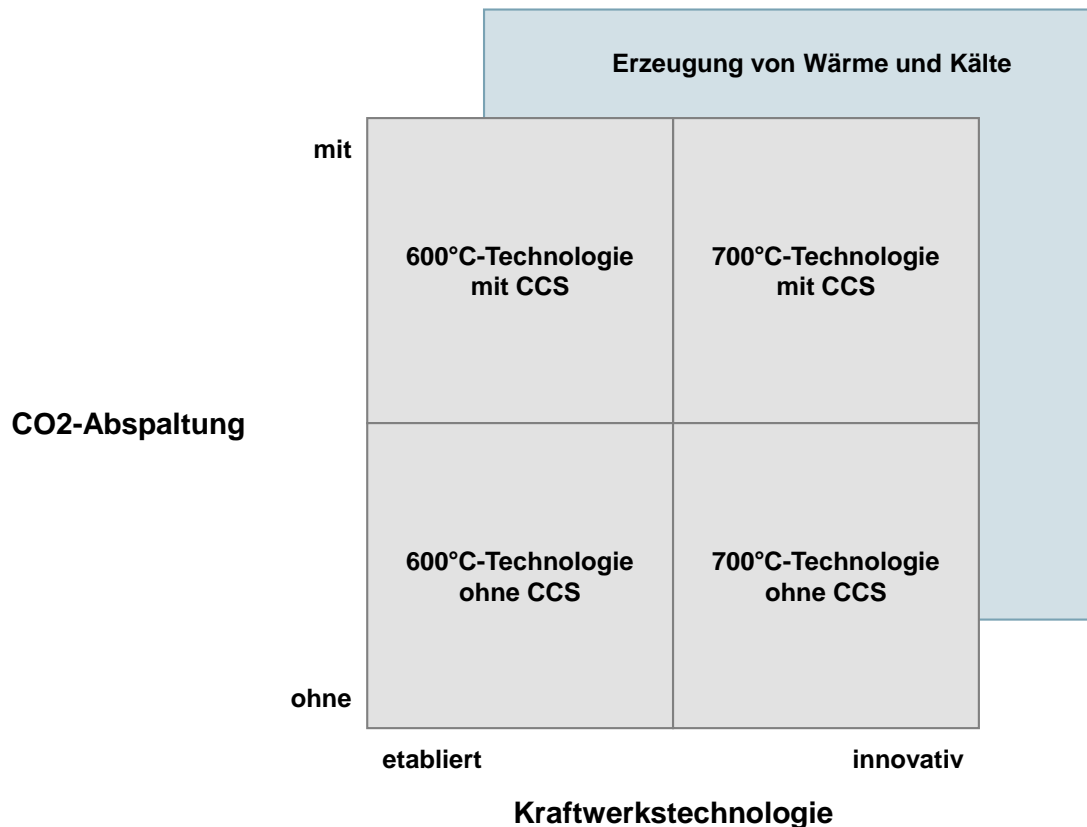
Die Stadtwerke Duisburg AG (nachfolgend nur SWDU) betreiben zurzeit zwei stadtnahe Steinkohlekraftwerke, in denen neben Strom auch Fernwärme für das eigene Fernwärmenetz produziert wird, mit dem bereits heute über 20% der Duisburger Haushalte mit Wärme versorgt werden. Die Kraftwerke müssen in absehbarer Zeit abgeschaltet werden, so dass eine Ersatzinvestition im Zeitraum von 2014 bis 2020 notwendig wird, um weiterhin die Stromproduktion und die Fernwärmeversorgung sicherzustellen.

Nach ersten Überlegungen soll ein neues innovatives Kraftwerk auf Steinkohlebasis mit ca. 400 MW elektrischer und 300 MW thermischer Leistung einschließlich einer Kälteproduktion und der Abspaltung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture Storage) die vorhandenen Altanlagen ersetzen.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist es sinnvoll, die Machbarkeitsstudie des Innovations-Kraftwerks Duisburg durchzuführen. Vorrangiges Ziel der Untersuchung ist es, aus vier möglichen Neubauvarianten die wirtschaftlich beste und infolge höchstmöglicher Effizienz zugleich umweltschonende Lösung - innerhalb der Verstromung von Steinkohle - zu identifizieren und diese auf ihre Robustheit zu überprüfen. Bei einer positiven Wirtschaftlichkeit des Innovations-Kraftwerksprojektes können die SWDU in einem nächsten Schritt die langwierigen Standort-, Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsprozesse starten.

## 2. Executive Summary

Als Ausgangsbasis für die Untersuchung dient die Festlegung auf vier unterschiedliche Kraftwerksvarianten:



**Abbildung 1: Vier unterschiedliche Kraftwerksvarianten**

Die Verbrennungstechnik wird zum einen auf 600°C und einem Wirkungsgrad von 46% festgesetzt. Dabei handelt es sich um eine etablierte Kraftwerkstechnologie, welche heute den Standard für im Bau und Planung befindliche Kraftwerke darstellt. Als Alternative wird eine in der Entwicklung befindliche Kraftwerksvariante untersucht, welche auf 700°C-Basis arbeitet und dadurch einen hohen Wirkungsgrad von 50% erreicht. Um diese Temperatur- und Drucksteigerung (700 °C und 350 bar) im Kraftwerk zu erreichen, ist der Einsatz von

neuartigen Werkstoffen und Fertigungsprozessen notwendig. Diese Technik befindet sich zurzeit in der Testphase, erste Kraftwerke stehen vor der Investitionsentscheidung<sup>1</sup>.

Zusätzlich wird untersucht, ob eine Abspaltung von CO<sub>2</sub>, die sog. CCS-Technik<sup>2</sup> betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Dazu werden die beiden technologischen Kraftwerkskonzepte jeweils einerseits als „Carbon Capture Ready“<sup>3</sup> ausgelegt – d.h. eine CCS-Nachrüstung ist jederzeit möglich. Als Alternative wird eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung sofort hinzugebaut.

Bei CCS handelt es sich um eine, in der Erprobung befindliche Technologie, welche unter Klimaschutzgesichtspunkt eine Brückentechnologie zu einer kohlenstofffreien Stromerzeugung, ohne den sofortigen Verzicht auf fossilen Energieträger, darstellen könnte.

Der Innovationscharakter des Kraftwerksprojektes liegt in der Kombination von 700 Grad-Technologie und Capture-Readiness mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Erzeugung von Strom und Wärme bzw. Kälte. Dieser KWK-Prozess ist höchst effizient. Wegen seiner hohen Effizienz unterstützt die Bundesregierung den Ausbau von KWK durch Förderungen.

Für die Entscheidungsträger des Innovationsprojektes Duisburg ergeben sich zwei grundlegende Fragen, welche diese Studie beantwortet<sup>4</sup>:

1. Ist es vorteilhafter in eine bestehende Kraftwerkstechnologie oder in eine hoch innovative Kraftwerkstechnik zu investieren?
2. Ist es vorteilhafter sofort CCS zu bauen oder später bei Bedarf eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung nachzurüsten?

Insoweit der Gesetzgeber die externen Effekte (u. B. CO<sub>2</sub>-Emissionen) über Anreizsysteme (ETS/Zertifikatehandel) internalisiert und der Kraftwerksbetreiber somit die Kosten der Umweltbelastung zu tragen hat, ist die wirtschaftlich vorteilhafte Lösung zugleich umweltfreundlich.

---

<sup>1</sup> Vgl. [http://www.kraftwerk-50plus.com/pages/ekw\\_de/index.htm](http://www.kraftwerk-50plus.com/pages/ekw_de/index.htm) vom 20.04.2009

<sup>2</sup> CCS = Carbon Capture and Storage: im Kraftwerksbereich bedeutet dies, dass das CO<sub>2</sub>, welches bei der Umwandlung des Rohstoffes in Elektrizität entsteht, abgespalten, transportiert und im Untergrund eingelagert wird.

<sup>3</sup> Für "Carbon Capture Ready" siehe z.B. <http://www.tuev-nord.de/50152.asp> vom 23.03.2009

<sup>4</sup> Fokus der Studie liegt auf der wirtschaftlichen Beurteilung der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien - der Einsatz einer hocheffizienten KWK-Anlage wird vorausgesetzt.

Alle Berechnungen zeigen aus heutiger Sicht eine Vorteilhaftigkeit des 600°C-Kraftwerks mit einer Auslegung als "Carbon Capture Ready". Sowohl die 700°C-Technik als auch der sofortige Bau der CCS-Technik sind im Vergleich dazu mit deutlich höheren Investitionskosten und negativen Kapitalwerten verbunden. Weder durch einen höheren Wirkungsgrad noch durch die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten können die negativen Kapitalwerte im Zeitverlauf gegenwärtig wett gemacht werden. Die Untersuchungen zeigen aber auch, dass ein nachträglicher Zubau von CCS ca. 18 Jahre nach Betriebsbeginn des Kraftwerks vorteilhaft ist.

Die Untersuchungen unterliegen den unsicheren Annahmen über die zukünftige Entwicklungen von Preisen, Kosten und Erlösen. Um diesen Umstand in der vorliegenden Untersuchung gerecht zu werden, wurden zahlreiche Sensitivitätsanalysen - zum Teil unter Unsicherheit - durchgeführt. Alle sensitiven Veränderungen bestätigen die Robustheit der Ergebnisse. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht der SWDU ist der Bau einer anderen Kraftwerksvariante nur bei einer deutlichen finanziellen Unterstützung sinnvoll.



### **3. Methodisches Vorgehen**

Das Vorgehen zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Innovationskraftwerks Duisburg lässt sich in folgende vier Phasen unterteilen:

#### **1. Phase: Erarbeitung Anforderungen an Machbarkeitsstudie**

In einer ersten Phase wurden durch die SWDU die Ausgangslage dargestellt und die Fragestellungen aufgezeigt, welche durch die Machbarkeitsstudie beantwortet werden sollen. Im Zentrum der Bearbeitung standen wirtschaftliche Aspekte, da diese für alle nachfolgenden Fragen und Arbeiten den maßgeblichen Rahmen setzen und dafür maßgebend sind, ob das Projekt realisiert werden kann.

#### **2. Phase: Festlegung Parameter**

Allgemeine Parameter bzgl. Brennstoffpreisentwicklungen, Ausbau Erneuerbare Energie, politische und regulatorische Vorgaben etc. wurden durch das EWI vorgestellt, erläutert und von Seiten der SWDU beschlossen.

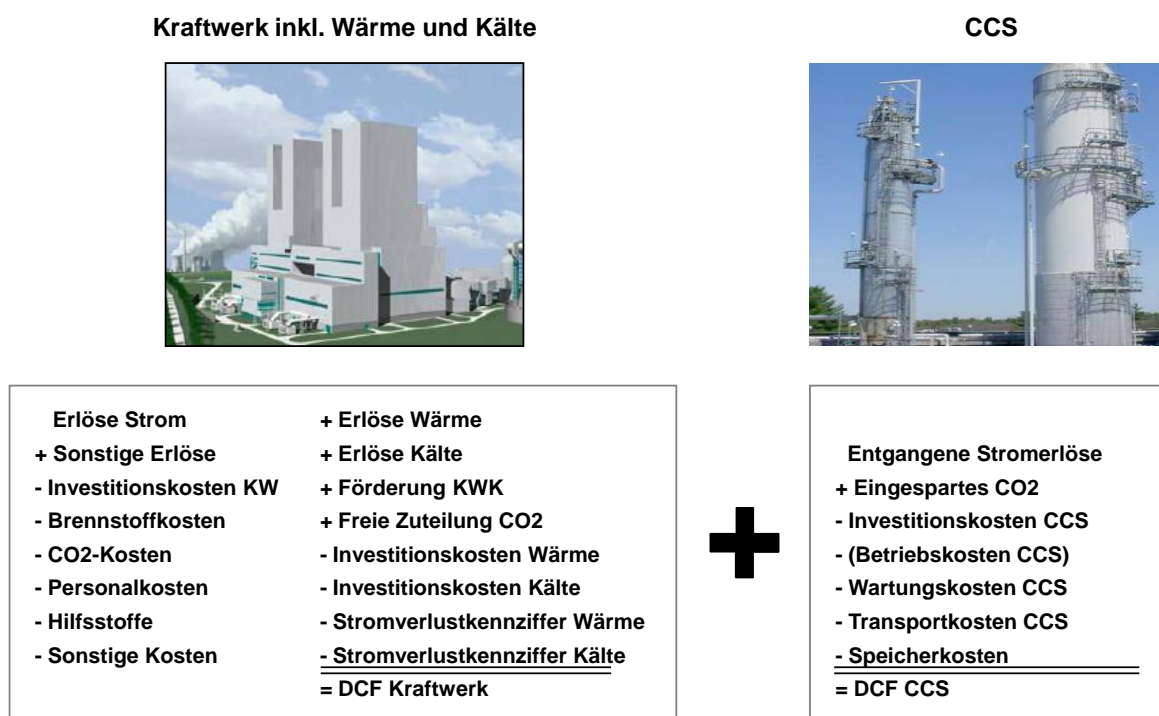
Vorgegeben wurden die technischen Parameter des Innovationskraftwerks vor allem durch die SWDU. Die Anforderungen bzgl. Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung an das zukünftige Kraftwerk bestimmen maßgeblich die technischen Aspekte und lassen nur einen geringen Spielraum zum Beispiel im Bezug auf die Kraftwerksart und -größe zu.

In Zusammenarbeit von SWDU, VGB PowerTech (nachfolgend nur VGB) und EWI wurden die wirtschaftlichen Parameter gemeinsam erarbeitet. Durch die Fokussierung auf innovative Technologien, sowohl im Bereich der Verbrennungstechnik als auch bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, mussten in einem iterativen Prozess valide Preispunkte festgelegt werden. Durch Informationen des VGB zum 700°C-Kraftwerk und zur Post-Combustion-Technik konnten schließlich auch für diese noch nicht im Einsatz befindlichen Technologien Investitions- und Betriebskosten festgelegt werden.

### 3. Phase: Berechnung Wirtschaftlichkeit

Das EWI führte in einem zweistufigen Prozess die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der unterschiedlichen Kraftwerksoptionen durch. Dazu wurde das Duisburger Innovationskraftwerk in einem ersten Schritt in das normative volkswirtschaftliche Energiemodell DIME des Instituts eingefügt. Aus der volkswirtschaftlichen Betrachtung erhält man Ergebnisse über die Entwicklung der Volllaststunden, welche das Kraftwerk unter Wettbewerbsbedingungen in der Zukunft am Markt normativ erreicht.

In einem zweiten Schritt wurde eine betriebswirtschaftliche Kapitalwertberechnung der Investition mit Hilfe eines Discounted Cash Flow-Verfahrens durchgeführt. Die Kapitalwertberechnung wiederum wurde zweistufig durchgeführt; zum einen wurde der Kapitalwert des "reinen" Kraftwerks ausgerechnet, in einem zweiten Schritt wurde der Kapitalwert einer Post-Combustion-Anlage berechnet.



**Abbildung 2: Zweistufige Berechnung der Wirtschaftlichkeit**

Durch Veränderungen von zahlreichen Eingangsparametern konnte die Robustheit der Ergebnisse überprüft werden und zahlreiche Sensitivitäten berechnet werden.

## 4. Allgemeine Parameter (Umwelt, Brennstoffe etc.)

### 4.1. Umwelt

Im Folgenden werden die wesentlichen energiepolitischen Annahmen erläutert. Hier sind besonders die Entwicklung der Stromnachfrage, die Mengeneinspeisungen erneuerbarer Energien und die Quote für Kraftwärmekopplung erwähnenswert. Diese Annahmen finden sowohl bei den volkswirtschaftlichen Simulationsberechnungen als auch bei der Berechnung der spezifischen Kapitalwerte der Kraftwerksvarianten Berücksichtigung.

#### Entwicklung der Stromnachfrage

Die Stromnachfrage orientiert sich an den Annahmen der dena-Netzstudie II. In dieser Studie wird von einer leicht abnehmenden Stromnachfrage bis 2020 ausgegangen. Es wird angenommen, dass die Stromnachfrage in Deutschland zwischen 2007 und 2020 um insgesamt 44 TWh sinken wird. Der Rückgang der Nachfrage wird dabei vor allem durch Effizienzsteigerungen auf Verbraucherseite erreicht.

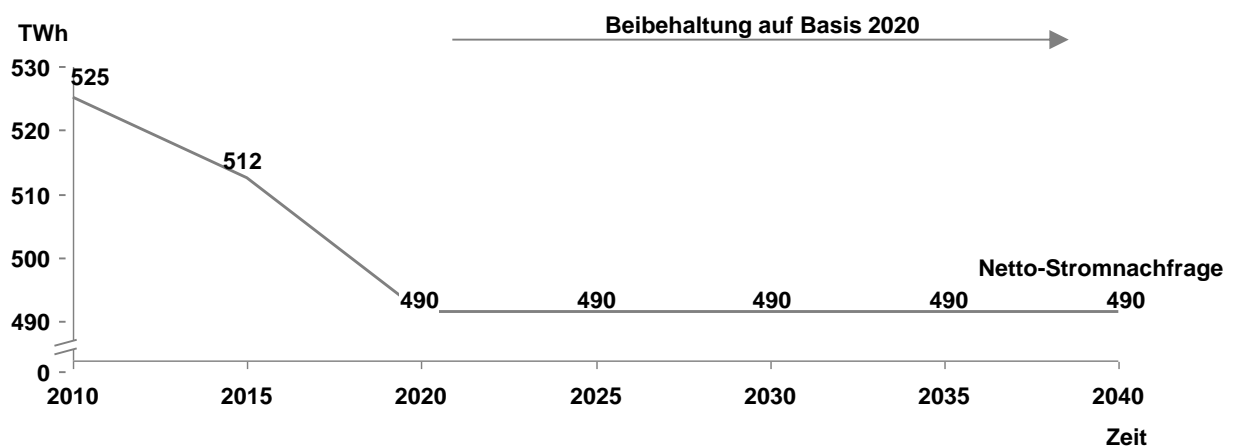
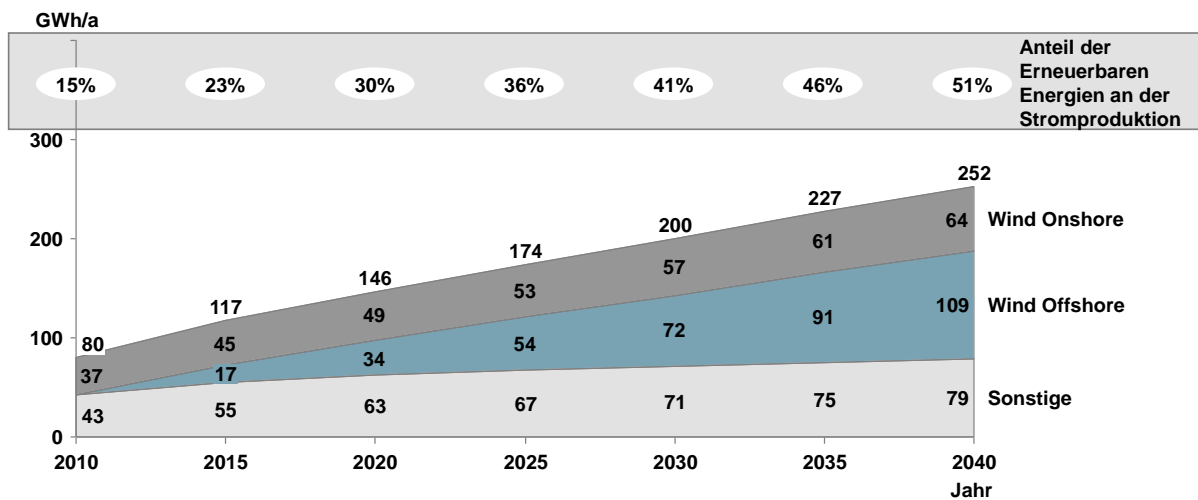


Abbildung 3: Stromnachfrageentwicklung in Deutschland (dena-Netzstudie II) in TWh

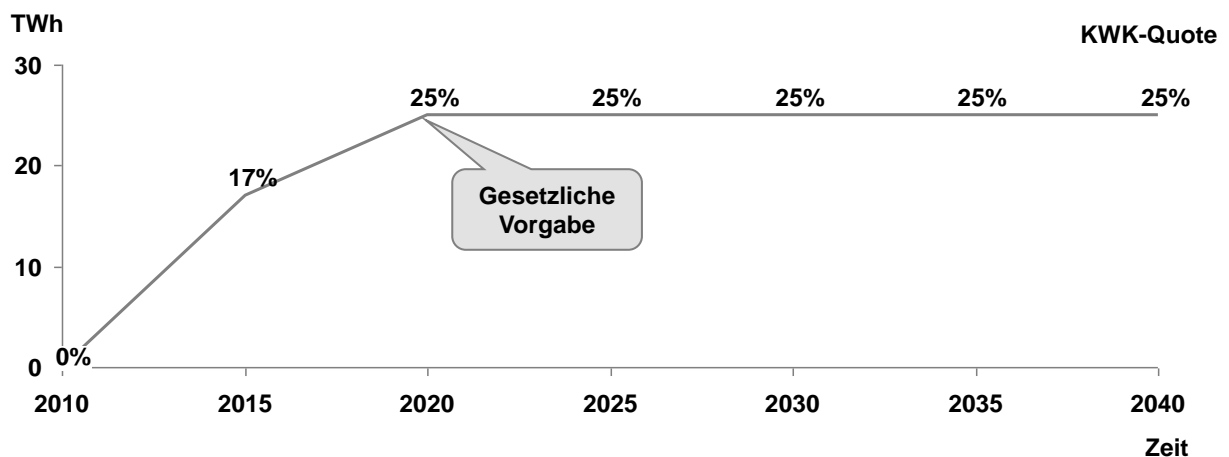
## Entwicklung der Einspeisemengen erneuerbarer Energien

Die Annahmen zur Integration der erneuerbaren Energien in Deutschland stützen sich ebenfalls auf die Annahmen der dena-Netzstudie II. Im Jahre 2020 wird der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung 30% betragen.



**Abbildung 4: Entwicklung der Einspeisemengen von Strom aus erneuerbaren Energien**

Ausgangspunkt für die zukünftige Entwicklung des Anteils der Kraft-Wärme gekoppelten Stromeinspeisung sind erneut die Projektannahmen der dena-Netzstudie II, die in diesem Fall im Wesentlichen auf Annahmen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) beruhen. Demzufolge soll der Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme gekoppelten Kraftwerken im Jahr 2020 mindestens 25% der gesamten Stromerzeugung betragen. In der Novelle des KWK-Gesetzes (Inkrafttreten 01.01.2009) wird die 25%-Quote explizit als Zweck des Gesetzes formuliert.



Die KWK-Quote wird im volkswirtschaftlichen Simulationsmodell durch eine Restriktion implementiert, welche die Strommengen vorgibt, die mindestens durch KWK-Anlagen erzeugt werden sollen. Da die produzierten Strommengen Modellergebnisse sind, wird diese KWK-Mindeststrommenge durch iterative Modellläufe approximiert.

## 4.2. Kraftwerksparameter

### Recherche existierender Kapazitäten

Das EWI verfügt über eine detaillierte EU-Kraftwerksdatenbank, welche die in der EU-27 installierten Kapazitäten kraftwerksscharf erfasst. Für jedes Kraftwerk beinhaltet diese Datenbank Informationen über spezifische Investitionskosten, Wirkungsgrade und Alter einschließlich eventueller Retrofit-Maßnahmen. Außerdem wird zwischen Kraftwerken mit und ohne Wärmeauskopplung differenziert. Diese Datenbank wird fortlaufend aktualisiert.

### Bekannte Kraftwerksprojekte

Kraftwerke, die sich bereits im Bau befinden, gehen exogen in das volkswirtschaftliche Simulationsmodell ein und werden zu den geplanten Fertigstellungsterminen als Produktionskapazität zur Verfügung gestellt. Für Deutschland sind diese exogenen Zubauten in Tabelle 1 zusammengefasst.

Kraftwerk	Betreiber	Leistung (MW)	Brennstoff	KWK	Inbetriebnahme
Duisburg	EVN / Evonik	700	Steinkohle	ja	2009
Lingen	RWE	850	Erdgas		2009
Neurath	RWE	2100	Braunkohle		2010
Karlsruhe	EnBW	812	Steinkohle	ja	2011
Boxberg	Vattenfall	640	Braunkohle	ja	2011
Datteln	E.ON	1055	Steinkohle	ja	2009
Hamm	RWE	800	Steinkohle		2012
Hamm	RWE	800	Steinkohle		2012
Moorburg	Vattenfall	1600	Steinkohle	ja	2012

Abbildung 6: Bekannte Kraftwerksneubauten

### 4.3. Brennstoffe

Es wurden im Wesentlichen die Parameter der dena-Netzstudie II verwendet. Die dort getroffenen Annahmen wurden u.a. in Abstimmung mit den vier großen Energieunternehmen und den beteiligten Bundesministerien<sup>5</sup> festgelegt.

#### Ölpreis

Der Ölpreis wird getrieben von angebots- und nachfrageseitigen Faktoren. Die meisten angebotsseitigen Einflussfaktoren sind hauptsächlich für die langfristige Preisentwicklung relevant. Dies gilt insbesondere für die globalen Reserven bzw. die Überführung von Ressourcen in Reserven durch technischen Fortschritt und Investitionen in Exploration, Feldentwicklung und Erhöhung von Entölungsgraden („Reservenwachstum“). Aufgrund hoher Kapitalintensität und langer Bauzeiten stellen die Produktionskapazitäten ebenfalls eine mittel- bis langfristige Determinante der Ölpreisentwicklung dar. Die Politik der OPEC (Fördermengenverknappung oder Ausruf eines neuen Preiskorridors) kann den Ölpreis sowohl langfristig als auch kurzfristig beeinflussen.

Auch nachfrageseitig überwiegen die langfristigen Einflussgrößen: Entwicklung von Bevölkerung und Wirtschaftsleistung, spezifische Verbräuche von Produktionsprozessen und

<sup>5</sup> BMU, BMWi

Transport- und Heizungssystemen. Substitutionsmöglichkeiten und Einsparmaßnahmen sind an Investitionszyklen gebunden und kommen mittel- bis langfristig zum Tragen.

Die hohen Ölpreise im Zeitraum von 2003 bis 2008 können auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden: die unerwartet hohe Nachfrage in Schwellen- und Entwicklungsländern, der geringe Kapazitätszubau in der OPEC, gestiegene Explorationskosten und ein schwacher US-Dollar.<sup>6</sup>

Entgegen der Marktdaten im Jahr 2008 hat die EIA in ihrem jüngsten Szenario zur Entwicklung des Ölpreises eine relativ niedrige Preisentwicklung angenommen. Daneben wird ein Hochpreispfad als mögliche, jedoch nicht gleichermaßen wahrscheinliche Entwicklung der Preise veröffentlicht. Die EIA hat sich bei der Erstellung der Referenz des Jahres 2008 weitaus mehr von den seinerzeitigen Spitzenpreisen beeinflussen lassen und das Szenario des Vorjahres drastisch nach oben korrigiert. Der von uns angenommene Ölpreis liegt zwischen dem *Reference Case* und dem *High Price Case* der EIA.

### **Kraftwerksgas**

Der Gaspreis ist historisch stark an den Ölpreis gekoppelt; einerseits aufgrund von Indexierungen in Gaslieferverträgen und andererseits aufgrund der Substitutionskonkurrenz beider Energieträger. Die weltweite Nachfrage nach Gas wird bis 2030 gemäß den Erwartungen der IEA um 50 % gegenüber 2006 steigen. Diese höhere Nachfrage wird insbesondere durch Ressourcen in Russland, dem mittleren Osten und den Gasfeldern in Nordamerika gedeckt. Wir nehmen eine vollständige Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis an.

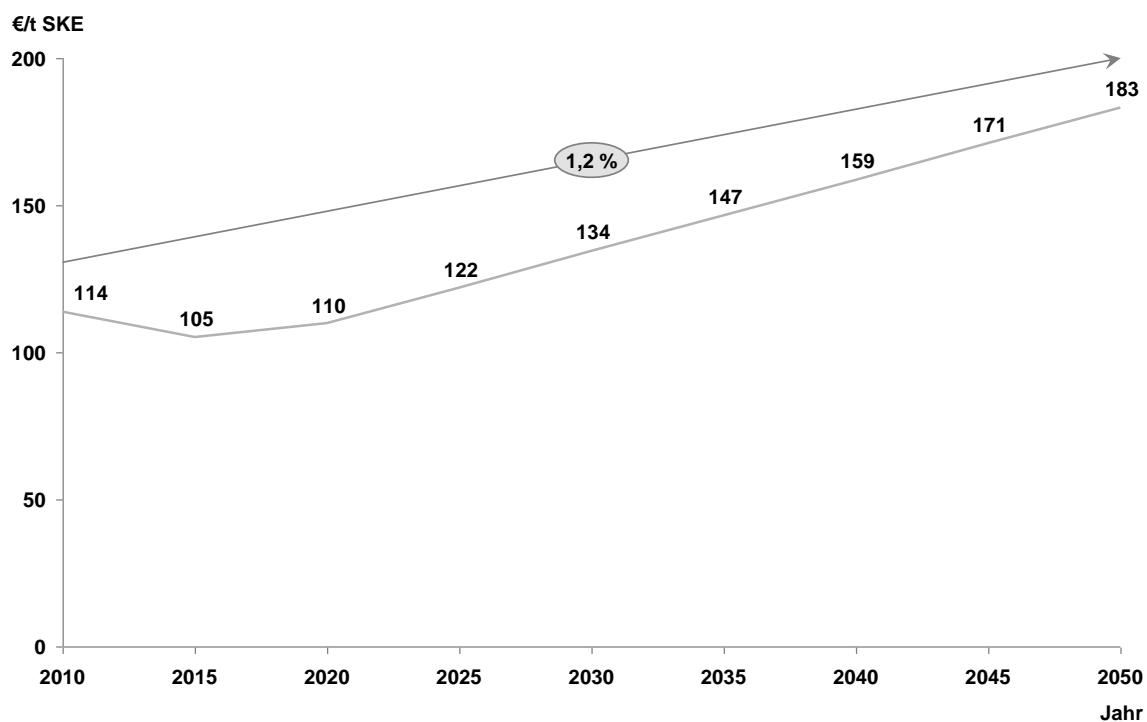
### **Steinkohlepreis**

Der Weltmarktpreis für Steinkohle befand sich im letzten Jahr auf einem sehr hohen Niveau und fällt derzeit wieder. Die starke Nachfrage nach dem Rohstoff hatte den Preis auf zwischenzeitlich knapp 145 €/t Kohle am Verladehafen in den Niederlanden (ARA) getrieben (Der aktuelle Preis liegt bei knapp 60 €/t). Aufgrund eines noch nie da gewesenen Nachfragewachstums kam es Mitte 2008 zu einem Angebotsengpass. Unvorhergesehene Schocks Ende

---

<sup>6</sup> Energy Information Administration "EIA" (statistical agency of the U.S. Department of Energy "DOE"), June 2008, *International Energy Outlook 2008 – Highlights*.

2007 und Anfang 2008, wie überflutete Minen in Australien, Elektrizitätsknappheit in Südafrika oder die kurzfristige Einstellung der chinesischen Exporte aufgrund von Kohleknappheit im eigenen Land verstärkten den Preisanstieg und die Volatilität des vergangenen Jahres. Weitere Einflussfaktoren auf den Preis des vergangenen Jahres waren die Frachtknappheit auf Schuttgutfrachtmarkt bedingt durch die gleichzeitige hohe Nachfrage nach Eisenerz und hohe Steigerungen bei Förderkosten (Gummi, Stahl, Öl, Löhne, Dynamit).



**Abbildung 7: Entwicklung der realen Steinkohlepreise**

### Braunkohlepreis

Da Braunkohle aufgrund des ungünstigen Verhältnisses aus Energiedichte und Transportkosten nur lokal genutzt werden kann, hängen die Brennstoffkosten der Braunkohle im Wesentlichen von den Förderkosten der Grubenbetriebe ab. In Deutschland wird Braunkohle im rheinischen Braunkohlenrevier, im mitteldeutschen Braunkohlenrevier und im Lausitzer Revier abgebaut. Die gesamten Braunkohlevorkommen in Deutschland belaufen sich ca. auf 77 Mrd. t, wovon etwa 41 Mrd. t als gewinnbar klassifiziert sind. In genehmigten und erschlossenen Tagebauten sind etwa 6 Mrd. t verfügbar. Aus den



erschlossenen und geplanten Braunkohlefeldern kann das heutige Förderniveau 32 Jahre im Lausitzer- und mitteldeutschen Braunkohlerevier und knapp 40 Jahre im rheinischen Braunkohlerevier aufrechterhalten bleiben.

Die durchschnittlichen Vollkosten der Braunkohleförderung in Deutschland betragen 35 €/t SKE. Für die Kraftwerkseinsatzplanung sind die kurzfristigen variablen Kosten der Braunkohleförderung relevant. Diese betragen 30 % der Braunkohlevollkosten, also 10,5 €/t SKE. Weitere 30-40 % der Braunkohlevollkosten werden als langfristige Grenzkosten des Betriebs der offenen Gruben (RWE und Vattenfall) berücksichtigt und im Kraftwerksmodell als fixe Betriebskosten der Braunkohlenkraftwerke erfasst. Die Kosten für den Grubenaufschluss und die Rekultivierung sind als versunkene Kosten zu betrachten. Die Entwicklung der Kosten der Braunkohleförderung kann vergleichsweise gut prognostiziert werden. Wir erwarten, dass der Braunkohlepreis frei Kraftwerk real konstant bleibt.

### **CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis**

Im Zuge der weltweiten Klimaschutzziele gehen wir von einer weiteren Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa und der Welt aus. Die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele spiegeln sich in einer Verminderung der verfügbaren CO<sub>2</sub>-Zertifikate und damit in einer Steigerung der CO<sub>2</sub>-Preise wider. Die CO<sub>2</sub>-Preise sind exogen vorgegeben und den Annahmen der dena-Netzstudie II entnommen worden:

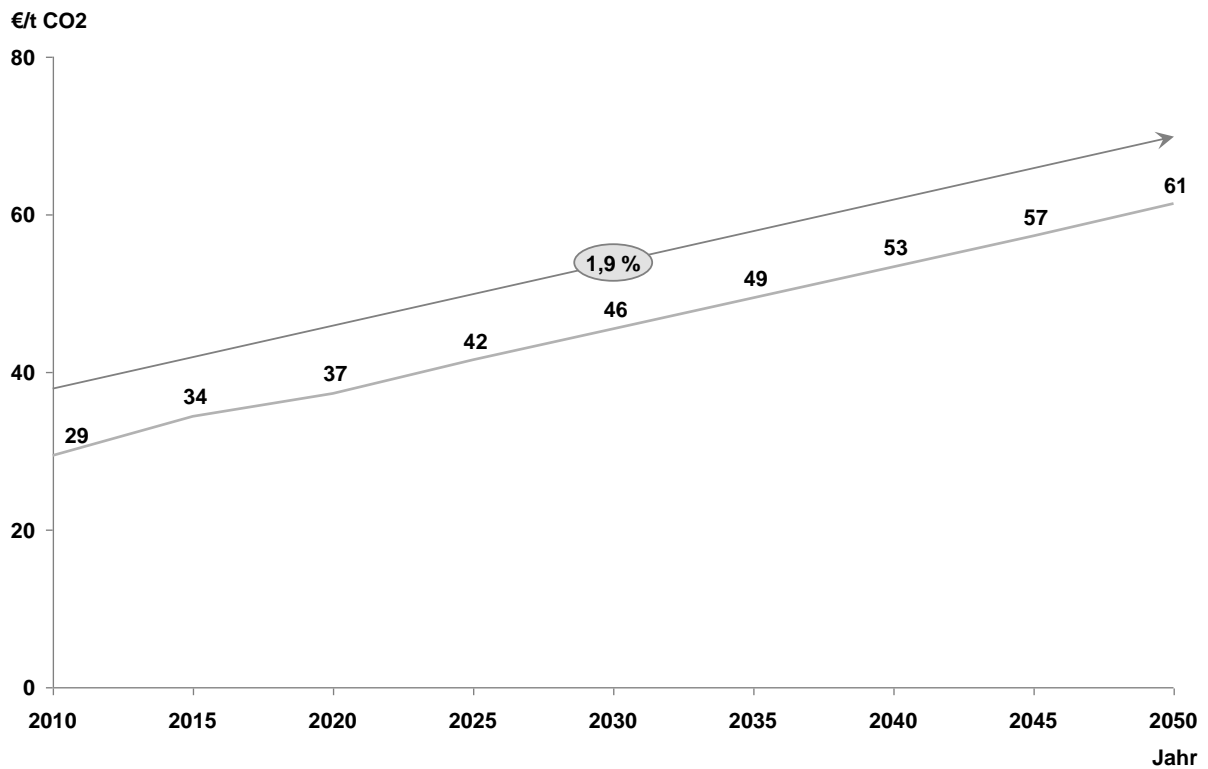
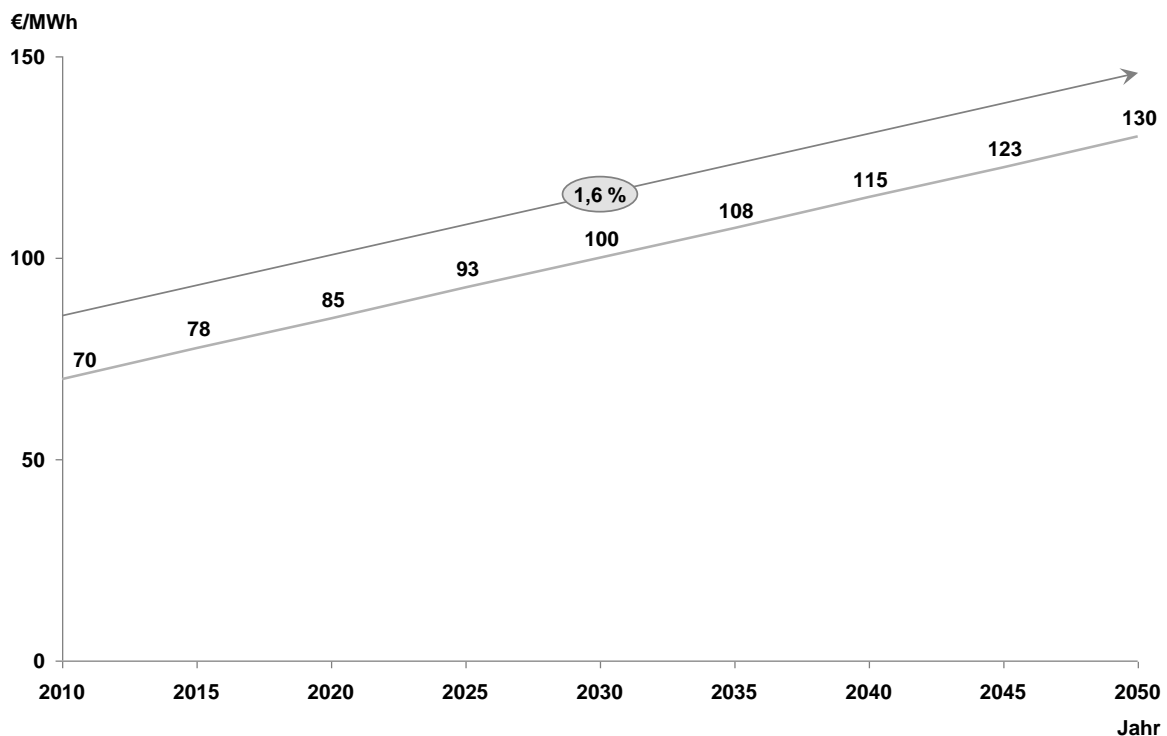


Abbildung 8: Realer CO2-Zertifikatpreis

### Strom

Anders als bei allen anderen vorherigen Parametern, wird der Strompreis nicht vorgegeben, sondern ist ein endogenes Ergebnis der volkswirtschaftlichen Simulationsmodelle. Aus der Kombination von steigenden Brennstoff- und CO2-Preisen und den hinterlegten energiewirtschaftlichen Gesamtszenario ergeben sich folgende anlegbare zukünftige Preise für Base-Strom:



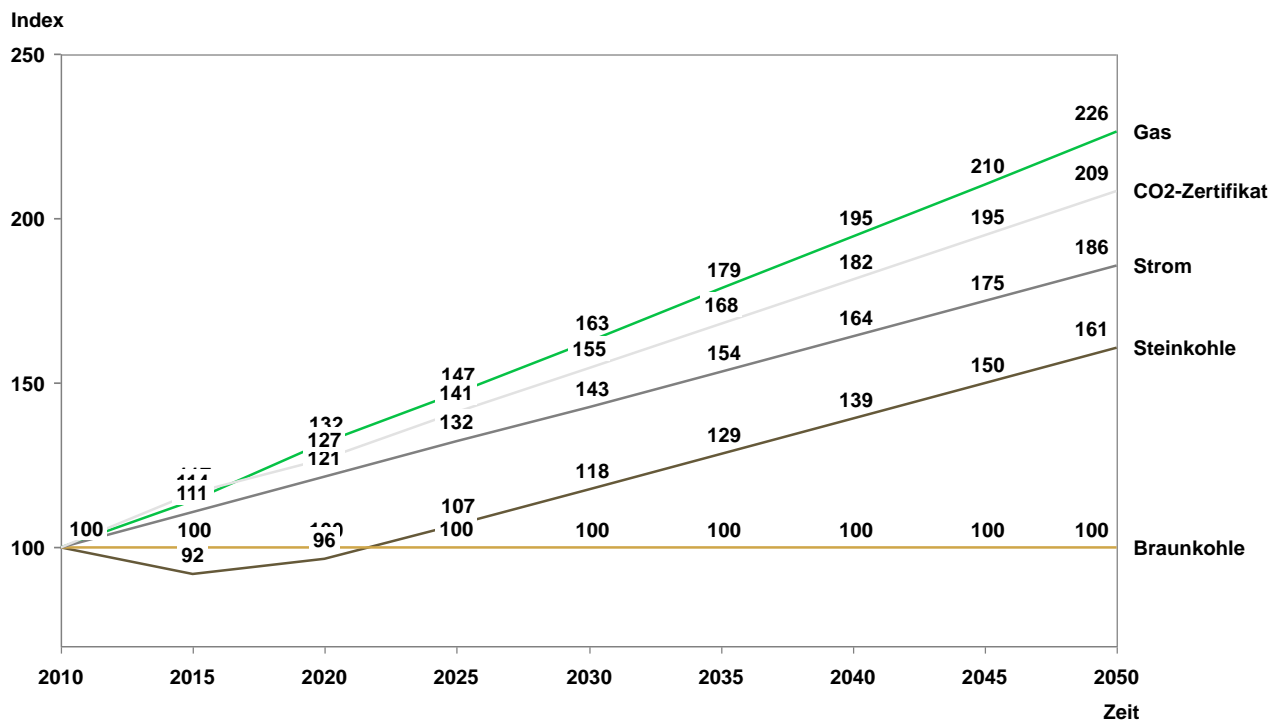
**Abbildung 9: Realer Strompreis**

Diese Basestrompreise werden bei der Berechnung der Kapitalwerte mit den während der Volllaststunden produzierten Mengen multipliziert. Daraus resultieren die Erlöse aus dem Verkauf des Stroms für die unterschiedlichen Kraftwerksvarianten. Auf eine Unterscheidung zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen wurde absichtlich verzichtet, da bei einer langjährigen Betrachtung diese nur eine Scheingenauigkeit wiedergeben - ebenso wurden potentielle Erlöse zum Beispiel aus dem Verkauf von Regelenergie in der Kapitalwertberechnung nicht berücksichtigt.

### Indizierte Preisentwicklungen

Es bleibt festzuhalten, dass aus heutiger Sicht ein Anstieg aller relevanter In- und Outputparameter, welche für den Einsatz und den Neubau von Kraftwerken ausschlaggebend sind, zu beobachten ist. Entscheidend für die mittel- und langfristigen betriebswirtschaftlichen Investitionsentscheidungen und für das sich daraus ergebende europäische Kraftwerkportfolio sind jedoch die Brennstoffpreisunterschiede unter der

Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Preise. Auf Basis des ersten Betrachtungsjahres 2010 ergeben sich indiziert bis 2050 folgende Preisänderungen:



**Abbildung 10: Indizierte reale Rohstoffpreise**

Erkennbar ist, dass der Steinkohlepreis weniger stark ansteigt, als der Gaspreis - der Spread öffnet sich zu Gunsten der Steinkohle. Gleichzeitig steigt aber auch der CO<sub>2</sub>-Preis deutlich an. Somit wird die Vorteilhaftigkeit der Steinkohle gegenüber dem Gas - in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad etc. - gemildert, ggf. sogar umgekehrt.

Die Entwicklung der Brennstoffpreise hat direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksprojekte. Entsprechend wichtig ist die Festlegung der zukünftigen Preise. Wie schwierig diese Festlegung ist, kann man nachvollziehen, wenn man sich die letzten zwei Jahre anschaut. Nach einem rasanten Preisanstieg fast aller Rohstoffe im Jahr 2007, haben sich die Preise im Zuge der Weltwirtschaftskrise wieder massiv abgekühlt.

Die Entwicklung der Inflation wird in den gesamten Berechnungen nicht berücksichtigt, somit ergeben sich keine Verschiebungen hinsichtlich des Kapitalwertes durch unterschiedliche Annahmen über die Entwicklung der Inflation- oder Deflationsrate.

## 5. Technische Parameter Kraftwerk Innovationskraftwerk Duisburg

### Kraftwerksgröße

Die technischen Parameter bestimmen die Art und Größe des zu bauenden Kraftwerks in Duisburg. Als Mindestvoraussetzung muss das neue Kraftwerk die zu ersetzenden alten Kraftwerkskapazitäten, unter Beibehaltung einer unveränderten Nachfrage nach Wärme und Strom, auffüllen. Durch das innovative Konzept soll aber zukünftig nicht nur Wärme, sondern auch Kälte erzeugt werden. Die Kälte soll über ein Nahkältenetz den Verbrauchern zugeführt werden, um vor Ort als Prozesskälte und zur Raumkühlung - vor allem in den wärmeren Sommermonaten - eingesetzt zu werden. In der Kombination mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung - sofort oder nachträglich - muss das Kraftwerk jetzt so groß ausgelegt werden, dass auch nach Nutzung von Wärme für den Abscheidungsprozess noch genug thermische Leistung zur Verfügung steht, um alle anderen Nachfrager (Strom, Wärme und Kälte) zu bedienen. Ausgehend von der Vorgabe einer brutto resultierenden elektrischen Leistung von 400 MW haben von der Universität Duisburg-Essen durchgeführte thermodynamische Berechnungen eine Kraftwerksgröße von 510 MW el. ergeben. Auf dieser Größenangabe wurden die folgenden Berechnungen durchgeführt.

### Kraftwerkstechnik / Wirkungsgrad

Wie oben schon beschrieben, werden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit zwei unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien mit entsprechenden Wirkungsgraden durchgeführt. Für das Kraftwerk auf 600°C-Basis wird ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 46% angenommen, für die 700°C-Technologie erhöht sich der Wirkungsgrad um 4 %-Punkte auf 50%. Aufgrund unterschiedlicher Wirkungsgrade und gleicher elektrischer Leistung von 510 MW el. ergeben sich Bruttokapazitäten von 1108 MW th. (600°C) bzw. von 1020 MW th. (700°C).

### Verfügbarkeiten und Anfahrzeiten

Die Verfügbarkeiten für das 600°C-Kraftwerk stellen sich wie folgt dar:

- 50% in der Phase der Inbetriebsetzung (IBS)
- Ab dem erstem Betriebsjahr 91,8%

Die Verfügbarkeit für das 700°C-Kraftwerk ist in den ersten Betriebsjahren, aufgrund der neuen Technologie, geringer:

- 50% in der Phase der Inbetriebsetzung (IBS)
- Erstes Betriebsjahr 86,8%
- Zweites Betriebsjahr 90,8%
- Drittes Betriebsjahr 90,8%
- Ab viertem Betriebsjahr 91,8%

Die Verfügbarkeit errechnet sich aus der Kombination von geplanter Nicht-Verfügbarkeit und ungeplanter Nicht-Verfügbarkeit. Für beide Kraftwerksvarianten wird die geplante Nicht-Verfügbarkeit durch eine Revisionsdauer von 35 Tage alle 3 Jahre angenommen.

Des Weiteren wird angenommen, dass die beide Kraftwerkstypen im Teillastbetrieb 2%-Punkte vom Wirkungsgrad verlieren und der Mindestlastbetrieb bei 30% liegt. Die Kraftwerke besitzen folgende unterschiedliche Anfahrzeiten aus den Betriebszuständen:

- Anfahrzeit aus dem Heißstart (< 8 h): 120 Min. (700°C) und 100 Min. (600°C)
- Anfahrzeit aus dem Warmstart (< 48 h) 230 Min. (700°C) und 190 Min. (600°C)
- Anfahrzeit aus dem Kaltstart (< 72 h) 380 Min. (700°C) und 320 Min. (600°C)

Es ist erkennbar, dass die 600°C-Technologie höhere Anfahrgradienten und damit geringe Anfahrzeiten aus allen Zuständen aufweist, auf Grund der höheren Wanddicken von 700°C-Komponenten wie z.B. Frischdampfleitungen.

Als durchschnittlicher Wasserverbrauch im Vollastbetrieb werden für die Berechnungen 50.000 t/h (700°C) und 60.000 t/h (600°C) angenommen.

## 6. Wirtschaftliche Parameter des Innovationskraftwerks Duisburg

Um die Wirtschaftlichkeit (Kapitalwert) von großen Investitionsprojekten zu untersuchen und unterschiedliche Varianten gegeneinander abzuwiegen sind eine Vielzahl von wirtschaftlichen Parametern zu bestimmen und festzulegen.

### Finanzwirtschaftliche Parameter

Grundsätzlich wird angenommen, dass 20% der gesamten Investitionssumme durch Eigenkapital und entsprechend 80% durch Fremdkapital finanziert werden. Die Eigenkapitalverzinsung wird auf 11% festgelegt, während die Verzinsung des Fremdkapitals auf 5,7% festgesetzt wird. Bei einem durchschnittlichen Steuersatz von 32% ergibt sich somit ein für die Abdiskontierung ansetzbarer Prozentsatz von 5,3%.<sup>7</sup> Des Weiteren wird eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren für das Kraftwerksprojekt hinterlegt.

### Investitionskosten

Zwischen der 600°C- und der 700°C-Technologie unterscheiden sich die Investitionskosten deutlich. Für die am Markt etablierte 600°C-Technik werden Investitionskosten von 1.500 €/kW el. angenommen - damit ergibt sich eine gesamthafte Investitionssumme von 765 Mio. €. Die Kostenermittlung für die 700°C-Technik hat sich als sehr langwierig und kompliziert dargestellt, da diese Technik noch nicht am Markt angeboten wird und nur Kostenableitungen von ersten Versuchsanlagen vorgenommen werden konnten. Im Zuge mehrerer durchgeführter Arbeiten und Projekte hat der VGB die Investitionskosten von 2.700 €/kW el. ermittelt. Für das 700°C-Kraftwerk ergeben sich somit Gesamtinvestitionskosten von 1.377 Mio. €.

Die beiden Technologien unterscheiden sich um 1.200 €/kW el. oder anders ausgedrückt, das 700°C-Kraftwerk ist 80% teurer als ein Kraftwerk, welches auf 600°C-Basis arbeitet. Diese deutlichen Unterschiede bei den Investitionskosten kommen dadurch zu Stande, dass

---

<sup>7</sup> Dabei handelt es sich um den WACC = Weighted Average Cost of Capital

- es sich bei der 600°C-Technologie grundsätzlich um eine etablierte Kraftwerkstechnologie handelt, welche durch Lerneffekte schon eine deutliche Kostenreduktion erfahren hat,
- im Gegenzug die 700°C-Technologie vor der Markteinführung steht und Lerneffekte erst in Zukunft zu erwarten sind,
- die 700°C-Kraftwerke einen Technologiesprung darstellen, welcher den Einsatz von vollkommen neuen Werkstoffen und Fertigungsverfahren erforderlich macht.

Die Bauzeiten werden auf 60 Monate für das 700°C-Kraftwerk und auf 49 Monate für das 600°C-Kraftwerk festgelegt - beide Kraftwerke durchlaufen einen zweimonatigen Inbetriebsetzungsprozess bevor Sie nach der aktuellen Planung am 01.01.2019 die kommerzielle Produktion von Strom, Wärme und Kälte aufnehmen.<sup>8</sup> Die Laufzeit der Kraftwerke beträgt 45 Jahre. Die Investitionskosten verteilen sich auf jeweils fünf gleich lange Bauphasen wie folgt:

- 1. Bauphase 20%
- 2. Bauphase 15%
- 3. Bauphase 20%
- 4. Bauphase 20%
- 5. Bauphase 25%

### **Betriebskosten**

Für beide Varianten wird ein Betriebspersonal von 70 Mitarbeitern angenommen, bei durchschnittlichen jährlichen Personalkosten von 70.000 €/Mitarbeiter, entstehen somit gesamte Jahrespersonalkosten von 4,9 € Mio. Die jährlichen Reparatur- und Wartungskosten machen 1,5 % der Investitionskosten aus, für sonstige fixe Kosten werden weitere 0,5% von den Investitionskosten angenommen.

---

<sup>8</sup> Das Datum für die kommerzielle Stromproduktion wurde festgelegt, ab diesem Datum wurden alle weiteren wichtigen Zeitpunkte rückwärts berechnet. So ist der Baustart des 700°C-Kraftwerks am 01.11.2013 und der des 600°C-Kraftwerks 11 Monate später am 01.10.2014.



Für die variablen Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe während des Betriebs werden 0,001 €/kWh el. berechnet. Das entnommene Rheinwasser, welches für die Kühlung und weitere Prozesse erforderlich ist, kosten 0,003 €/t.

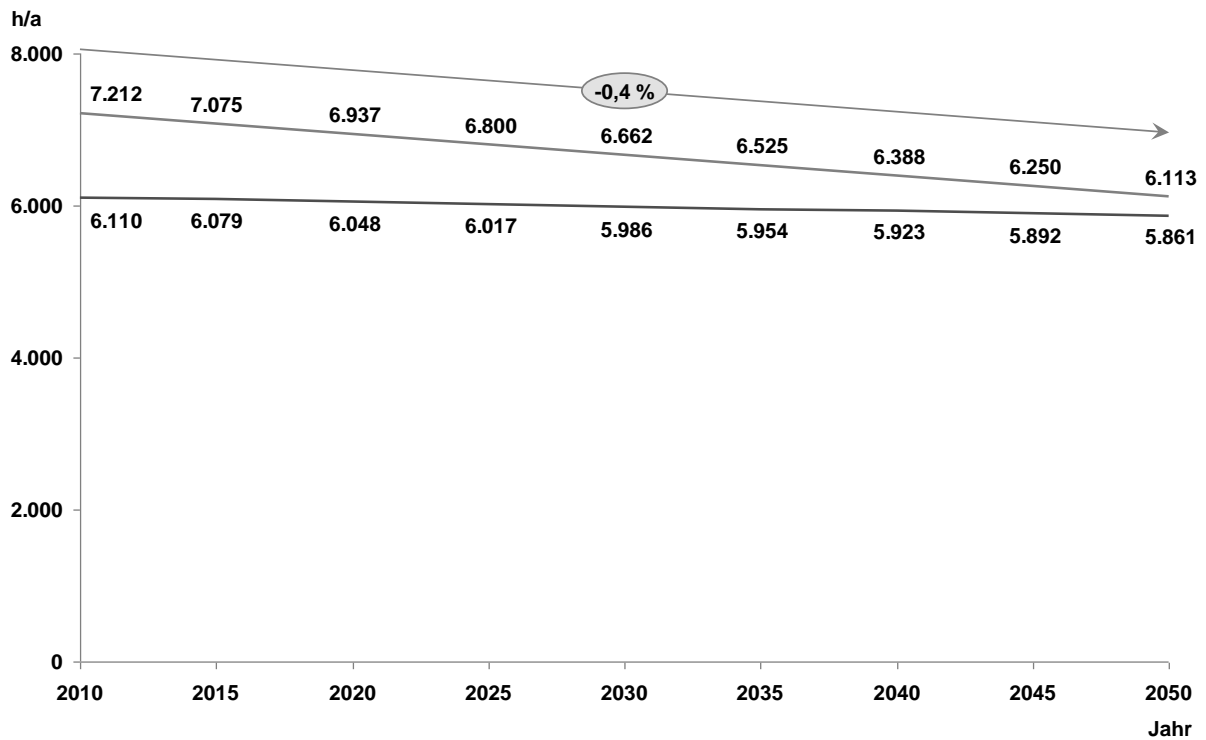
### **CO<sub>2</sub>- und Energiegehalte des Brennstoffs**

Die zum Einsatz kommende Steinkohle hat einen mittleren Heizwert (Hu) von 25.000 kJ/kg mit einer maximalen Abweichung von plus/minus 4.000 kJ/kg.

Der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Steinkohle beträgt 93,0 t CO<sub>2</sub>/TJ, umgerechnet ergibt sich damit eine Erzeugung von 0,670 kg CO<sub>2</sub>/kWh el. für das 700°C-Kraftwerk (Wirkungsgrad 50%) und eine Erzeugung von 0,728 kg CO<sub>2</sub>/kWh el. für das 600°C-Kraftwerk (Wirkungsgrad 46%).

### **Volllaststunden**

Die anlegbaren Volllaststunden je Kraftwerksvariante wurden durch Simulation im EWI-eigenen volkswirtschaftlichen Gesamtmodell ermittelt. Durch den höheren Wirkungsgrad kommt die innovative 700°C-Technologie auf höhere durchschnittliche Stundenzahlen im Zeitverlauf:



**Abbildung 11: Volllaststunden im Zeitverlauf**

Die Volllaststunden je Jahr nehmen mit der Zeit ab, da sich neuere und wirkungsgradbessere Kraftwerke in der Merit-Order vor das Duisburger Kraftwerksprojekt legen.

## 7. Wärme und Kälte

Das innovative Konzept der SWDU beruht neben dem Einsatz hoch moderner Kraftwerkstechnologie auf der deutlichen Wirkungsgradverbesserung durch gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme/Kälte (KWK).

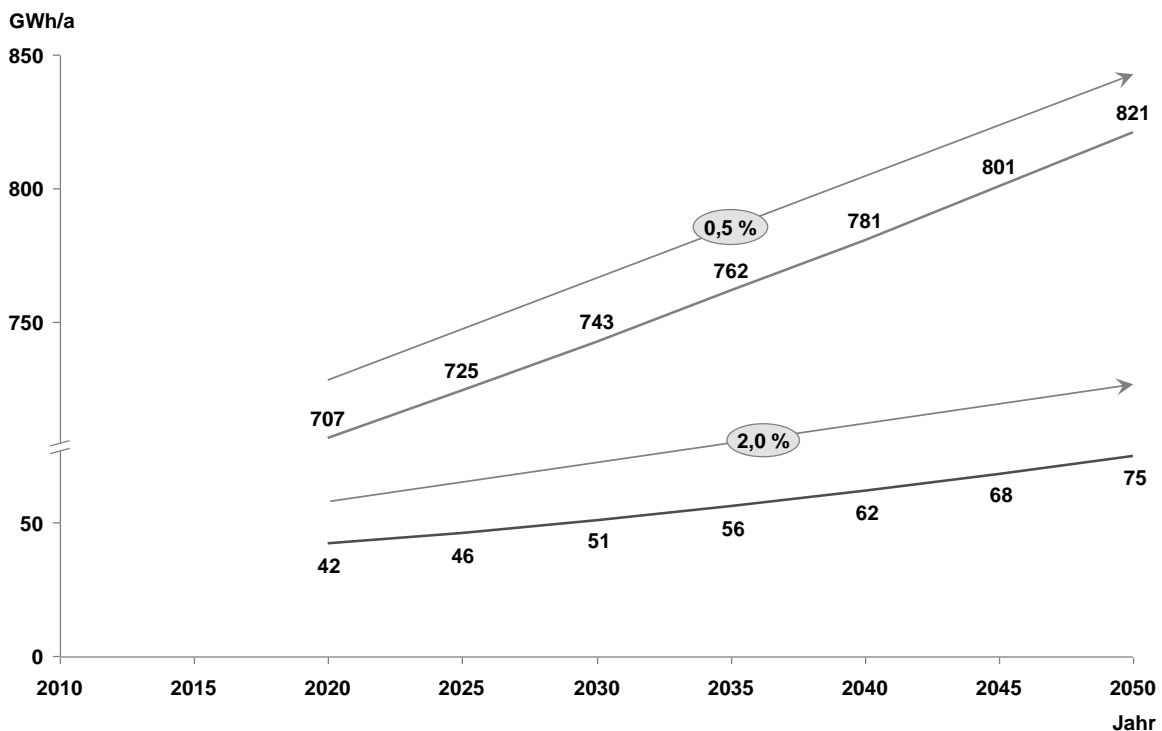
Neben der heutigen Auskopplung von Wärme für das stadtnahe Fernwärmenetz soll das geplante Innovations-Kraftwerk auch Kälte erzeugen. Durch komplementäre Jahresnachfragelinien ergänzen sich die Erzeugung von Wärme und Kälte aus einer Produktionsanlage gut.<sup>9</sup>

Die Produkte Wärme und Kälte werden im Kraftwerk erzeugt und wie der Strom am Übergang der Kraftwerksgrenze an das jeweilige Netz übergeben. Ein Betrachtung bzgl. Netzausbau oder Transportkosten für Wärme und Kälte ist nicht Teil dieser Untersuchung.

Der Absatz der Wärme beträgt zum Zeitpunkt der kommerziellen Inbetriebnahme des Innovationskraftwerks (2019) 700 GWh/a mit einer Wachstumsrate von 0,5% pro Jahr. Der Absatz für Kälte stellt sich mit jährlich 40 GWh dar, wobei die Wachstumsrate hier mit 2%/a angenommen wird.

---

<sup>9</sup> Die Nachfrage nach Kälte ist immer Sommer besonders hoch (Kühlung von Einrichtungen), die Nachfrage nach Wärme ist im Winter besonders hoch (Heizung von Einrichtungen)



**Abbildung 12: Absatz Wärme und Kälte**

Für die Produktion der Wärme ist eine Stromkennziffer von 0,5 und eine Stromverlustkennziffer von 0,20 MW el./MW th. bei den Berechnungen hinterlegt. Ferner sind die Erlöse für Wärme mit 30 €/MWh und für die Kälte mit 35 €/MWh angesetzt - die Preisentwicklung der Wärme ist an die Gaspreisentwicklung<sup>10</sup> gekoppelt, die der Kälte wiederum an die der Wärme.

Die Investitionskosten für die Wärmeerzeugung betragen einmalig 15 Mio. €, für die Kälteerzeugung werden 5 Mio. € angesetzt. Daneben fallen jährliche Betriebskosten von 750.000 € für die Wärme und von 250.000 € für die Kälte an.

### Förderung für KWK

Als Basis für die Förderung des Innovationskraftwerks dienen folgende aktuelle KWK-Stromsätze für die ersten 30.000 Volllaststunden oder die ersten 6 Betriebsjahre<sup>11</sup>:

- 5,11 € ct./kW bis 50 kW

<sup>10</sup> Dies ist sinnvoll, da für Wärme im Hausbereich neben Fernwärme vor allem Erdgas als Substitut zum Einsatz kommt.

<sup>11</sup> Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung (2008)

- 2,1 € ct./kW von 50 kW bis 2 MW
- 1,5 € ct./kW ab 2 MW<sup>12</sup>

Für die freie CO<sub>2</sub>-Zuteilung für KWK-Anlagen wird der aktuelle Satz von 225g/kWh angesetzt. Die Abschmälzung der Förderungen für KWK-Anlagen, welche ab 2013 durch die ETS-Richtlinie vorgeschrieben ist, ist entsprechend in den Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt.

---

<sup>12</sup> Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung (2008)

## 8. CCS für das Innovationskraftwerk Duisburg

Als mögliche CCS-Technologie kommt für das Innovations-Kraftwerk nur das Post-Combustion-Verfahren in Betracht, da:

- nur diese Technik eine gute Nachrüstbarkeit - ohne große Eingriffe in die thermodynamischen und werkstofftechnischen Prozesse - eines bestehenden Kraftwerks erlaubt,
- nur diese Technik einen reibungslosen Strom- und insbesondere Fernwärmeerzeugungsbetrieb, bei vollständigem Ausfall der CO<sub>2</sub>-Anlage, gewährleistet<sup>13</sup>

Für ein Post-Combustion-Verfahren ergeben sich nach heutigem Wissensstand Investitionskosten<sup>14</sup> von 1.200 €/MW el. Damit ergeben sich gesamthafte Investitionskosten von 612 Mio. € für das innovative Kraftwerk bei einem sofortigem Bau einer solchen Anlage. Des weiteren wird angenommen, dass der Transport 5 €/t CO<sub>2</sub> und die Speicherung 4€/t CO<sub>2</sub> kosten.

Um das abgespaltene CO<sub>2</sub> vom Kraftwerk zum Speicherort, welcher nach allem aktuellem Stand der Forschung im Norden von Deutschland liegt<sup>15</sup>, zu transportieren, ist das Vorhandensein einer mehreren 100 km langen CO<sub>2</sub>-Pipeline notwendig. Diese CO<sub>2</sub>-Pipeline kann nicht von den Stadtwerken Duisburg AG errichtet und betrieben werden, da weder die finanziellen und personellen Voraussetzungen bestehen, noch technischen Erfahrungen vorliegen, um ein solche Hochdruckpipelineinvestition zu tätigen. Der Aufbau dieser Infrastruktur kann aus Sicht der Beteiligten nur durch große integrierte Versorgungsunternehmen (RWE, E.ON, etc.) oder durch den Staat, bzw. aus einer Kombination<sup>16</sup> dieser getätigt werden. Aus diesem Umstand lässt sich ableiten, dass die CO<sub>2</sub>-Abspaltung der SWDU nicht ein "First Mover" in Deutschland sein kann. Vielmehr ist es zum

---

<sup>13</sup> Auch bei vollständigem Ausfall der Post-Combustion-Anlage muss die Fernwärmeversorgung der Stadt Duisburg sichergestellt sein. In diesem Fall würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen vorübergehend in die Atmosphäre geleitet, wofür entsprechende CO<sub>2</sub>-Zertifikate benötigt würden.

<sup>14</sup> Inkl. einer Verdichtung des CO<sub>2</sub> auf 100bbar

<sup>15</sup> [http://www.bgr.bund.de/cln\\_092/nn\\_1038778/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Speichermoeglichkeiten/speichermoeglichkeiten\\_\\_node.html?\\_\\_nnn=true](http://www.bgr.bund.de/cln_092/nn_1038778/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Speichermoeglichkeiten/speichermoeglichkeiten__node.html?__nnn=true) vom 12.04.2009

<sup>16</sup> Vorstellbar wäre z.B. ein Konsortium aus mehreren großen Versorgungsunternehmen oder eine staatliche Unterstützung

Beispiel denkbar, dass im Zusammenhang mit dem angekündigten IGCC-Großkraftwerk<sup>17</sup> von RWE bei Köln die notwendige CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur gebaut wird. Gegen eine Transportgebühr kann das abgespaltene CO<sub>2</sub> des Innovations-Kraftwerks abtransportiert werden.<sup>18</sup> Die gleichen Überlegungen, welche hier zum CO<sub>2</sub>-Transportnetz getroffen worden sind, treffen auch auf den CO<sub>2</sub>-Speicher zu.

Jährliche Reparaturkosten berechnen sich mit 1% der Investitionssumme (6,12 Mio.€/a). Zum Betrieb der Anlage notwendige 15 Mannkapazitäten verursachen jährliche Kosten in Höhe von 1,05 Mio. €. Mit dieser Anlage können im Durchschnitt 90% des bei der Verbrennung anfallenden CO<sub>2</sub> abgespalten werden.

Der Wirkungsgradverlust, welcher durch die Entnahme von großen Dampfmengen für den Regenerationsprozess des CO<sub>2</sub>-Absorptionsmedium verursacht wird, wird mit 10%-Punkten angenommen - d.h. die Wirkungsgrade sinken auf folgende Werte bei Einsatz von CCS:

- von 46% auf 36% beim 600°C-Kraftwerk
- von 50% auf 40% beim 700°C-Kraftwerk

Die Bauzeit der CCS-Anlage beträgt 32 Monate, die Inbetriebsetzungsphase ist 4 Monate lang.

## **CCS und Lernkurve**

Für alle neue technologischen Entwicklungen spielen Lernkurven eine entscheidende Rolle, um so z.B. mögliche zukünftige Kostenreduktionspotentiale zu quantifizieren. Das Konzept der Lernkurve besagt, dass durch Lernprozesse die Produktionskosten in Abhängigkeit der produzierten Menge sinken. Eine Lernrate von 10% hat zur Folge, dass bei einer Verdoppelung der produzierten Outputmenge die spezifischen Produktionskosten um 10% sinken.

---

<sup>17</sup> <http://www.rwe.com/web/cms/de/2688/rwe/innovationen/stromerzeugung/clean-coal/igcc-ccs-kraftwerk> vom 10.04.2009

<sup>18</sup> Aus diesem Grund soll an dieser Stelle nicht näher auf mögliche nationale und europäische Förderungen für CCS eingegangen werden.

Da sich CCS noch in der Test- und Erprobungsphase befindet, können Lernraten nur durch den Vergleich mit anderen technologischen Entwicklungen abgeleitet werden.<sup>19</sup> Im Vergleich mit Lernkurven ähnlicher Technologien haben wir folgende Lernraten für CCS abgeleitet:

- 10% für die Investitionskosten
- 10% für die Betriebskosten (Verbesserung Wirkungsgradverluste)
- 8% für Nicht-Verfügbarkeit

Als weitere Annahme musste auch der weltweite Zubau an CCS-Anlagen angenommen werden, um aus der Kombination dieser Annahme und der angenommen Lernraten die Veränderung von Investitionskosten und Wirkungsgradverlusten im Zeitverlauf zu berechnen. Die Wachstumsvorhersage einer noch nicht marktfähigen Technik unterliegt sehr großen Unsicherheiten, wie zum Beispiel regulatorischen Vorgaben, staatlichen Förderungen, technologischen Sprünge etc., und kann an dieser Stelle nur eine grobe Approximation darstellen.<sup>20</sup>

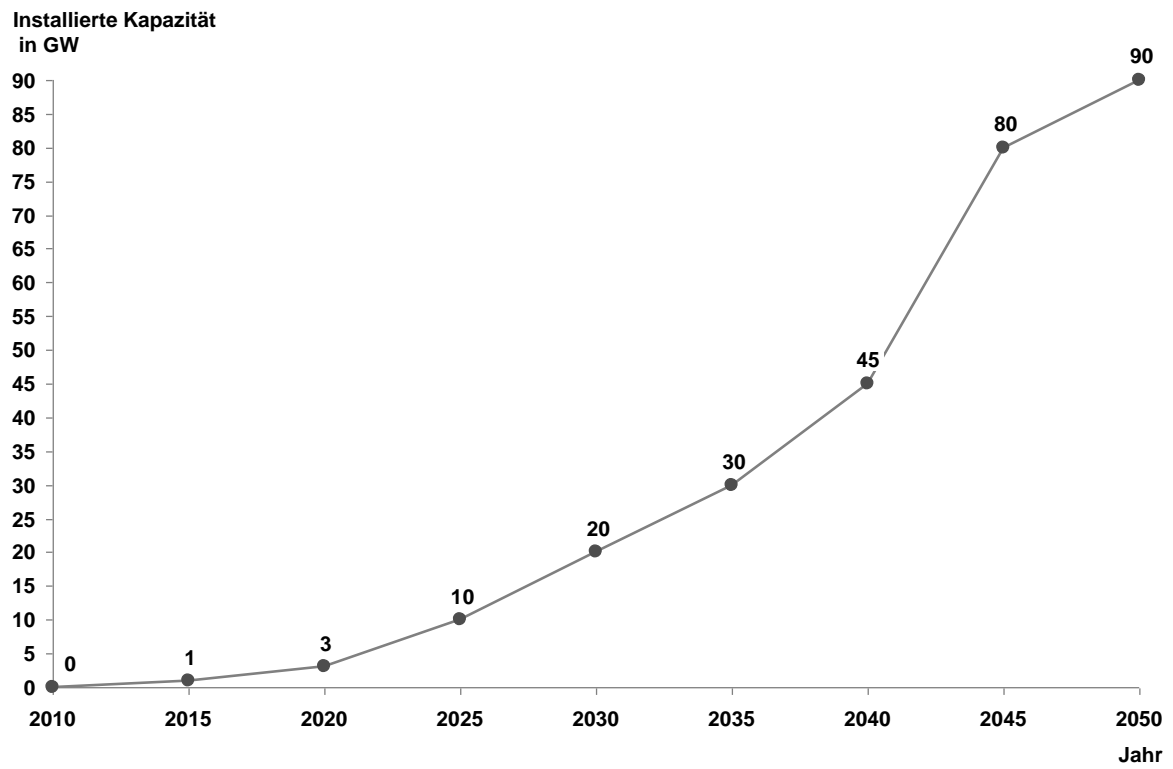
Folgende konservative Annahmen bzgl. des weltweiten Zubaus in GW liegen den Berechnungen zu Grunde:

---

<sup>19</sup> Vgl. Rubin et al.(2007) und McKinsey&Company (2008)

<sup>20</sup> McKinsey&Company (2008)





**Abbildung 13: Zubau CCS-Kapazitäten**

## 9. Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerksvarianten

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurde je Kraftwerksvariante eine detaillierte Kapitalwertberechnung (Discounted-Cash-Flow nach dem Netto-Verfahren) durchgeführt. Alle erforderlichen Parameter wurden in mehreren gemeinsamen Workshops mit allen Beteiligten (SWDU, VGB und EWI) diskutiert und festgelegt. Die wirtschaftlichen und technischen Parameter sind den vorherigen Kapiteln im Detail zu entnehmen.

### Wirtschaftlichkeit Kraftwerk ohne CCS

Die Wirtschaftlichkeit der zwei Kraftwerksvarianten (600°C vs. 700°C) stellt sich wie folgt dar:

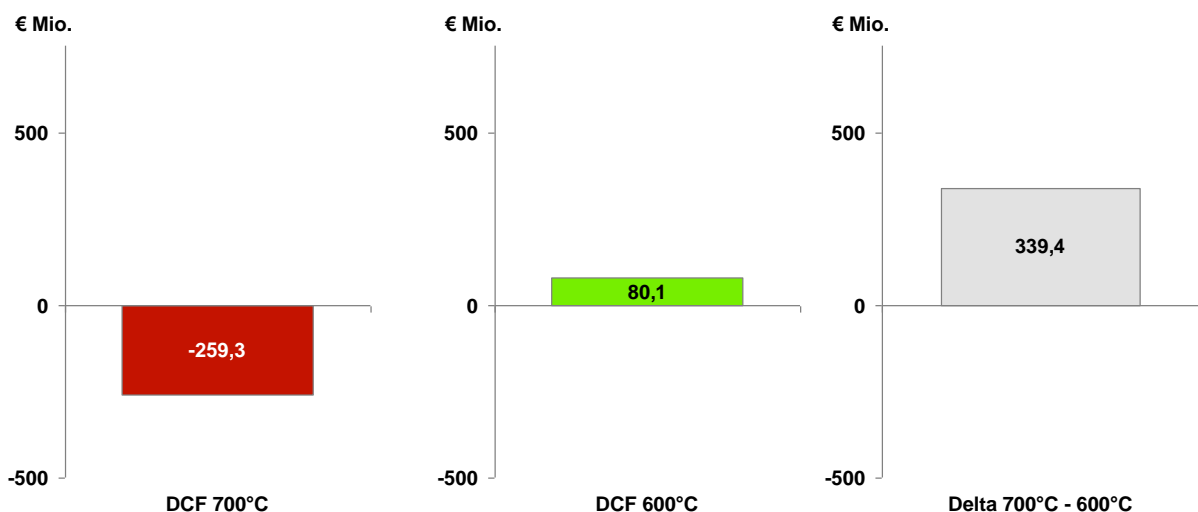
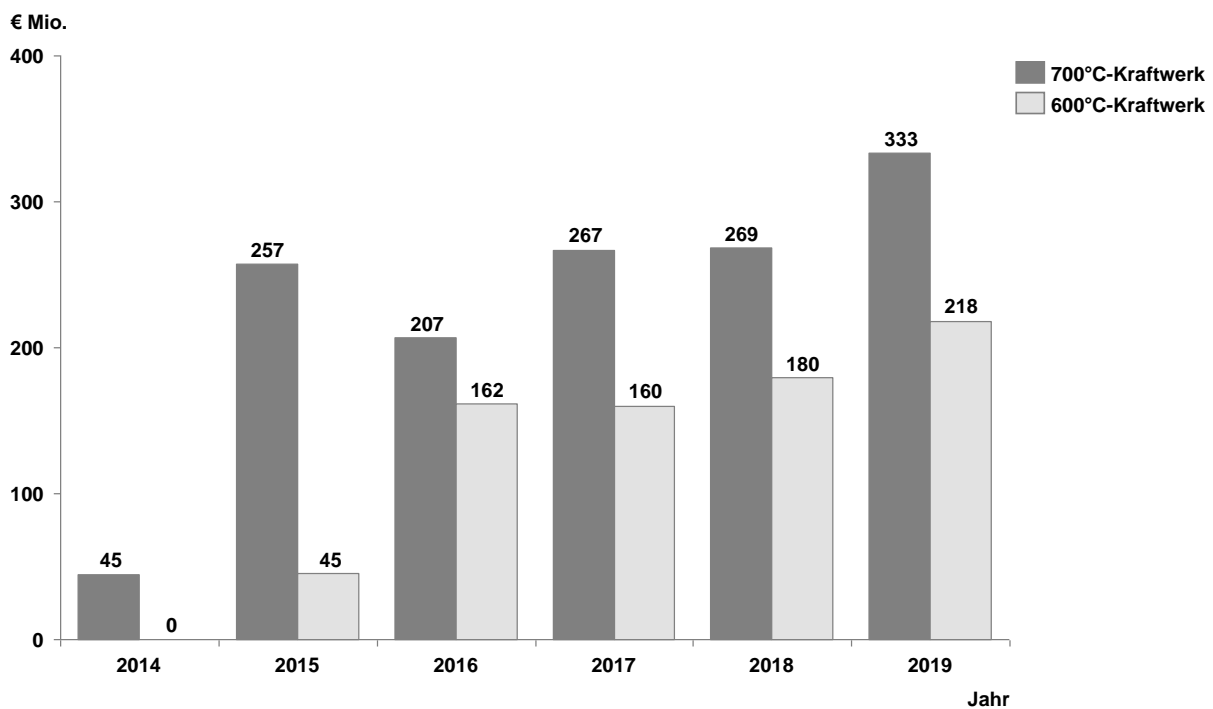


Abbildung 14: Kapitalwerte 600°C- und 700°C-Kraftwerk

Das 600°C-Kraftwerk hat einen positiven Kapitalwert von 80,1 Mio. € und ist damit wirtschaftlich vorteilhaft für die SWDU.

Im eindeutigen Gegensatz dazu weist das 700°C-Kraftwerk einen negativen Kapitalwert von -259,3 Mio. € aus, eine heutige Investition in eine solche Anlagen wäre nicht vorteilhaft.

Der Unterschied bei den Kapitalwerten von 339 Mio. € kommt dadurch zu Stande, dass sich die spezifischen Investitionskosten zwischen den beiden Kraftwerksvarianten um 80% unterscheiden und die Investitionen, bedingt durch eine längere Bauzeit, beim 700°C-Kraftwerk deutlich früher getätigt werden müssen. Im Detail stellen sich die Investitionen im Zeitverlauf wie folgt dar:

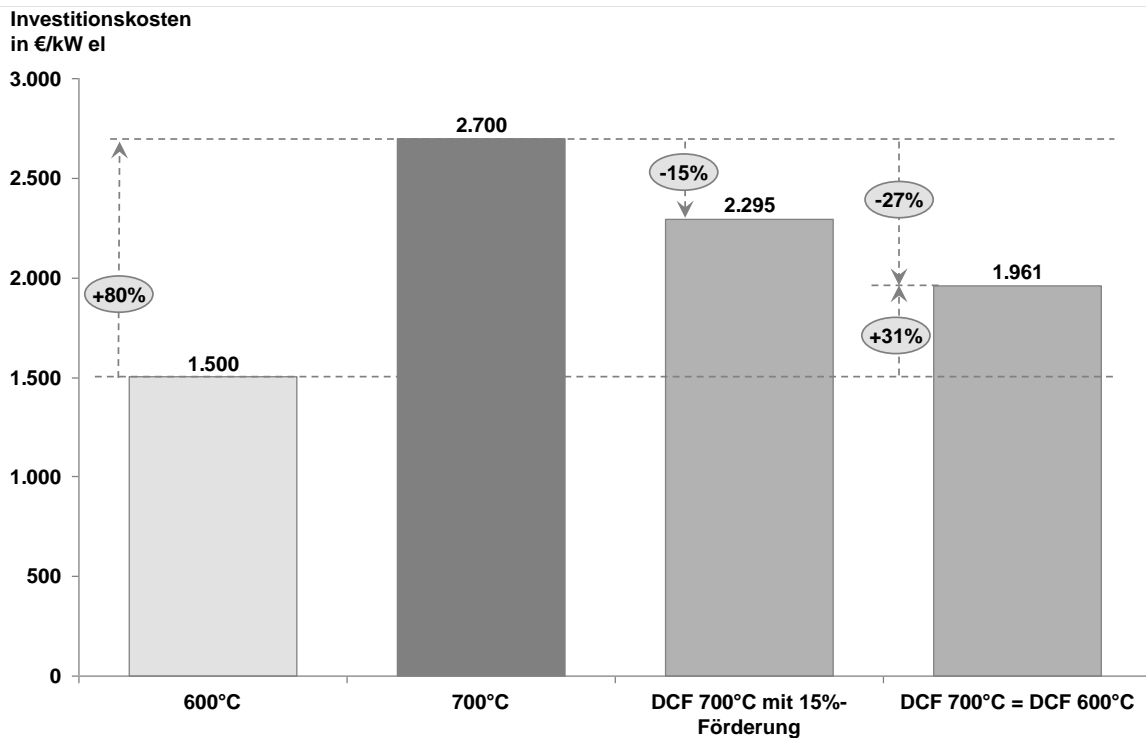


**Abbildung 15: Investitionskosten bis zum Betriebsstart**

Die Kapitalwertberechnung basiert auf der Grundlage, dass heutige Erlöse mehr wert sind als morgige<sup>21</sup>. Um diesem Sachverhalt gerecht zu werden, wird der Free Cash Flow der Kraftwerksinvestitionen mit dem WACC abdiskontiert.

Durch zahlreiche Berechnungen wurde untersucht ab welchen Investitionskosten das 600°C- und das 700°C-Kraftwerk hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit indifferent sind. Weiterhin wurde die Wirkung der Investitionskosten auf die Wirtschaftlichkeit aufgezeigt. Der höhere Wirkungsgrad von 50% lässt für das 700°C-Kraftwerk Investitionskosten in Höhe von 1.961 €/kW el. zu (im Vergleich sind dies 31% höhere Kosten, als beim 600°C-Kraftwerk von 1.500 €/kW el.), um den gleichen positiven Kapitalwert des 600°C-Kraftwerks zu erreichen:

<sup>21</sup> Wer würde nicht die Auszahlung seines Gehalts lieber am Monatsanfang als am Monatsende bevorzugen

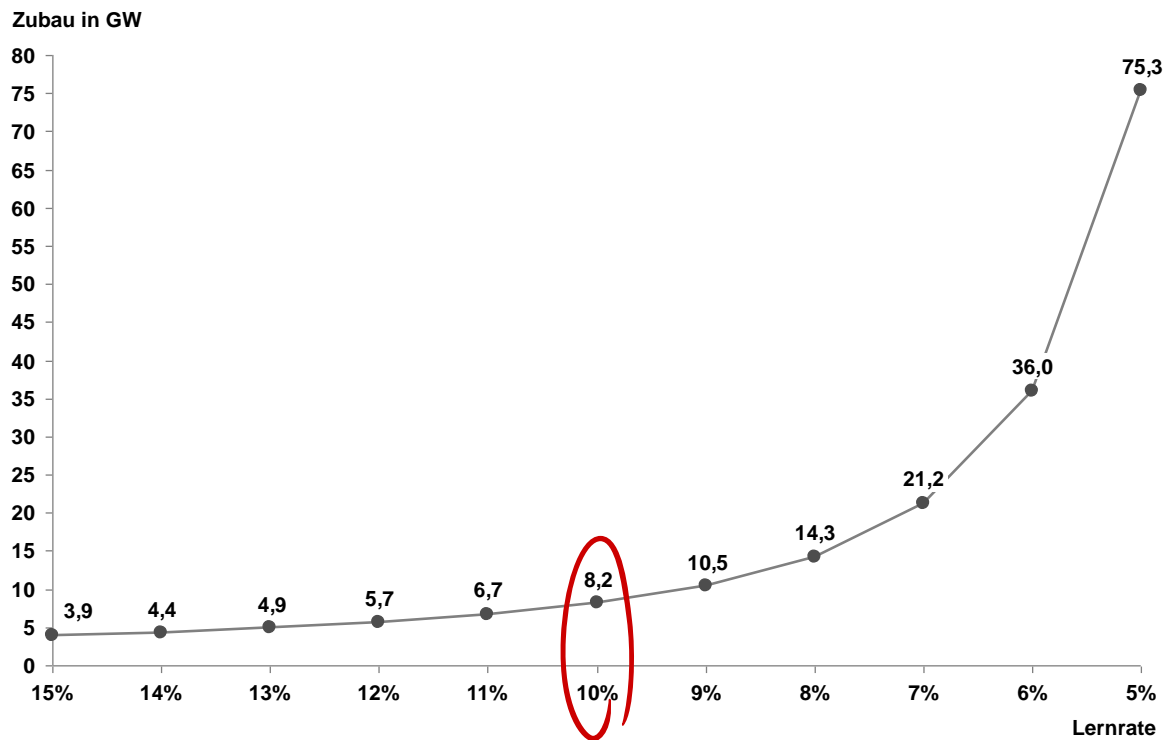


**Abbildung 16: Unterschiedliche Investitionskosten**

Eine Förderung der Investitionskosten mit bis 15% ist denkbar, wenn man die Sonderregelung aus dem aktuellen Richtlinienentwurf zur Neuregelung des EU-Zertifikathandelssystems anlegt - siehe dazu im Detail unten unter "Sonderthema: 15% - Investitionskostenförderung". Die Auswirkung einer fünfzehnpromzentigen Reduzierung der Investitionskosten des 700°C-Kraftwerks wird in der dritten Säule dargestellt.

Um die zeitliche Dimension einer Kostenreduzierung von aktuellen 2.700 €/kW el. auf 1.961 €/kW el. abzuschätzen, kann auch hier auf das Konzept der Lernkurven zurückgegriffen werden, und die folgende Frage beantworten: "Wie hoch muss die Lernrate und die kumulierte Produktionsmenge sein, damit die Investitionskosten von 2.700 auf 1.961 €/kW el. sinken?".

Die Antwort ist der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen:

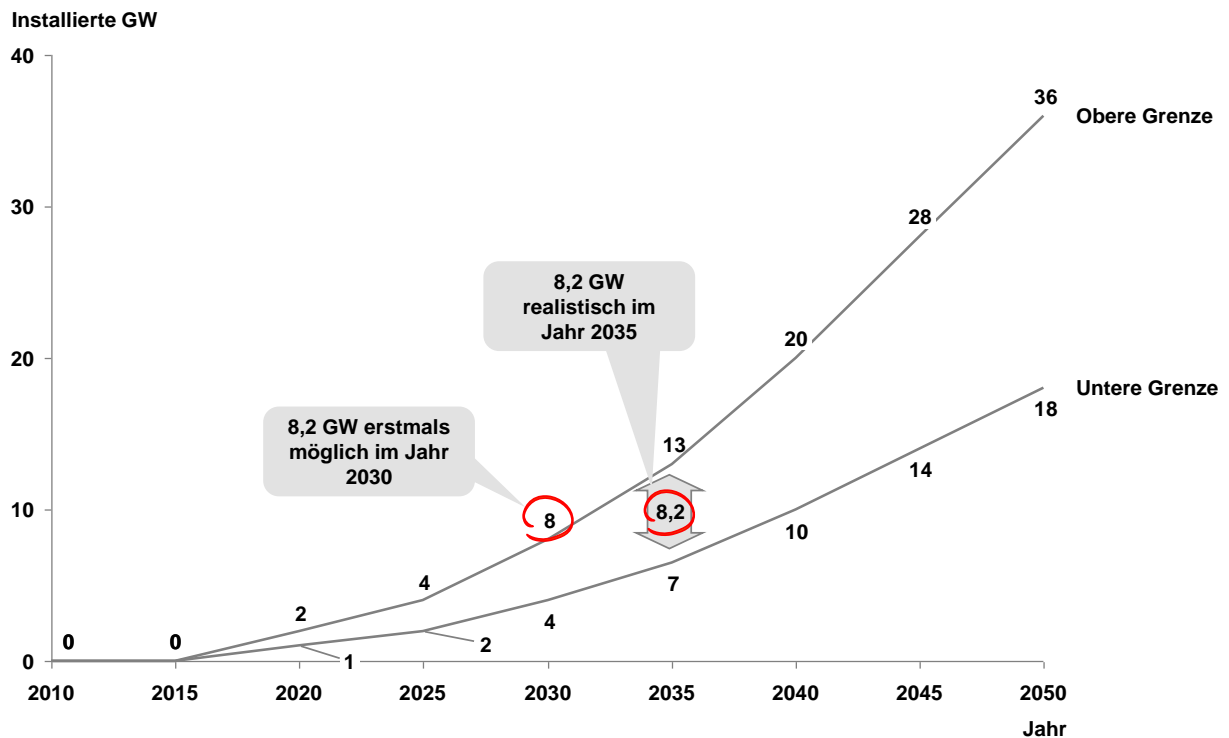


**Abbildung 17: Lernrate und Outputmenge**

Bei der Annahme einer realistischen Lernrate von 10%<sup>22</sup> für die 700°C-Technologie sind ca. 8,2 GW an Kraftwerkskapazitäten zu bauen, um die spezifischen Investitionskosten durch Lerneffekte auf 1.961 €/kW el. zu senken.

Um abschätzen zu können, wann dieser Punkt erreicht ist, hat der VGB Annahmen hinsichtlich des weltweiten kumulierten Zubaus an 700°C-Technologie getroffen. Die Prognose (unterer und obere Grenze) lassen sich aus der folgenden Grafik entnehmen:

<sup>22</sup> Vgl. die Lernrate von CCS

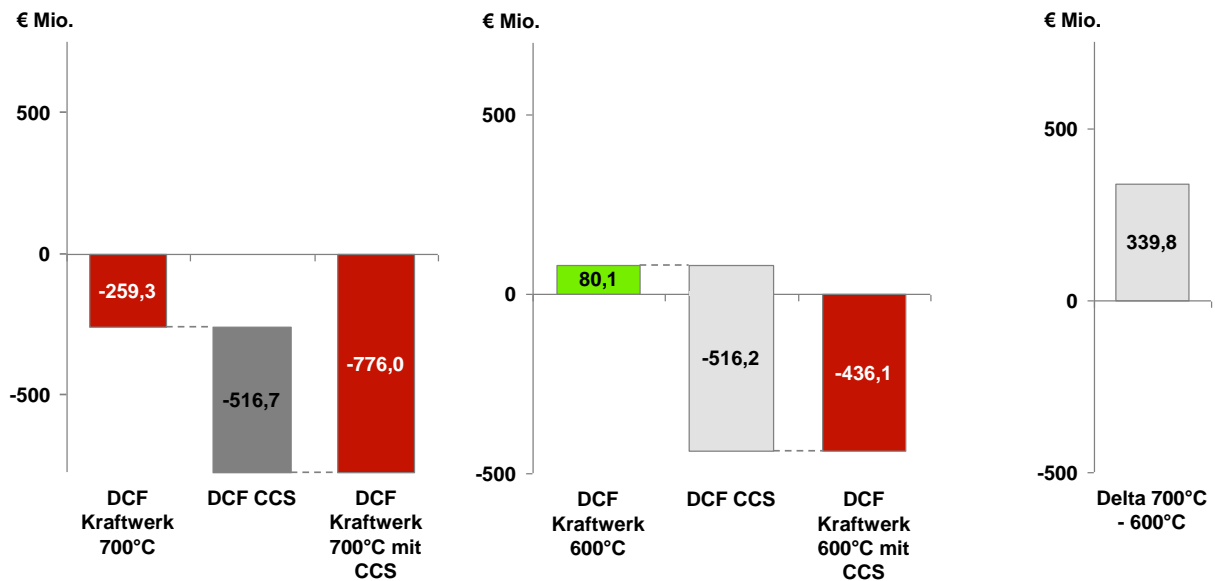


**Abbildung 18: Erwartete kumulierter Zubau an 700°C-Kraftwerken**

Demnach ist damit zu rechnen, dass ca. im Jahr 2035 im Mittel ein Zubau von 8,2 GW erreicht ist, der - bei einer Annahme von einer Lernrate von 10% für die 700°C-Kraftwerkstechnologie (siehe vorherige Grafik) dazu führen würde, dass die beiden Kraftwerkstechnologien hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit indifferent wären. Legt man die obere Grenze oder positive Prognose hinsichtlich des kumulierten Zubaus an 700°C-Kraftwerken an, dann würde dieser Zeitpunkt etwa fünf Jahre früher (im Jahre 2030) erreicht werden.

### Wirtschaftlichkeit Kraftwerk mit CCS

Die Wirtschaftlichkeit der zwei Kraftwerksvarianten bei einem sofortigen Bau einer CCS-Anlage stellt sich wie folgt dar:



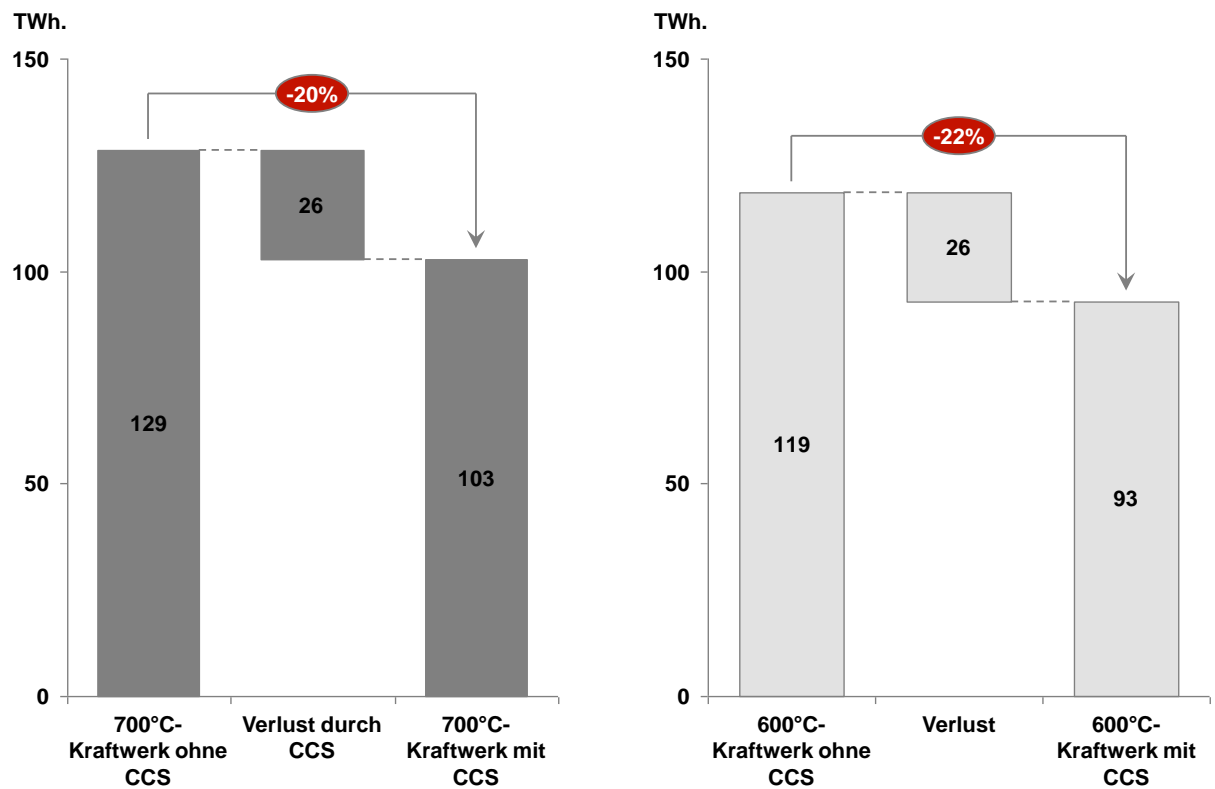
**Abbildung 19: Kapitalwerte inkl. CCS**

Die Kapitalwerte der Neubauprojekte sinken bei beiden Kraftwerkvarianten um ca. 516 € Mio. auf -436,1 Mio. € (600°C) und auf -776,0 Mio. € (700°C).

Ein sofortiger Zubau einer CO<sub>2</sub>-Abspaltungsanlage im Post-Combustion-Verfahren ist wirtschaftlich nicht sinnvoll, da:

- es sich bei der CCS-Technik um eine großtechnisch unerprobte Technologie handelt, welche vor der Marktreife steht - Lerneffekte haben noch nicht stattgefunden,
- durch die nicht vorhandene Marktreife entstehen hohe Investitionskosten, große Wirkungsgradverluste und schwer kalkulierbare Risiken,
- die CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise wahrscheinlich erst mittelfristig ein Niveau erreichen, das die Kosten der CO<sub>2</sub>-Abspaltung deckt.

Die Wirkungsgradverluste von 10%-Punkte summieren sich über eine Laufzeit von 45 Jahren zu hohen Mengen an nicht produziertem Strom. Im Einzelnen wird durch eine CCS-Anlage, welche zeitgleich mit dem Kraftwerk am 01.01.2019 den kommerziellen Betrieb aufnimmt, 20% bzw. 22% weniger Strom produziert:

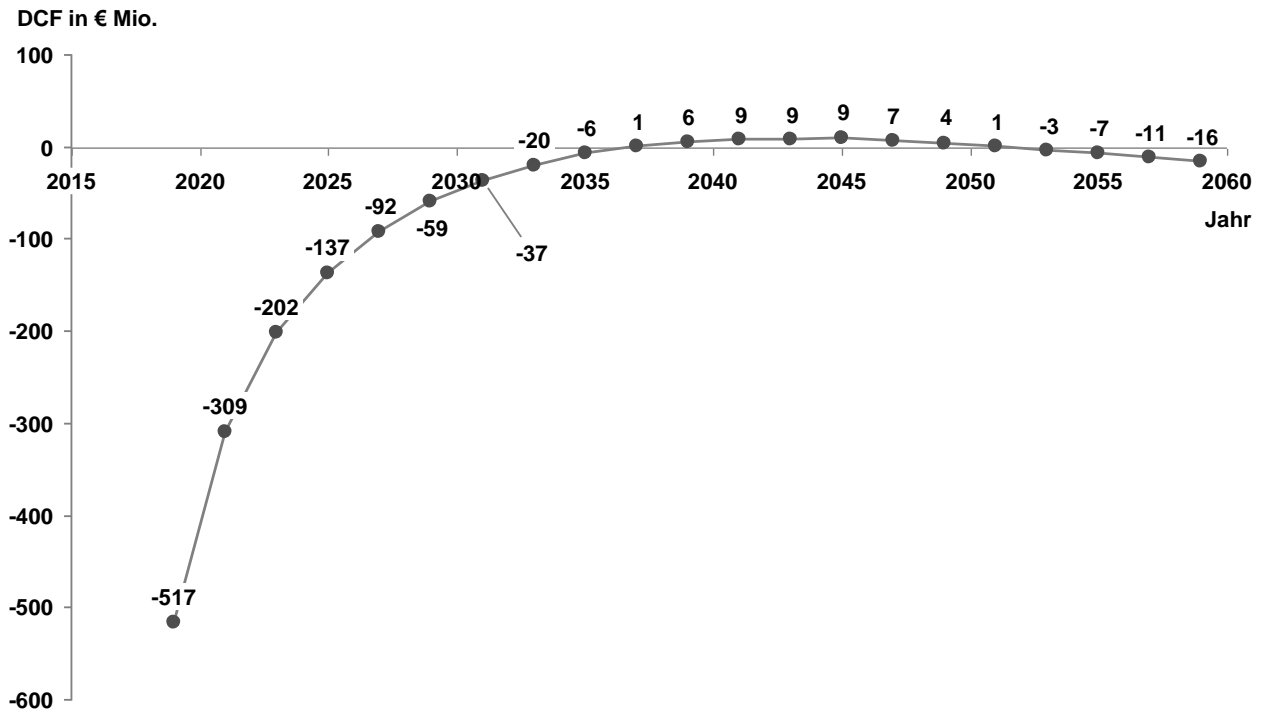


**Abbildung 20: Strommengenverluste durch CCS**

Durch einen höheren Wirkungsgrad der 700°C-Technik fallen die Verluste um 2%-Punkte geringer aus, als bei der Kraftwerksvariante, welche mit Dampftemperaturen von 600°C arbeitet.

Ein zeitlich versetzter Zubau von CCS ist aber trotzdem sinnvoll. Legt man die oben beschriebenen Lernkurven für CCS auf der einen Seite und auf der anderen Seite steigende CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise an, ergibt sich eine nachträgliche sinnvolle Zubauoption ca. um das Jahr 2037, bzw. nach 18 Betriebsjahren des Kraftwerks:





**Abbildung 21: DCF von CCS im Zeitverlauf**

Da der nachträgliche Zubau einer CCS-Anlage zwar im Zeitverlauf immer günstiger wird, aber auf der anderen Seite sich auch die Laufzeit der Anlage verkürzt, wird der Kapitalwert gegen Betriebsende des Kraftwerks wieder negativ.

### **Sonderthema: 15% -Investitionskostenförderung**

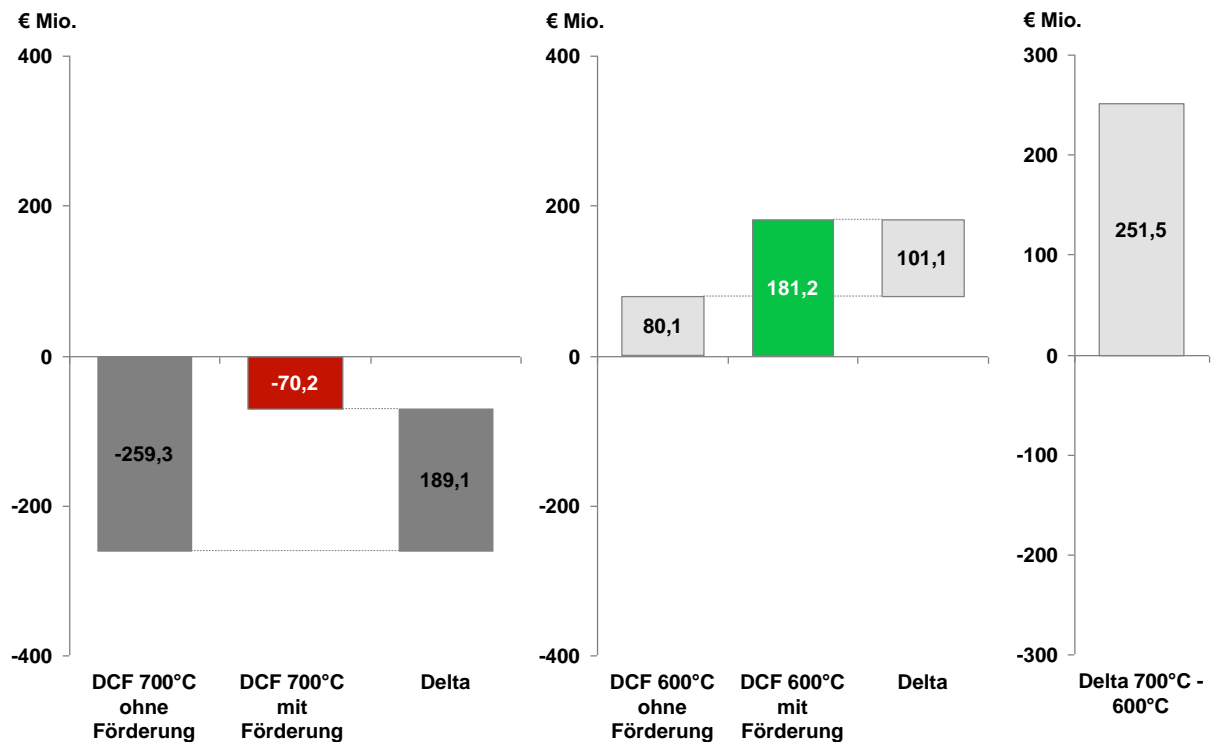
Der aktuelle Richtlinienentwurf zur Neuregelung des EU-Zertifikatehandelssystems (ETS-Richtlinie) empfiehlt eine bis zu 50%-tige zweckgebundene Mindestverwendung der Einkünfte aus der Versteigerung von Zertifikaten. Unter anderem wird die Möglichkeit eines Investitionszuschusses für Kraftwerke eröffnet. Im Anhang der Richtlinie heißt es hierzu:<sup>23</sup>

*“Im Zeitraum 2013-2016 können die Mitgliedstaaten die Einkünfte aus der Versteigerung von Zertifikaten auch zur Förderung des Baus von Kraftwerken mit hohem Wirkungsgrad, einschließlich mit neuen Energien betriebener CCS-reifer Kraftwerke, nutzen. Die Mitgliedstaaten können bis zu 15 % der gesamten Investitionskosten für den Bau CCS-reifer (CCS-ready) Kraftwerke übernehmen, deren*

<sup>23</sup> <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P6-TA-2008-0610+0+DOC+XML+V0//DE vom 19.01.2009>

*Wirkungsgrad über dem in Anhang 1 der Entscheidung 2007/74/EG der Kommission vom 21. Dezember 2006 genannten Referenzwert liegt."*

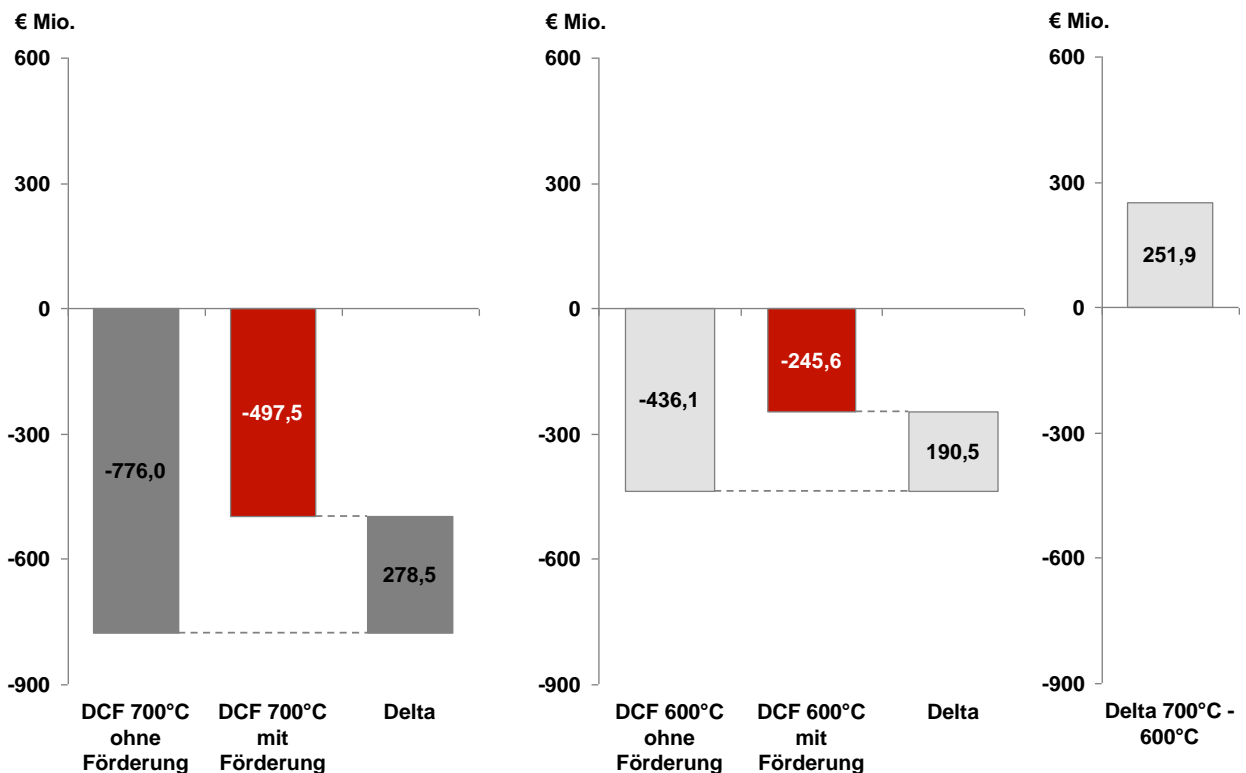
Unter der Annahme, dass eine 15% Förderung für beide Kraftwerksprojekte gewährt werden würde, ergeben sich folgende Veränderungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit für die Kraftwerksprojekte mit "Carbon Capture Ready":



**Abbildung 22: 15%-Investitionsförderung ohne CCS**

Auch unter der unwahrscheinlichen Annahme, dass nur das 700°C-Kraftwerk eine 15%ige Investitionsförderung erhalten würde, ist das 600°C-Kraftwerk ohne Förderungen gegenwärtiger immer noch wirtschaftlicher.

Wendet man die Förderung auf das Kraftwerk und die gleichzeitig in Betrieb gehende Post-Combustion-Anlage an, ergeben sich die größten Veränderungen von 278 Mio. € bzw. 190 Mio. € bei den Kapitalwerten - die Investitionen erreichen aber trotzdem nicht die betriebswirtschaftliche "Gewinnzone":



**Abbildung 23: 15%-Investitionsförderung mit CCS**

Es bleibt festzuhalten, dass eine Investitionsförderung, wie sie in der ETS-Richtlinie vorgesehen ist, im Fall des Innovations-Kraftwerk Duisburg zu keiner Entscheidungsänderungen führen würde.

#### Sonderthema: Förderung von KWK

Die bisher geltende Förderung für KWK-Anlagen findet keine Anwendung mehr für das zukünftige Innovationskraftwerk Duisburg und wurde entsprechend in den Berechnungen der Kapitalwerte nicht mehr berücksichtigt. Stattdessen müssen gemäß ETS-Richtlinie vom 19. Dezember 2008 auch für die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen CO<sub>2</sub>-Zertifikate erworben werden, wobei es während einer Übergangsfrist eine abschmelzende freie Zuteilung von Zertifikaten geben wird. Artikel 10a der ETS-Richtlinie lautet:

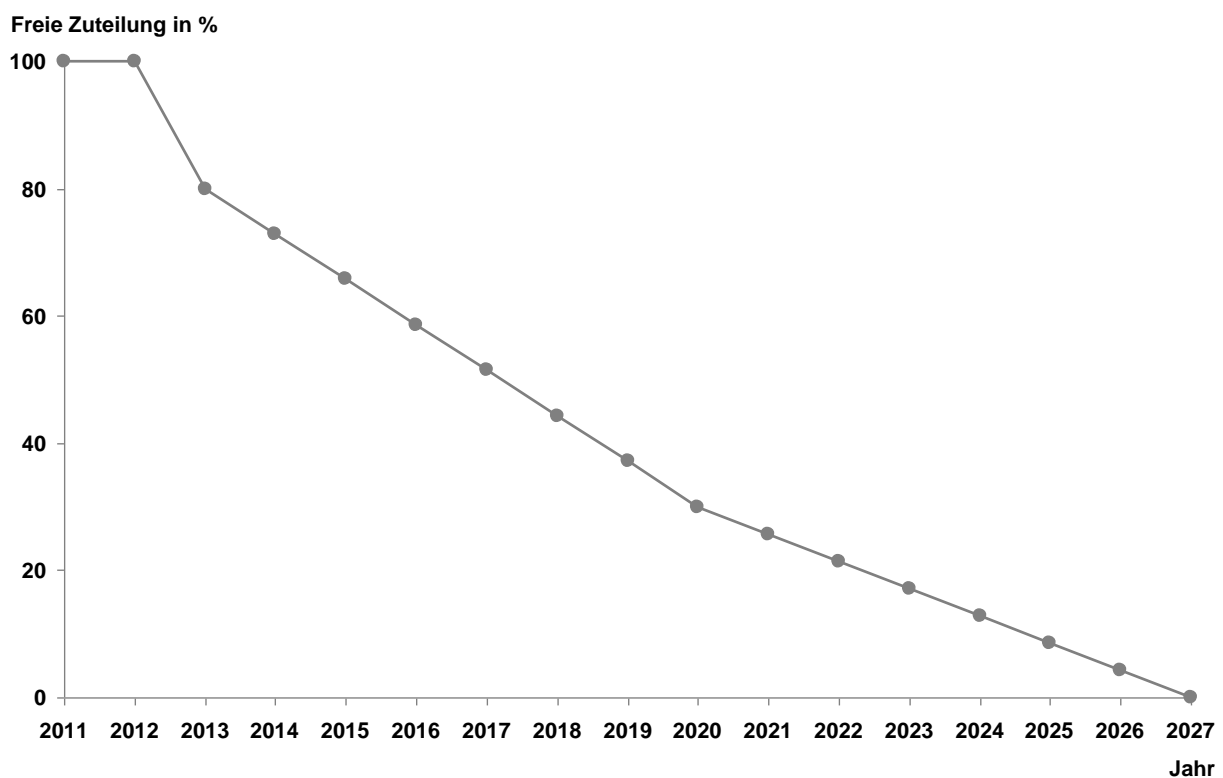
*"(4) Für Fernwärme und hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG zur Deckung eines wirtschaftlich vertretbaren Bedarfs an Wärme- und Kälteerzeugung werden Zertifikate kostenlos zugeteilt. Nach 2013 wird die*

*Gesamtzuteilung an solche Anlagen für die Erzeugung dieser Art von Wärme jährlich anhand des linearen Faktors gemäß Artikel 9 angepasst.*

...

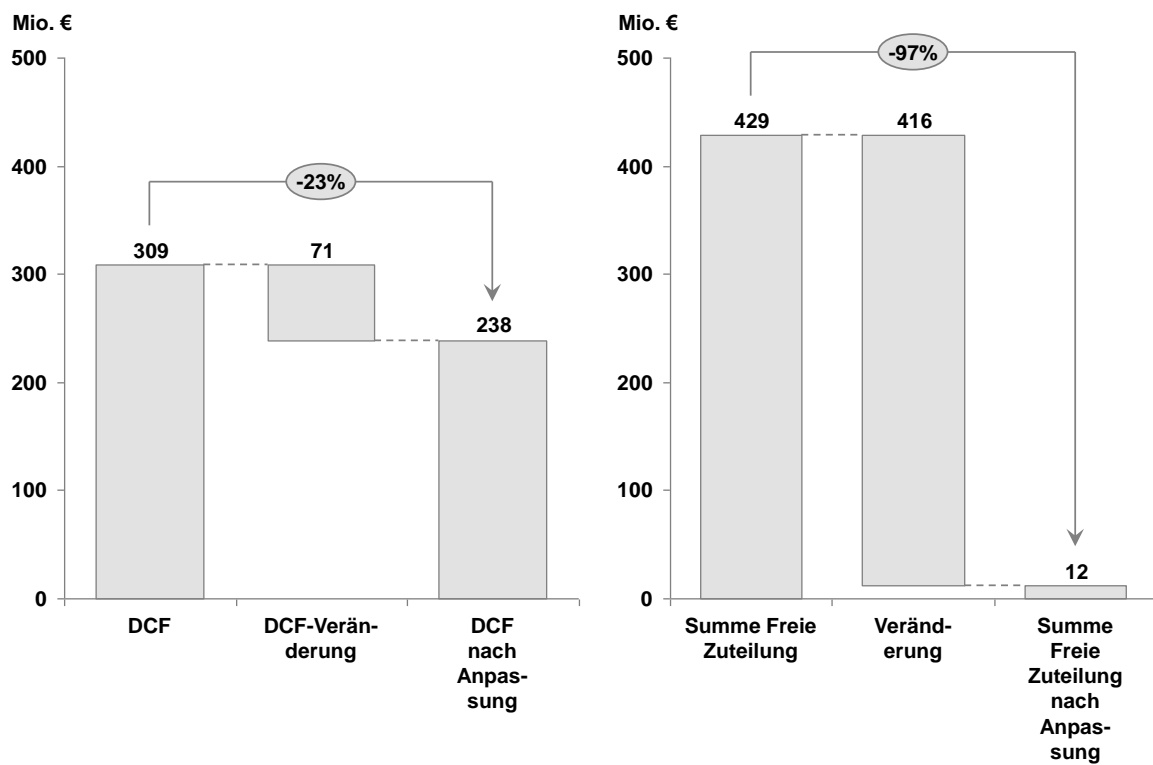
*(11) Vorbehaltlich des Artikels 10b entspricht die Zahl der gemäß den Absätzen 4 bis 7 des vorliegenden Artikels kostenlos zugeteilten Zertifikate im Jahr 2013 80 % der Menge, die gemäß den in Absatz 1 genannten Maßnahmen festgelegt wurde. Danach wird die kostenlose Zuteilung Jahr für Jahr in gleicher Höhe bis 2020 auf 30 % reduziert, so dass im Jahr 2027 keine kostenlose Zuteilung erfolgt."*

Dies bedeutet eine abnehmende freie Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten für KWK-Anlagen bis zum Jahr 2027:



**Abbildung 24: Abnehmende freie Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten**

Daraus ergeben sich im Vergleich zu einer Beibehaltung der aktuellen Förderlogik in Deutschland deutliche Erlösminderungen für das Innovationskraftwerk Duisburg:



**Abbildung 25: Veränderung durch nicht mehr freie CO<sub>2</sub>-Zuteilung**

Durch die Umsetzung der ETS-Richtlinie sinkt der Wert der frei zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikate für die KWK-Anlagen von ehemaligen - bei Beibehaltung der aktuellen Regelungen - 429 Mio. € auf 12 Mio. €.

## 10. Sensitivitäten der Wirtschaftlichkeit - Trigger Value

Im folgenden Kapitel sind einige Beispiele der zahlreichen durchgeführten Sensitivitätsanalysen aufgeführt. Die Sensitivitäten wurden sowohl durch die Variation eines Inputparameters, als auch durch die gleichzeitige Variation von zwei unterschiedlichen Inputparametern berechnet. Alle Sensitivitäten bestätigen die obigen Ergebnisse als robuste Lösung.

Eine Fragestellung, die mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse beantwortet werden sollte, war beispielsweise: "Um wie viel müssen einzelne Parameter angepasst werden, damit die beiden Kraftwerksvarianten (ohne CCS) den gleichen Kapitalwert ausweisen - Trigger Value?"

Durch eine Anpassung des Kohle- bzw. CO<sub>2</sub>-Preises ist es rechnerisch nicht möglich, eine Lösung herbeizuführen. Der Strompreis müsste schon im Jahr 2010 um 135% auf unwahrscheinliche 164 €/MWh steigen, damit die Kapitalwerte vom 600°C-Kraftwerk und vom 700°C-Kraftwerk gleich groß werden würden. Die jährlichen Volllaststunden des 700°C-Kraftwerks müssten auf nicht mögliche 10.213 h<sup>24</sup> steigen.

In der folgenden Darstellung wird aufgezeigt, welche Veränderungen des Kapitalwerts je Kraftwerkstyps sich durch eine 1%tige Anpassung (nach oben und nach unten) von wichtigen Parametern ergeben:

---

<sup>24</sup> Es bleibt festzuhalten, dass ein Jahr nur 8670 h besitzt

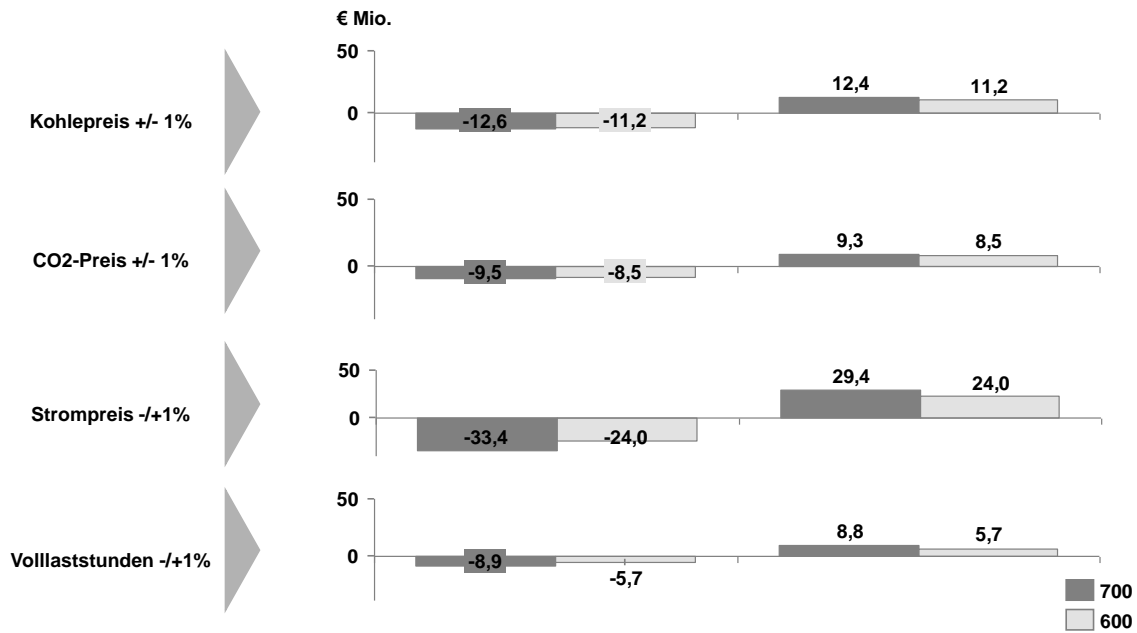


Abbildung 26: Sensitivität bei 1%iger Veränderung

Es lässt sich allgemein feststellen, dass das 700°C-Kraftwerk durch einen höheren Wirkungsgrad und den damit verbundenen höheren Volllaststunden und Stromerzeugungsmengen sensibler auf eine Veränderung reagiert.

Eine Veränderung der Verzinsungslogik lässt sich in der folgende Abbildung erkennen. In der linken Grafik wurde die Eigenkapitalverzinsung, in der rechten Grafik der Anteil an Eigenkapital angepasst:

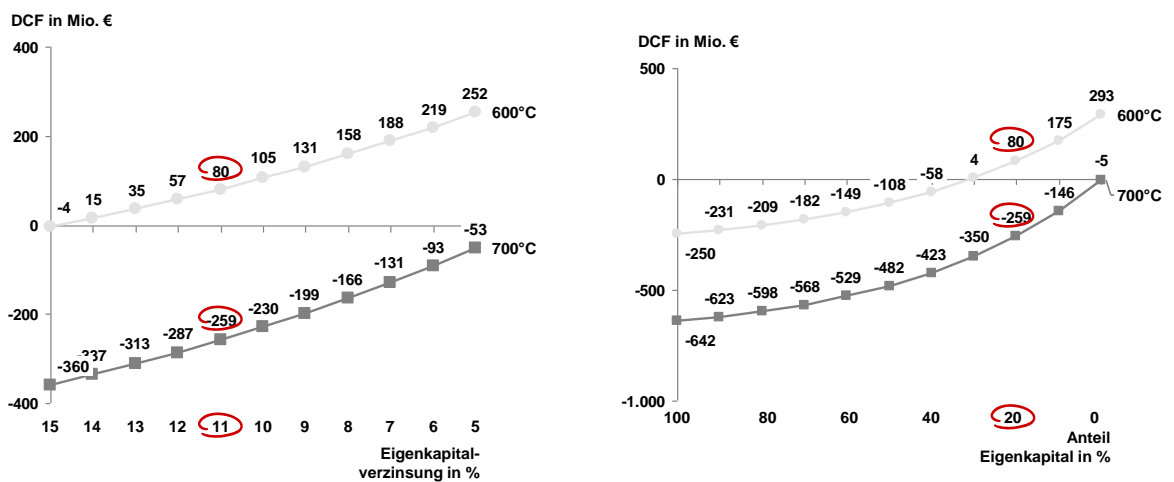
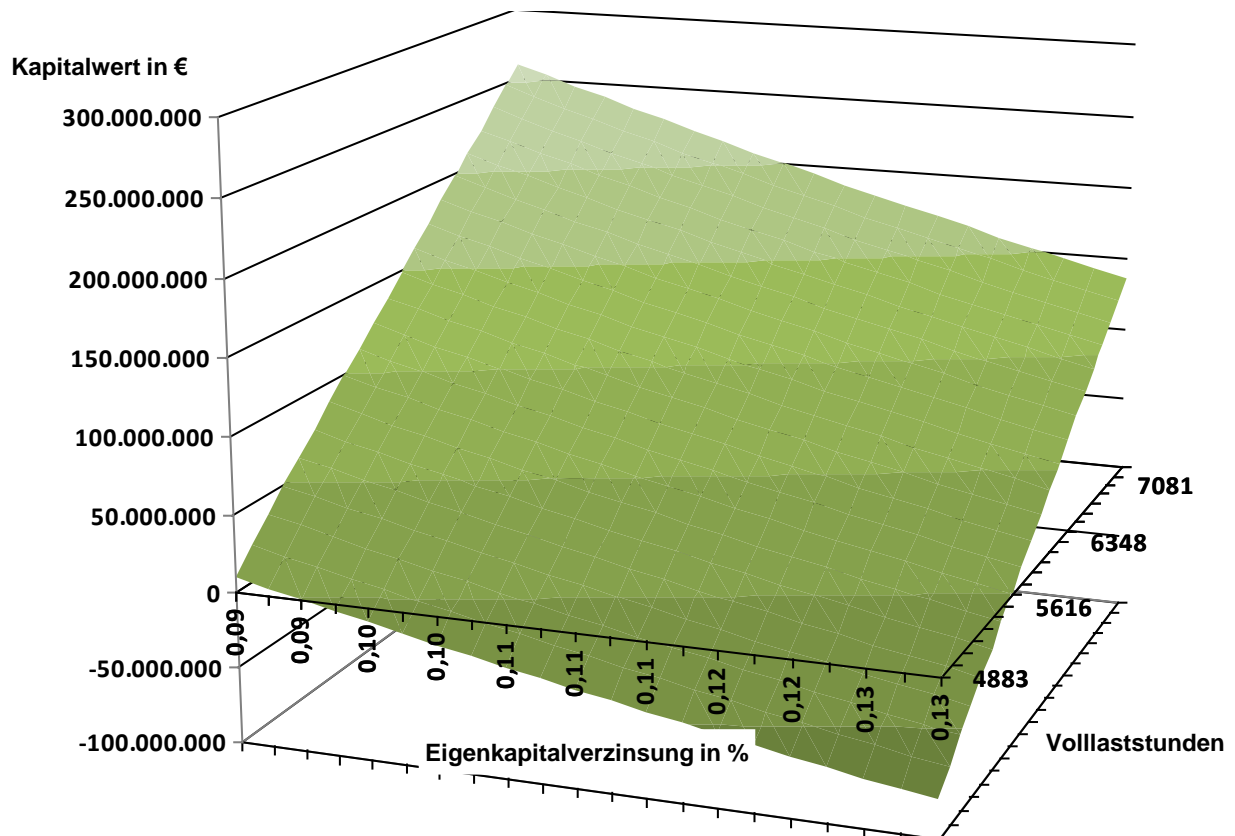


Abbildung 27: Sensitivität Eigenkapitalverzinsung und Eigenkapitalanteil

Wie sich die Kapitalwerte bei gleichzeitiger Veränderung von zwei Variablen verhalten wird an der folgende Abbildung exemplarisch dargestellt werden. Es handelt sich um eine Sensitivitätsanalyse für das 600°C-Kraftwerk bei Veränderung der Eigenkapitalverzinsung und der Volllaststunden:



**Abbildung 28: Sensitivität 600°C-Kraftwerk: Volllaststunden und Eigenkapitalverzinsung**

Das Aufzeigen weiterer Analysen würde an dieser Stelle keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn liefern, der Autor ist aber gerne bereit auf Nachfrage alle möglichen Sensitivitätsanalysen durchzuführen.

### Investitionen unter Unsicherheit

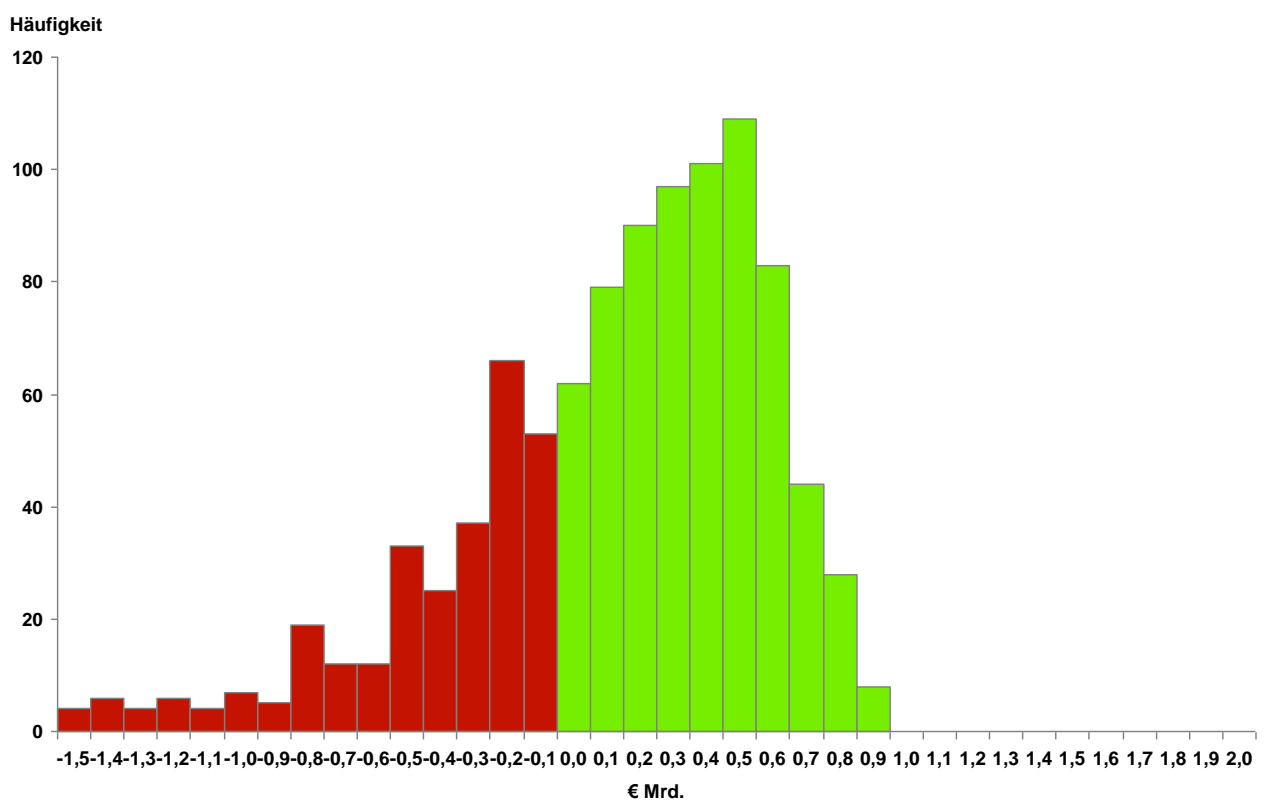
Das Innovations-Kraftwerk Duisburg unterliegt vielen Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Parameter. Um die Robustheit der obigen Ergebnisse auf der einen Seite und auf der anderen Seite die Auswirkungen von kontinuierlichen Abweichungen der oben getroffenen Annahmen aufzuzeigen, wurde eine Monte-Carlo-Simulation mit 1000



Simulationen<sup>25</sup> für die Preisentwicklung von Kohle, CO<sub>2</sub> und Strom durchgeführt. Für alle Preisprozesse wurde ein Mean-Reversion-Prozess angenommen. Die Preisentwicklungen wurden den obigen Annahmen entnommen:

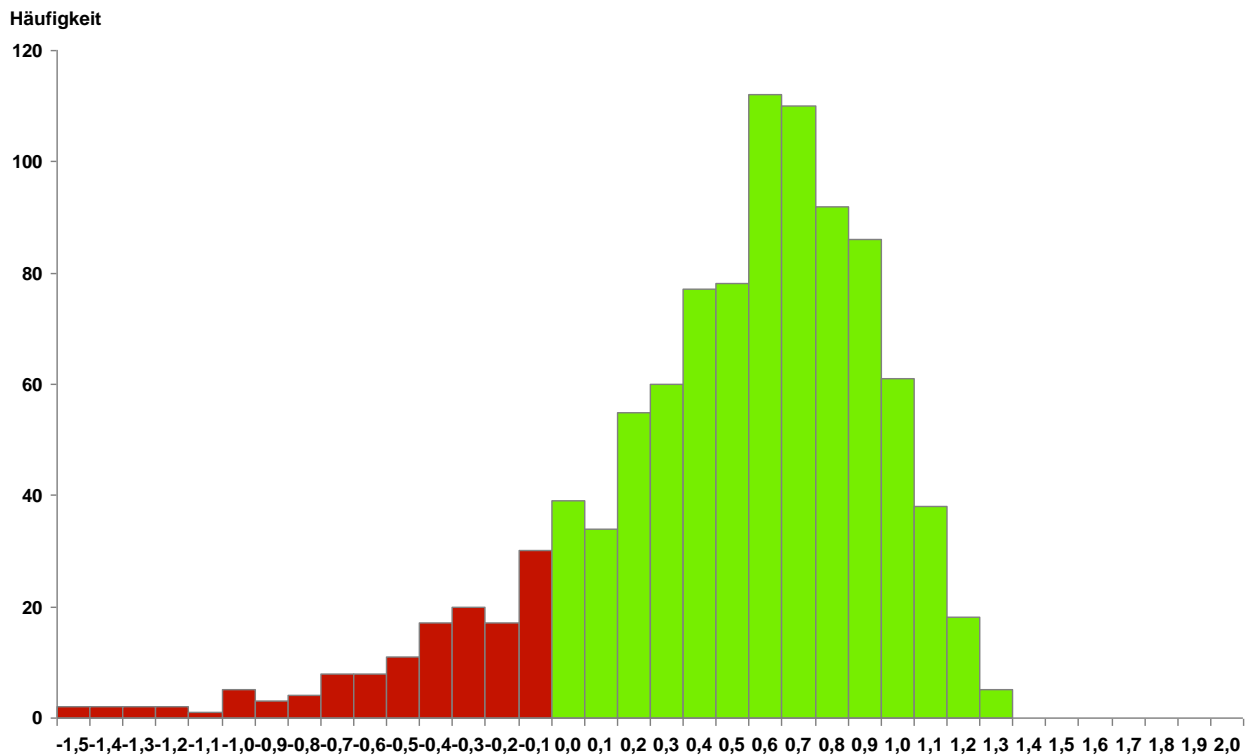
- Kohle mit einer durchschnittlich jährlichen Preissteigerung von 1, 2%
- CO<sub>2</sub> mit einer durchschnittlich jährlichen Preissteigerung von 1, 9%
- Strom mit einer durchschnittlich jährlichen Preissteigerung von 1, 6%

Für alle drei Parameter ist eine Volatilität von 10% unterstellt. Als Ergebnis der Monte-Carlo-Simulation wurde die Entwicklung der Kapitalwerte auf einem Histogramm festgehalten - rote Balken signalisieren negative, grüne Balken positive Kapitalwerte. Als Beispiel seien hier die Auswirkungen eines volatilen CO<sub>2</sub>-Preises auf die Kapitalwerte aufgeführt:



**Abbildung 29: Histogramm für 600°C-Kraftwerk bei Veränderung CO<sub>2</sub>-Preis**

<sup>25</sup> Eine höhere Anzahl an Simulationen überstieg die akzeptable Rechenzeit



**Abbildung 30: Histogramm für 700°C-Kraftwerk bei Veränderung CO<sub>2</sub>-Preis**

Es ist deutlich erkennbar, dass die Wahrscheinlichkeit einen positiven Kapitalwert zu erreichen (grüne Fläche) beim 600°C-Kraftwerksprojekt deutlich größer ist, als bei der 700°C-Technologie. In Zahlen ausgedrückt, erreicht das 600°C-Projekt mit einer Wahrscheinlichkeit von 87% einen positiven Kapitalwert. Im Gegensatz dazu erreicht das 700°C-Kraftwerk nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 70% einen positiven Kapitalwert.

## 11. Klimapolitik und Ökologie

Der Einsatz von modernster Steinkohlekraftwerkstechnik mit hohen Wirkungsgraden führt in Kombination mit der Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung zu einer deutlichen Reduktion von Brennstoff und damit verbundenem Ausstoß von klimaschädlichem CO<sub>2</sub> im Vergleich zur einer heutigen Stromerzeugung aus Steinkohle am Standort Duisburg.

### Der Effekt der Wirkungsgradverbesserung

Bei der Annahme eines heutigen brutto Wirkungsgrades von 40 % für das am Standort Duisburg bestehende Steinkohlekraftwerk ergibt sich durch einen Neubau mit 600°C eine Wirkungsgradverbesserung von 15 % auf einen Wirkungsgrad von 46%, bei Bau eines 700°C-Steinkohlekraftwerk kann der Wirkungsgrad um weitere 10 %-Punkte (in Summe plus 25 %) auf 50 % gesteigert werden. Durch den Einsatz von moderner Kraftwerkstechnologie ergeben sich über eine Laufzeit von 45 Jahren deutliche Einsparungen je spezifischer erzeugten Einheit Strom hinsichtlich CO<sub>2</sub> und damit auch an Brennstoff im Vergleich zur heute im Einsatz befindlichen Technologie.

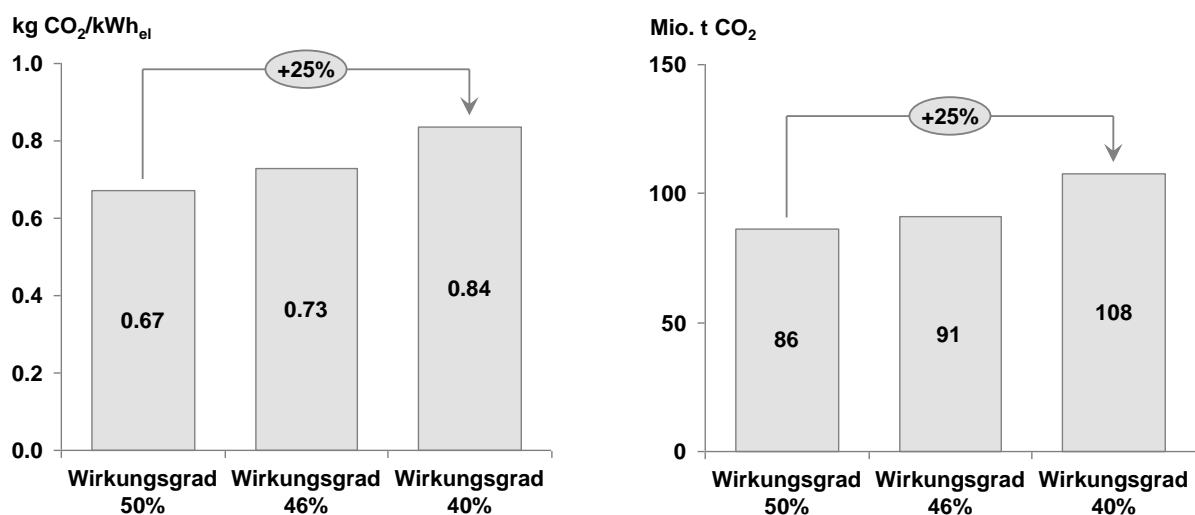


Abbildung 31: Auswirkungen der unterschiedlichen Wirkungsgrade

Bei der Annahme, dass während einer 45-jährigen Laufzeit in Summe ca. 128 TWh Strom in dem Kraftwerk produziert werden, können z.B. durch Einsatz der 700°C-Technologie ca. 22

Mio. t CO<sub>2</sub> (oder minus 25%) – im Vergleich mit der heute am Standort Duisburg vorhandenen Kraftwerkstechnologie – eingespart werden.

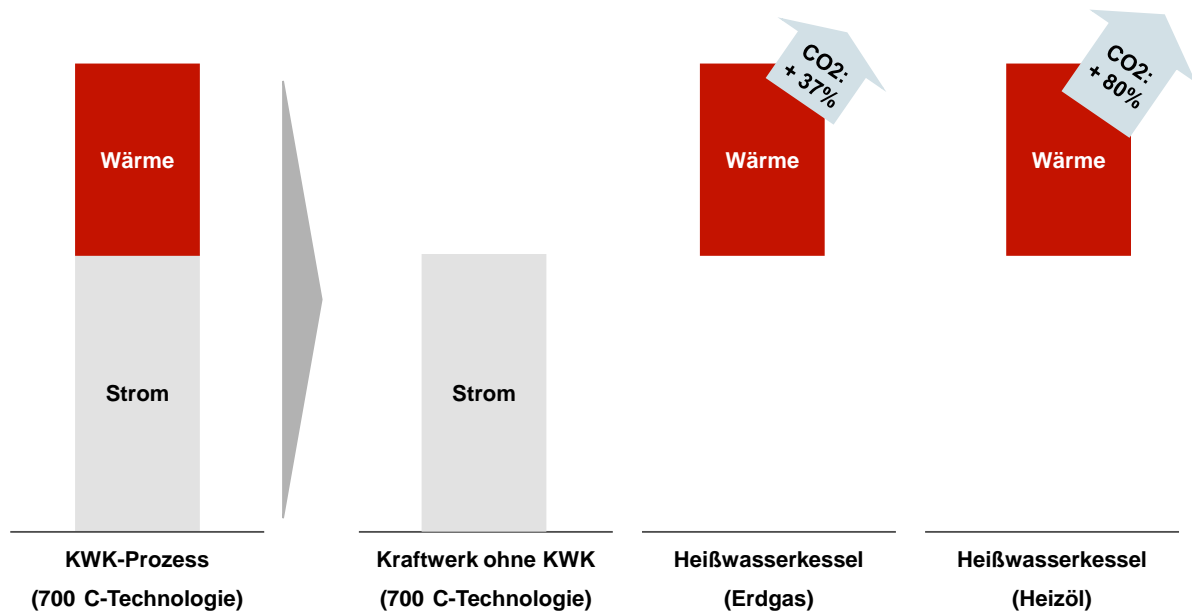
### **Der Effekt der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK**

Das innovative Konzept eines innenstadtnahen Kraftwerks mit gekoppelter Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte führt zu einer deutlich besseren Nutzung des eingesetzten Brennstoffes im Vergleich zu einer reinen Stromproduktion. Entsprechend wird der Bau von KWK-Anlagen von der Bundesrepublik Deutschland gefördert, um so das sehr ambitionierte Ziel, den Anteil von Strom aus KWK-Anlagen an der jährlichen Gesamtstromerzeugung bis 2020 auf 25 % zu verdoppeln, zu erreichen.<sup>26</sup> Das Innovationskraftwerk Duisburg trägt diesem Umstand Rechnung und kann zudem durch die Erzeugung von Kälte (aus Wärme) vor allem in den Sommermonaten die Nachfrage nach Wärmeprodukten glätten.

Um die durch den KWK-Prozess eingesparte CO<sub>2</sub>-Menge zu berechnen, mussten Referenzgrößen bestimmt werden. Daher wurde angenommen, dass die jetzt aus dem Innovationskraftwerk Duisburg im KWK-Prozess erzeugten Mengen an Strom und Wärme in zwei getrennten Kraftwerken produziert werden. D.h. der Strom wird ebenfalls in einem Steinkohlekraftwerk mit gleichem Wirkungsgrad produziert, die Wärme wird in einem eigenständigen Heißwasserkessel, in einem Fall mit Heizöl, im anderen Fall mit Erdgas produziert. Wenn das 700°C-KW-Kraftwerk als Referenz angenommen wird, so haben die SDWU berechnet, wird für die Erzeugung der gleichen Wärmemenge durch die Verbrennung von Heizöl im Heißwasserkessel ca. 80%, bzw. durch die Verbrennung von Erdgas ca. 37% mehr CO<sub>2</sub> emittiert.

---

<sup>26</sup> Vgl. Meseberger Beschlüsse vom 23.08.2007



**Abbildung 32: CO<sub>2</sub> Emissionen bei getrennter Erzeugung von Strom und Wärme**

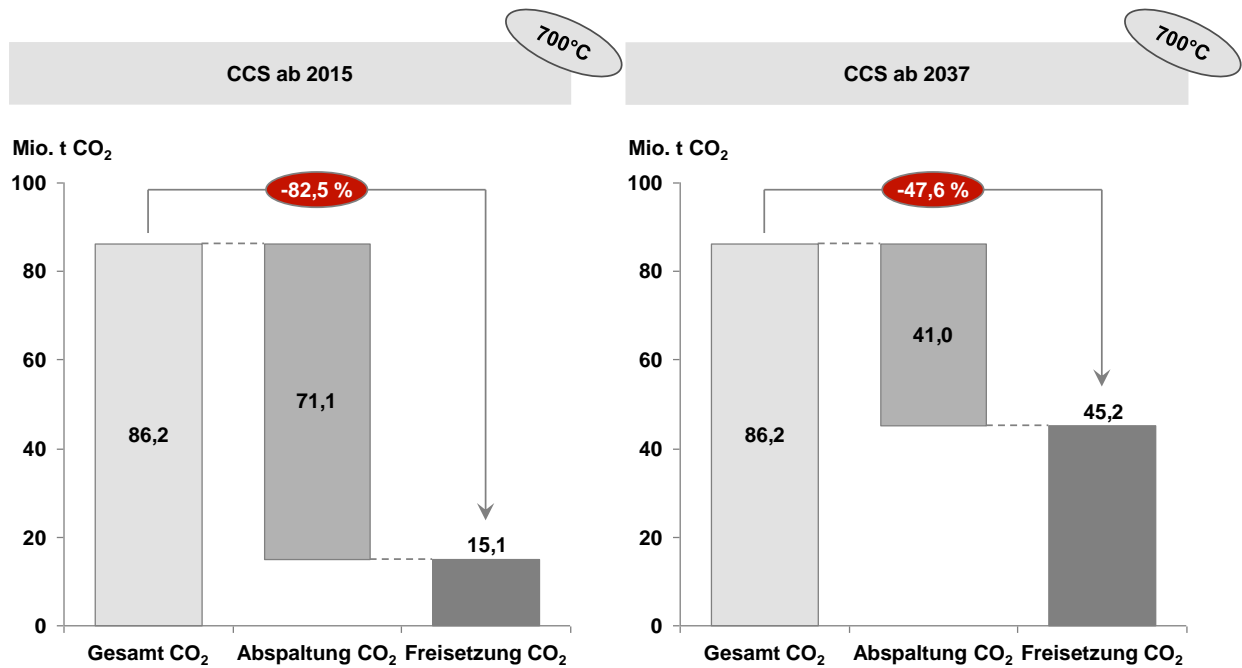
Umwandlungs- und Transportverluste, welche durch eine Erzeugung von Wärme in einem Heißwasserkessel anstelle einer Auskoppelung aus dem Kraftwerksprozess (KWK) entstehen oder geringer ausfallen könnten wurde bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Bei der Zugrundelegung der 600°C-Technologie als Referenz würden die CO<sub>2</sub>-Mehremissionen durch eine Wärmeerzeugung im Heißwasserkessel entsprechend geringer ausfallen.

### Der Effekt einer CCS-Anlage

Durch den Einsatz einer CCS-Anlage zur Abspaltung des bei der Verbrennung von Steinkohle entstehenden CO<sub>2</sub> kann der CO<sub>2</sub>-Eintrag in die Atmosphäre deutlich verringert werden. Bei einer angesetzten Abspaltungsquote von 90%<sup>27</sup> gelangen nur noch ca. 17%<sup>28</sup> des CO<sub>2</sub> in die Umwelt. Über einen Lebenszeitraum von 45 Jahren, bzw. eine Nachrüstung nach 18 Betriebsjahren ergibt sich folgendes Gesamtbild.

<sup>27</sup> Eine höhere Abscheidungsrate würde keinen Sinn ergeben, da der energetische Aufwand überproportional ansteigt, wenn die restlichen 10% an CO<sub>2</sub> auch noch abgeschieden werden sollen.

<sup>28</sup> Durch Nichtverfügbarkeiten (insbesondere in der Anfangsphase) der CCS-Anlage kann die Abscheidungsquote nicht vollständig erfüllt werden.



**Abbildung 33: CO<sub>2</sub>-Abspaltung durch CCS**

Das obige Beispiel wurde auf Basis des 700°C-Kraftwerks berechnet. Die Ergebnisse des 600°C-Kraftwerks unterscheiden sich dazu nur marginal. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass sich die Stromproduktionsmengen der Kraftwerke unterscheiden (siehe dazu auch Grafik 21).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der CO<sub>2</sub>-Eintrag in die Umwelt durch eine Ersatzinvestition in hoch moderne Steinkohleverbrennungstechnologie fokussiert gegenüber der heutigen Erzeugungssituation aus Steinkohle verbessert wird. Der dennoch hohe CO<sub>2</sub>-Eintrag - im Vergleich mit anderen Erzeugungsträgern - kann durch eine anschließende CCS-Anlage nochmals sehr deutlich reduziert werden.

## 12. Bedeutung für die Stadtwerke Duisburg AG

Die Bedeutung für die Stadtwerke Duisburg ergibt sich vor allem aus der Ableitung der Ergebnisse der wirtschaftlichen Untersuchung der unterschiedlichen Kraftwerksvarianten. Unter den getroffenen Annahmen ist der Bau eines 600°C-KWK-Kraftwerks mit Capture-Ready wirtschaftlich vorteilhaft und trägt zu einer zukünftig stabilen Ertragslage der Stadtwerke Duisburg AG bei. Entsprechend profitieren auch alle Anteilseigner der SWDU vom Bau und Betrieb eines Kraftwerks auf 600°C-Basis. Alle anderen Kraftwerksvarianten führen nach aktuellem Stand zu einer Beeinträchtigung der Ertragslage.

Durch den Neubau eines KWK-Steinkohlekraftwerks ist die innenstadtnahe Fernwärmeversorgung langfristig gesichert, unter Beibehaltung der Verstromung von Steinkohle. Dadurch sinkt die Abhängigkeit von Gas, und die SWDU kann ggf. in Zukunft von einem für Kohle positiven Gas-Steinkohle-Spread - unter der Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> - profitieren.

Ein neues Innovationskraftwerk sichert das vorhandene Betriebsknow-how im Bereich Steinkohle auf der regionale Stromerzeugungsebene und baut gleichzeitig neue Kompetenzen in den Bereichen CCS, Kälteerzeugung, Nahkältenetze und hocheffiziente Verbrennungstechnologie auf. Die Stadtwerke Duisburg können - ggf. auch in einem Verbund mit anderen regionalen Betreibern - ihre Stellung als konkurrenzfähiger Kraftwerksbetreiber auf der einen Seite und auf der anderen Seite die Bedingung der Nahversorgung mit Wärme und Kälte gerecht werden.

### 13. Bedeutung für die Stadt Duisburg

Die Stadtwerke Duisburg AG stellt als Arbeitgeber und Investor innerhalb des Wirtschaftsstandorts Duisburg eine wichtige Rolle dar. Durch den Neubau eines KWK-Kraftwerks kann die Versorgung der vorhandenen Wärmenachfrager langfristig gesichert werden.

Im Zuge der geplanten Umgestaltung weiterer Bereiche der Duisburger Innenstadt ist des weiteren zu prüfen, ob zu reduzierten Kosten ein neues Nahkältenetz aufgebaut und eine Kälteversorgung geschaffen werden kann, die deutlich effizienter ist als die dezentrale Produktion der Kälte durch die Verbraucher.

Das Innovationskraftwerk Duisburg bietet 70 bzw. 85 (mit CCS) hochqualifizierte direkte Arbeitsplätze und einer unbekanntem Zahl an nachgelagerten Arbeitsplätzen für den Standort Duisburg - mit entsprechenden Steuereinnahmen und Kaufkrafteffekten.

Neben diesen positiven Aspekten entstehen aber auch negative Effekte, wie zum Beispiel der Eintrag von CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Schwermetallen, Lärm und Feinstauben in die Umwelt. Die Höhe bzw. Menge der Emissionen je spezifischer Stromerzeugungsmenge wird im Vergleich zur heute bestehenden Strom- und Wärmeerzeugung aus Kohle deutlich geringer ausfallen, aber nicht gänzlich verschwinden. Trotzdem kann das Innovationskraftwerk Duisburg, bei einer intelligenten und innovativen Einbindung in das Stadtgebiet und in die Nachbarschaft eine Industrieanlage darstellen, welche stadtnahe effizient Strom produziert und durch die Versorgung der Stadt mit Wärme und Kälte sowohl einer Standortförderung als auch dem Umweltschutz gerecht wird.

Durch eine weiter zu vertiefende Zusammenarbeit mit denen in der Stadt und der Region ansässigen Unternehmen und Forschungseinrichtungen würde ein innovatives Projekt realisiert, dem in einer vom Strukturwandel besonders betroffenen Region eine besondere Bedeutung zukommen kann.



## 14. Bedeutung für andere Regionalversorger

Das Innovationskraftwerk Duisburg hat hinsichtlich zwei Aspekten Vorbild- bzw. Modellcharakter für andere Regionalversorger. Der erste Aspekt ist die stadtnahe effiziente Erzeugung von Wärme und Kälte, der andere ist der Aspekt der Abspaltung von CO<sub>2</sub> in einem nachgelagerten Prozess.

### Vorbildfunktion stadtnaher Erzeugung von Wärme und Kälte mit 700 °C-Technologie

Durch die stadtnahe Erzeugung von Wärme und Kälte kann die Stadtwerke Duisburg AG auf eine innovative und effiziente steinkohlebefeuerte KWK-Anlage zurückgreifen. Vorteilhaft wirkt sich am Standort Duisburg die schon vorhandenen standnahen Erzeugungskapazitäten für Strom und Wärme auf die Akzeptanz für einen Neubau in der Bevölkerung aus. Das Innovationsprojekt Duisburg zeigt, dass auch zukünftig der Einsatz von Steinkohle in Bereich der Regionalversorger wirtschaftlich möglich ist, wenn neben Strom auch noch andere Produkte hergestellt und verkauft werden. Den geringeren Wirkungsgrad aufgrund von Größennachteilen und Standortnachteilen im Vergleich zu Kraftwerksneubauten auf der grünen Wiese<sup>29</sup> kann die stadtnahe Erzeugung durch eine Koppelung von Wärme überkompensieren und so wettbewerbsfähig erfolgreich betrieben werden. Somit sinkt die Abhängigkeit vom Gas als Brennstoff auf der regionalen Erzeugungsebene. Als entscheidender Erfolgsfaktor ist hier nochmals auf die Co-Produktion von Wärme und ggf. Kälte (in Abhängigkeit vom Standort) hinzuweisen, um sich wettbewerbsfähig innerhalb der Merit-Order platzieren zu können. Eine reine Stromproduktion im stadtnahen Bereich mit Steinkohle in einer Größenordnung von 500 MW el. wird es dagegen in der sich verändernden Erzeugungsstruktur in Deutschland und Europa wettbewerbsfähig schwer haben.

Die neuartige Produktion von Kälte trägt den privaten gestiegenen Komfortanforderungen (Kühlung von Arbeits- und Wohnstätten) und den Bedarf nach steigender Prozesskälte (z.B. zur Kühlung von Rechenzentren etc.) Rechnung. Im Fall der Stadtwerke Duisburg kommt unterstützend hinzu, dass im Zuge der Umgestaltung des Duisburger Innenstadtbereiches

---

<sup>29</sup> Als Beispiel wären hier zum Beispiel die Kraftwerksneubauprojekte von E.ON (Datteln 1200 MW Monoblock) oder von RWE (Hamm 1600 MW Duoblock) zu nennen

(Foster-Plan) zahlreiche Erdarbeiten nötig werden, welche den Aufbau eines Nahkältenetzes begünstigen, da die Kosten der Verlegung und die Beeinträchtigung von Anwohner und Besuchern des Innenstadtbereichs geringer ausfallen. Die Erzeugung von Kälte – vor allem in den warmen Sommermonaten – führt zu einer weniger volatilen Wärmenachfrage übers Jahr und resultiert in höheren Volllaststunden und einer effizienter Betriebsfahrweise, da das Kraftwerk mehr Zeit im idealen Betriebszustand gefahren werden kann. Die Vorbildfunktion lässt sich hier nur begrenzt auf andere Regionalversorger übertragen, da der Aufbau eines Nahkältenetzes ortsspezifisch zu überprüfen ist - wie verhalten sich Aufwand und Nutzen vor Ort zueinander. Das Duisburger Konzept zeigt aber die Möglichkeit auf, neben der Wärme weitere Produkte im Zuge des KWK-Prozesses herzustellen und zu verkaufen.

### **Vorbildfunktion Abspaltung von CO<sub>2</sub>**

Die durchgeführte Untersuchung hat aufgezeigt, dass die Abspaltung von CO<sub>2</sub> möglich ist. Das Ergebnis zeigt, dass die Technologie unter den getroffenen Annahmen ab einem bestimmten Zeitpunkt einen positiven wirtschaftlichen Effekt für ein mit Steinkohle befeuerte Kraftwerksanlage haben kann. Es wurde aber auch ausführlich dargestellt, dass die Stadtwerke Duisburg, als Regionalversorger, nicht die notwendige CCS-Infrastruktur, welche für eine zeitnahe Abspaltung von CO<sub>2</sub> notwendig ist, aus eigenen Mitteln aufbauen und betreiben können. Regionale Versorger, welche auch zukünftig Steinkohle im Kraftwerksportfolio erfolgreich einsetzen wollen und dazu die Möglichkeit der Einspeicherung von CO<sub>2</sub> in den Untergrund nutzen wollen, sind auf der einen Seite auf den Aufbau einer funktionierenden CCS-Infrastruktur sowie auf auf einen diskriminierungsfreien Zugang zu diesen angewiesen. Der Aufbau von Speichern und eines Pipelinenetzes können aus finanziellen Gesichtspunkten nur durch nationale/internationale Stromkonzerne und/oder durch den Staat bewältigt werden. Für die regionalen Versorger ist es bei zukünftigen Kraftwerksneubauentscheidungen wichtig, die Abspaltung von CO<sub>2</sub> als Option für die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Kosten zu berücksichtigen, da eine Anlage ohne CCS ab einem bestimmten CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben ist. Dabei spielen geografischen Gegebenheiten eine entscheidende Rolle, da diese darüber entscheiden, wie wahrscheinlich der Bau einer CCS-Pipeline im "Einzugsbereich" des zukünftigen

Steinkohlekraftwerks ist. Die Stadtwerke Duisburg befinden sich strategisch gut an einer möglichen CO<sub>2</sub>-Pipelinestrecke gelegen, welche die CO<sub>2</sub>-Quellen im Ruhrgebiete und den rheinischen Braunkohlengebieten mit den CO<sub>2</sub>-Senken im norddeutschen Becken verbindet.

## 15. Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse weisen eindeutig die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines 600°C-Kraftwerks mit "Carbon Capture Ready" gegenüber den anderen drei Neubau-Varianten aus. Sowohl der Bau eines 700°C-Kraftwerks als auch der sofortige Bau einer CCS-Anlage führt aufgrund sehr hoher Investitionskosten zu negativen Kapitalwerten. Da aber die Investitionsentscheidung durch die Entscheidungsträger der SWDU nicht heute erfolgen muss, ist es wichtig, die Wirtschaftlichkeitsberechnungen an die zukünftigen Veränderungen der Umwelt (z.B. deutliche schnellere Investitionskostenminderung, neue regulatorische CO<sub>2</sub>-Vorgaben je MWh el. und therm. etc.) anzupassen und den Entscheidungsprozess dadurch zu unterstützen. Die Untersuchungen haben aber auch gezeigt, dass der höhere Wirkungsgrad des 700°C-Kraftwerks um 31% höhere Investitionskosten zulässt, und die Nachrüstung mit einer Post-Combustion-Anlage vorteilhaft ist. Alle Ergebnisse konnten in zahlreichen Sensitivitäten ihre Robustheit nachweisen.

Durch den innovativen Charakter einer stadtnahen KWK-Anlage auf Steinkohlebasis, mit der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Kälte, ist das Duisburger Projekt auch für andere Stadtwerke/Regionalbetreiber attraktiv und übernimmt eine mögliche Leuchtturmfunktion.

Mittelfristig muss jedoch gewährleistet werden, dass die Anbindung von mit Steinkohle befeuerten Erzeugungsanlagen an das CO<sub>2</sub>-Pipelinennetz möglich ist. Hier kann sich der Duisburger Standort im nationalen Vergleich als Vorteil erweisen, da man geografisch zwischen den rheinischen Braunkohlerevieren und den CO<sub>2</sub>-Senken im Norden liegt.

Die Beteiligten der SWDU sollten das innovative Kraftwerksprojekt in die nächste Phase, hin zu einer Investitionsentscheidung, führen, und die stadtnahe und effiziente Erzeugung von Wärme und Kälte in den Fachgremien vorstellen.

Die heutige Einführung von hoch effizienter Kraftwerkstechnologie - insbesondere von einer Kombination der 700 °C-Technologie mit Kraft-Wärme-Kopplung - und/oder CCS-Technologie im großindustriellen Maßstab kann von staatlicher Seite nur durch massive

Förderungen und/oder regulatorische Vorgaben erreicht werden. Lerneffekte auf der einen Seite und steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten auf der anderen Seite führen voraussichtlich erst in den nächsten 10 bis 15 Jahren zur Marktfähigkeit beider Technologien. Trotzdem sollten die Planer der SWDU die sofortige Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Abspaltungsanlage als eine mögliche Option weiterverfolgen, da sich ggf. kurzfristig neue Fördermöglichkeiten und/oder Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Unternehmen ergeben könnten.<sup>30</sup>

---

<sup>30</sup> Zu erwähnen sei an dieser Stelle nur die Post-Kyoto-Beratungen im Dezember 2009 in Kopenhagen und der weichenstellende Funktion für den weltweiten Klimaschutz.

## 16. Literaturverzeichnis

AGFW(2009): AGFW-Arbeitsblatt FW 308 Zertifizierung von KWK-Anlagen

Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Koppelung (2008)

IPCC (2007): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage

McKinsey&Company (2008): Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics

Rubin, Edward et al. (2007): Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO<sub>2</sub>-capture