

## **Analyse eines Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken**

-

### **Eine Studie im Auftrag der Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken mbH**

Auftraggeber: Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken mbH  
Hohenzollernstr. 104-106  
66117 Saarbrücken

Auftragnehmer: IZES gGmbH  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken

bearbeitet von Hermann Guss  
Juri Horst  
Prof. Dr. Uwe Leprich

Saarbrücken, den 18. Oktober 2010

Erweitert um eine Sensitivitätsrechnung, November 2010

## Inhaltsverzeichnis

1	Auftrag und Ziel des Gutachtens .....	9
2	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	10
3	Kommunale Klimaschutzperspektiven für Saarbrücken.....	15
3.1	Klimaschutzziele der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland.....	15
3.1.1	Klimaschutzziele der Europäischen Union.....	15
3.1.2	Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland .....	17
3.1.3	Klimaschutzkonzept des Saarlandes .....	18
3.2	Klimaschutzperspektiven in der Landeshauptstadt Saarbrücken – Fokus Kraft-Wärme-Kopplung .....	19
3.2.1	Ist-Situation des Strom- und Wärmeverbrauchs in Saarbrücken .....	19
3.2.2	Übersetzung der nationalen Ziele in kommunale Zielvorgaben mit Fokus KWK und erneuerbare Energien.....	22
3.2.3	Referenzbeispiele: Klimaschutzkonzepte und –bündnisse von ausgewählten Gemeinden in Deutschland .....	24
3.2.4	Ableitung von Handlungsorientierungen und möglichen Zielvorgaben im Zeitraum bis 2020 .....	26
4	Ökonomische und ökologische Analyse eines Ausbaus der Kraft-Wärme- Kopplung in Saarbrücken .....	28
4.1	Ausgangssituation der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken .....	28
4.1.1	Heutiger Stand.....	28
4.1.2	Diskutierte Ausbauvarianten innerhalb der VVS .....	30
4.2	Ökonomische und ökologische Analyse eines Ausbaus von KWK in Saarbrücken .....	31
4.2.1	Diskussion verschiedener ökonomischer Optimierungskalküle .....	32
4.2.2	Festlegung der Vorgehensweise .....	32
4.2.3	Analyse der Ausbauvarianten.....	35
4.2.3.1	Ökonomische Analyse .....	41
4.2.3.2	Ökologische Analyse .....	45
4.3	Fazit der Analyse .....	49
5	Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung.....	50
5.1	Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien – Beiträge bis 2020 und darüber hinaus.....	50

5.2	Konsequenzen für den Stromerzeugungsmix .....	53
5.2.1	Zur Rolle der bestehenden konventionellen Kraftwerke .....	53
5.2.2	Zum Zubau konventioneller Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung von Gas-GuD-Kraftwerken und Gasturbinen .....	57
5.2.3	Zur Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung .....	58
5.2.4	Zur Rolle der Speicher .....	66
6	Fazit und Handlungsempfehlungen .....	69
7	Sensitivitätsrechnung .....	71
8	Literaturverzeichnis .....	73
9	Anhang .....	76

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Kapitalwerte und interner Zinsfuß der betrachteten Ausbauvarianten .....	11
Abbildung 2-2: CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten.....	12
Abbildung 2-3: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastabdeckung 2020.....	13
Abbildung 4-1: Durchschnittlicher täglicher Strompreisverlauf (Day-Ahead Spotmarkt) .....	33
Abbildung 4-2: Zeitpunkte der Spotmarkt orientierten KWK-Erzeugung.....	34
Abbildung 4-3: Strompreis in Abhängigkeit der Laufzeit .....	35
Abbildung 4-4: Kapitalwerte und interner Zinsfuß der betrachteten Ausbauvarianten .....	44
Abbildung 4-5: Vergleich der Energie- & Brennstoffmengen der Ausbauvarianten, sowie deren Gesamtnutzungsgrade .....	47
Abbildung 4-6: CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten.....	48
Abbildung 5-1: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2008 [vgl. AGEE 2009, S.17].....	50
Abbildung 5-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2008 [vgl. AGEE 2009, S.16].....	51
Abbildung 5-3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009 [BMU 2009].....	52
Abbildung 5-4: Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den übrigen Kraftwerkspark in Form der Jahresdauerlinie .....	54
Abbildung 5-5: Residual- und EE-Einspeiselastgang für 2020 .....	54
Abbildung 5-6: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastdeckung 2020 .....	63
Abbildung 5-7: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastdeckung 2020 .....	64
Abbildung 5-8: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im aktualisierten Leitszenario .....	65
Abbildung 7-1: Kapitalwerte und interner Zinsfuß im Rahmen der Sensitivitätsrechnung .....	72

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Abschätzung der CO <sub>2</sub> -Emissionen für Strom und Wärme in Saarbrücken für das Jahr 2008.....	22
Tabelle 3-2: Abschätzung der CO <sub>2</sub> -Emissionen für Strom und Wärme in Saarbrücken für das Jahr 1990.....	23
Tabelle 3-3: Übersicht über die wesentlichen Maßnahmen in den Klimakonzepten der Städte Mainz, Augsburg und Heidelberg .....	26
Tabelle 4-1: Betrachtete Betriebsvarianten des HKW Römerbrücke .....	29
Tabelle 4-2: Betrachtete Betriebsvarianten der GuD Südraum.....	30
Tabelle 4-3: Betrachtete Betriebsvarianten BHKWs .....	30
Tabelle 4-4: Laufzeiten der untersuchten Ausbauvarianten.....	39
Tabelle 4-5: Erzielter Strompreis der untersuchten Ausbauvarianten.....	40
Tabelle 4-6: Erzeugte Strommengen der untersuchten Ausbauvarianten .....	40
Tabelle 4-7: Erzeugte Wärme der untersuchten Ausbauvarianten .....	41
Tabelle 4-8: Erlöse, Kosten und Gewinne der Ausbauvarianten .....	42
Tabelle 4-9: Kapitalwertberechnung für die 100 MW <sub>th</sub> der erweiterten Römerbrücke43	
Tabelle 4-10: Investitionssumme, Kapitalwerte und interne Zinsfüße der Ausbauvarianten.....	44
Tabelle 4-11: Jahresbrennstoffnutzungsgrade der KWK-Anlagen bei den betrachteten Ausbauvarianten.....	45
Tabelle 4-12: Vergleich der Energie- & Brennstoffmengen der Ausbauvarianten sowie deren Gesamtnutzungsgrade .....	46
Tabelle 4-13: CO <sub>2</sub> -Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten.....	48
Tabelle 5-1: Gegenüberstellung der Flexibilitätskennzahlen verschiedener Kraftwerke .....	56
Tabelle 5-2: Gegenüberstellung von zentralen und dezentralen KWK-Lösungen im Hinblick auf den mit dem Ausbau der EE verbundenen Restriktionen (in Anlehnung an Schulz 2009).....	59
Tabelle 9-1: Ermittlung der wärme- und stromseitigen CO <sub>2</sub> -Emissionen temperaturbereinigt zum Jahr 1990.....	76

## Formelverzeichnis

Formel 3-1: Formel zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses gemäß EU-RL 2004/8/EG.....	20
--	----

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
BHKW	Blockheizkraftwerk
DEHST	Deutsche Emissionshandelsstelle
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EU	Europäische Union
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW el	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
HKW	Heizkraftwerk
Kond.	Kondensation
kW	Kilowatt
kW el	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MAP	Marktanreizprogramm
MW	Megawatt
MW el	Megawatt elektrisch
MW th	Megawatt thermisch
MWh	Megawattstunden
t	Tonne
TWh	Terrawattstunden
PEE	Primärenergie-Einsparung
VVS	Verkehrs- und Versorgungsgesellschaft Saarbrücken mbH



## **1 Auftrag und Ziel des Gutachtens**

Die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken mbH (VVS) plant und betreibt den Wiedereinstieg in die Stromerzeugung als besonders werthaltiges Segment der gesamten Wertschöpfungskette. Nachdem im Jahr 2001 mit dem Heizkraftwerk Römerbrücke in Saarbrücken sowie den Beteiligungen an den Kraftwerken in Völklingen und Fenne an die damalige Electrabel Deutschland (heute GDF Suez Energie Deutschland AG/GSED) das gesamte Erzeugungsportfolio veräußert wurde, hat sich seither herausgestellt, dass ein Querverbundunternehmen wie die VVS Unternehmenssparten den Öffentlichen Personennahverkehr oder die Bäder auf Dauer nur über zusätzliche Gewinne finanzieren kann. Diese sollen künftig im Bereich der Stromerzeugung erwirtschaftet werden.

Zu diesem Zwecke wurden im März 2010 der Bau des Heizkraftwerkes Südraum sowie von drei dezentralen Blockheizkraftwerken beschlossen, und ein weiterer Zubau durch die Errichtung von bis zu neun zusätzlichen Blockheizkraftwerken ist angedacht.

Die IZES gGmbH wurde Ende 2009 gebeten, vor dem Hintergrund des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung (IEKP) sowie der dahinterstehenden EU-Vorgaben eine kommunale Klimaschutzperspektive für Saarbrücken durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien für Saarbrücken zu entwickeln. Dazu war in einem ersten Schritt der Ausbau der KWK nach energiewirtschaftlichen, ökonomischen und ökologischen Kriterien zu analysieren sowie allgemein ihre Rolle in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu untersuchen. Schließlich sollten auf dieser Grundlage Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, die sich sowohl auf die Ausbaustrategie als auch auf den Einsatz der KWK im Saarbrücker Stadtgebiet beziehen.

Das vorliegende Gutachten blendet daher das mögliche zusätzliche Engagement der VVS im Bereich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aus und konzentriert sich ausschließlich auf den Ausbau der KWK in Saarbrücken. Es profitierte dabei von bereits vorliegenden Gutachten und Überlegungen der VVS, so dass ein Teil der Daten nicht vollständig neu erhoben werden musste. Sämtliche Berechnungen sowie die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen hat gleichwohl ausschließlich die IZES gGmbH zu verantworten.

## 2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Zielvorgaben der Bundesregierung sehen eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen bundesweit um 40% bis 2020 gegenüber 1990 vor. Nimmt man diesen Wert auch für Saarbrücken zum Maßstab, so lässt sich feststellen, dass bis Ende 2008 bereits rund die Hälfte der Emissionen - bezogen auf Wärmebedarf und elektrische Energie, ohne Verkehr – (temperaturbereinigt) eingespart werden konnte. Dies ist insbesondere auf die Verdrängung von Kohle und Koks zu Heizzwecken und als Brennstoff im Heizkraftwerk Römerbrücke zurückzuführen. Um ein Einsparziel von 40% gegenüber 1990 zu erreichen, müssten noch weitere rund 221.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr eingespart werden. Nicht berücksichtigt sind dabei laufende Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs wie die Umsetzung der europäischen Öko-Design-Richtlinie oder bestehende nationale Effizienzprogramme wie das Gebäudesanierungsprogramm.

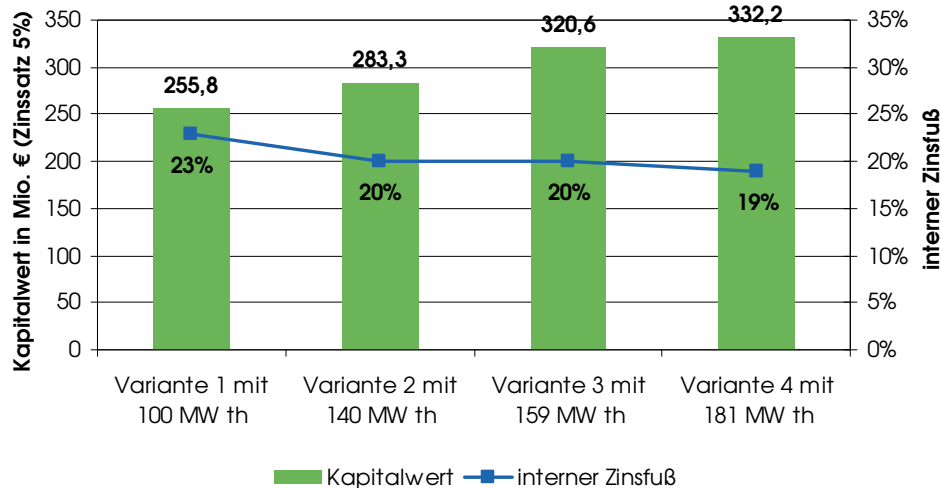
Der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur Erreichung dieses Ziels ist nicht zu vernachlässigen: würden nur 10% der noch bestehenden Ölheizungen Saarbrückens durch die Wärme aus KWK-Anlagen verdrängt, ließen sich bereits CO<sub>2</sub>-Einsparungen von schätzungsweise 18.500 Tonnen realisieren. Der Ausbau von hocheffizienter KWK und Wärmenetzen muss dabei nicht im Gegensatz zur Wärmeeinsparung stehen: auch Insellösungen – Nahwärmenetze und/oder Objektversorgungen - bieten hier gute Ansätze, genauso wie die Verdichtung und der Ausbau des bestehenden Fernwärmenetzes.

Daher soll aktuell die Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken ausgebaut werden. Das Kraftwerk Römerbrücke wird um eine Gasturbine erweitert, ein zusätzliches Gas- und Dampf-Kombikraftwerk - das Kraftwerk Südraum - und 3 Blockheizkraftwerke werden gebaut. Darüber hinaus ist ein Zubau von bis zu 17 weiteren BHKWs angedacht.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden die folgenden Ausbauvarianten untersucht und verglichen:

1. Erweiterung GuD Römerbrücke (100 MW thermische Leistung)
2. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 3 BHKWs (insgesamt 140 MW th)
3. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 11 BHKWs (insgesamt 159 MW th)
4. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 20 BHKWs (insgesamt 181 MW th)

Die Investitionsrechnungen, sowohl nach Kapitalwert- als auch nach interner Zinsfuß-Methode ergaben bei allen betrachteten Ausbauvarianten positive Ergebnisse, wie die folgende Abbildung zeigt:

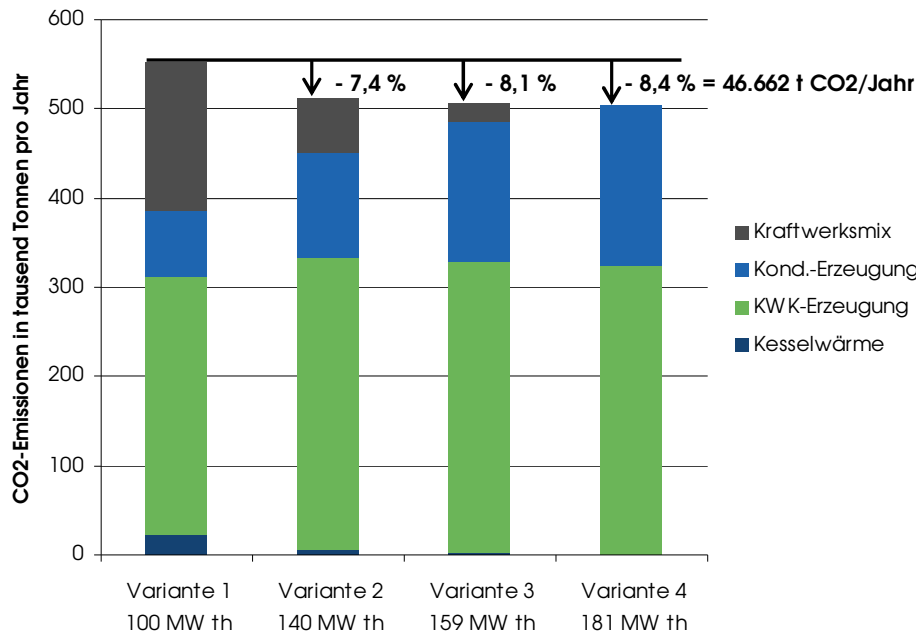


**Abbildung 2-1: Kapitalwerte und interner Zinsfuß der betrachteten Ausbauvarianten**

Alle Ausbauvarianten liefern einen Kapitalwert, der weit über Null liegt, und einen internen Zinsfuß weit über einer angesetzten Mindestverzinsung von 5%, und können daher als betriebswirtschaftlich sinnvolle Investition angesehen werden. Ein direkter Vergleich, welche der Ausbauvarianten die „Beste“ wäre, ist systemisch betrachtet nicht möglich, da sie sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern aufeinander aufbauen. Eine „beste“ Option gäbe es nur dann, wenn man alternative Anlagekonstellationen bei den Ausbauvarianten betrachten würde oder z.B. eine alternative Investition in einem anderen Geschäftsfeld. Insofern ist der geplante Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken in allen Varianten ökonomisch positiv zu bewerten.

Durch den Zubau von KWK-Anlagen im bestehenden Fernwärmenetz Saarbrückens lässt sich der Gesamtnutzungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung steigern, wobei dieser beim ersten Zubau in Variante 2 sprunghaft ansteigt und bei den weiteren Zubauvarianten konstant bleibt. Dies liegt darin begründet, dass in den Varianten 3 und 4 die BHKW Einzelanlagen mit einem reinen Stromnutzungsgrad von 40 % relativ viel Kondensationsstrom erzeugen, der verglichen mit dem deutschen Kraftwerksmix, der ebenfalls mit einem Nutzungsgrad von 40 % angenommen wurde, keinerlei Verbesserung im Gesamtnutzungsgrad bewirkt.

Errechnet man nach der gleichen Systematik jedoch die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. deren Einsparung, so zeigt sich eine kontinuierliche Verbesserung durch den weiteren Zubau, wobei hier neben dem Effizienzgewinn durch die KWK vor allem die Verwendung des Brennstoffes Erdgas für die Stromproduktion eine Rolle spielt. Insgesamt lassen sich bei dem maximal betrachteten Ausbau auf 181 MW thermische Leistung jährlich rund 47 Tsd. t CO<sub>2</sub> zusätzlich einsparen.

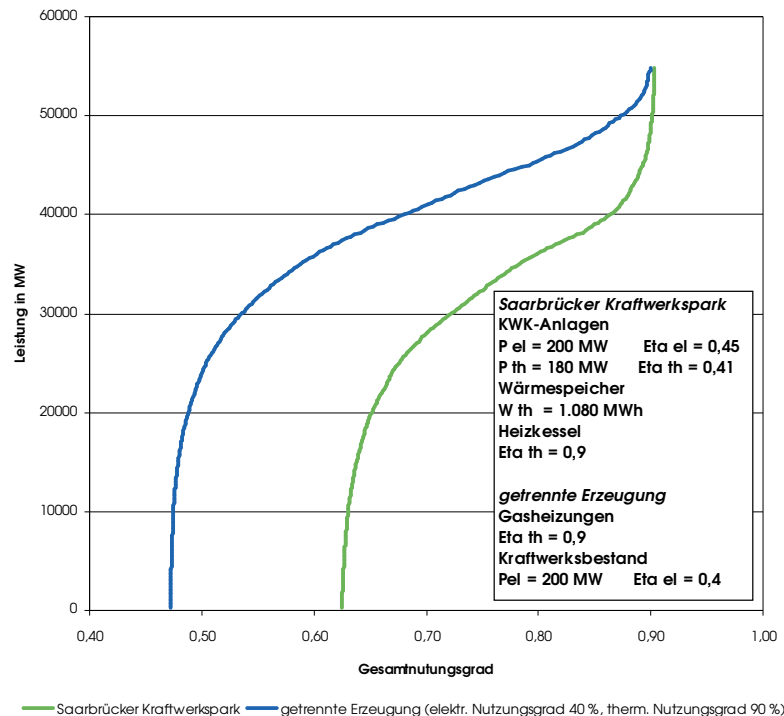


**Abbildung 2-2: CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten**

Ein weiterer Aspekt ist beim KWK-Ausbau in den Überlegungen zu berücksichtigen: das Stromsystem der Zukunft in Deutschland wird in hohem Maße von der fluktuierenden Erzeugung (Wind, Solar) geprägt werden. Noch nicht geklärt ist die Frage, welche Optionen dieses System flankieren müssen, um Versorgungssicherheit zu garantieren und ein ökonomisches sowie ökologisches Optimum zu erreichen.

Langfristig gesehen werden diese Optionen ebenfalls ausschließlich regenerativer Natur sein müssen, wobei neben der Biomasse die Geothermie, Solarstromimporte und ein europäischer Ausgleichs- und Speicherverbund das Gesamtportfolio bilden werden. Kurz- und mittelfristig wird man für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung jedoch noch nicht an fossilen Anlagen vorbeikommen, und hierbei kann die KWK eine herausragende Rolle spielen.

In einer rechnergestützten Simulation wurde das Saarbrücker KWK-Portfolio zur Deckung der für das Jahr 2020 simulierten bundesweiten Residuallast – der Differenz von Nachfragelast und fluktuierender Stromeinspeisung - eingesetzt. Dazu wurde die Residuallast in 200 MW Bänder unterteilt, die durch die elektrische Leistung der KWK-Anlagen abgedeckt werden sollen. Aus den Ergebnissen der Simulation ließ sich der Gesamtnutzungsgrad des KWK-Portfolios errechnen und mit der getrennten Erzeugung der Strom- und Wärmemenge vergleichen. Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis:



**Abbildung 2-3: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastabdeckung 2020**

Es ist ersichtlich, dass der Gesamtnutzungsgrad des Saarbrücker KWK-Kraftwerksparks immer höher ist als der der getrennten Erzeugung. Daraus folgt, dass zukünftig auch weiterhin das Privileg eines Vorrangs von KWK-Anlagen gegenüber der konventionellen Stromerzeugung gerechtfertigt ist und die KWK ein wichtiger Baustein für einen energieeffizienten Übergang zu einem Stromsystem auf der Basis von 100% erneuerbaren Energien ist.

Konkret halten wir daher die bereits beschlossene Errichtung der Gas GuD-Anlage Südraum sowie von drei BHKWs mit einer Leistung von jeweils  $2 \text{ MW}_{el}$  in Saarbrücken im Gesamtpaket mit dem beschlossenen Ausbau des bestehenden Heizkraftwerks Römerbrücke sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht für sinnvoll.

Der Bau von bis zu 17 weiteren BHKWs erscheint nach unseren Berechnungen ebenfalls ökonomisch und ökologisch sinnvoll, allerdings nimmt der ökologische Grenznutzen mit jedem weiteren zusätzlichen BHKW ab.

Die Gutachter empfehlen daher, den Bau jedes weiteren BHKW – über die drei bereits beschlossenen hinaus - sorgfältig daraufhin zu überprüfen, ob

- die zusätzliche Wärmemenge auch mittelfristig absetzbar ist,
- die Entwicklung der Gas- und Strombörsenpreise die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gewährleistet,
- der Einsatz von Biogas statt Erdgas möglich ist.

Darüber hinaus empfehlen die Gutachter grundsätzlich eine Weiterentwicklung der eingeschlagenen Eigenerzeugungsstrategie der Stadtwerke mit dem Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung signifikant zu erhöhen. Dafür wären sowohl die lokalen Möglichkeiten zu prüfen als auch ein überregionales Engagement – ggf. in Kooperation mit anderen Stadtwerken – auszuloten.

### **3 Kommunale Klimaschutzperspektiven für Saarbrücken**

#### **3.1 Klimaschutzziele der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland**

Zunehmende Klimaveränderungen einerseits und eine Vielzahl wissenschaftlicher Studien andererseits haben das Thema Klimaschutz stärker in das Bewusstsein von Politik und Wirtschaft, aber insbesondere in das der Bevölkerung gerückt.

Heute ist es Konsens, dass die volkswirtschaftlichen Kosten zur frühzeitigen und nachhaltigen Vermeidung von klimaschädlichen Emissionen insgesamt erheblich niedriger liegen werden, als eine nachträgliche Kompensation der zu erwartenden Schäden.

Auf EU-Ebene wird bereits seit längerer Zeit ein Rechtsrahmen entwickelt, der einen tiefgreifenden Wandel in der Energieerzeugung und beim –verbrauch voranbringen soll. Die in der Gemeinschaft formulierten Ziele werden in Form von Richtlinien an die Mitgliedsländer zur nationalen Umsetzung weitergegeben.

##### **3.1.1 Klimaschutzziele der Europäischen Union**

Bereits Anfang der 1970er Jahre wurde von der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft Umweltschutzpolitik betrieben. Stand damals der nachsorgende Umweltschutz im Vordergrund der Aktivitäten, so hat sich dies bis zur heutigen Europäischen Union (EU) auf Basis des Vertrags von Lissabon zu einem Prinzip der Vorbeugung gewandelt.

Der Europäische Rat hatte 2007 drei Schlüsselziele für den Klimaschutz beschlossen, die sich nach der legislativen Entschließung im Europäischen Parlament im Dezember 2008 in den daran zeitlich anschließenden Rechtsrahmen niederschlagen:

1. Senkung der Treibhausgase um mindestens 20% bis 2020 – oder sogar um 30% gegenüber 1990, sofern ein internationales Abkommen zustande kommt
2. Verringerung des Energieverbrauchs um 20 % durch bessere Energieeffizienz und
3. ein verbindliches Ziel in Höhe von 20% für den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der EU bis 2020.

Durch die bestehenden Ziele haben der Europäische Rat und das Parlament ihre Entschlossenheit zum Ausdruck gebracht, Klimaschutzziele zu setzen und sich zur Umsetzung zu verpflichten.

Im Rahmen des Klimaschutzes ist – auch unter Berücksichtigung der hier betrachteten Themen Kraft-Wärme-Kopplung und Erneuerbare Energien - insbesondere der nachfolgende Rechtsrahmen zu nennen, der zur Erreichung der zuvor genannten Ziele beitragen soll:

### **Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (2003/87/EG) vom 13. Oktober 2003**

Dieses System dient der Gemeinschaft und den Mitgliedstaaten zur Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll, die Emission von Treibhausgasen innerhalb der EU um 8% gegenüber dem Jahr 1990 zu verringern. Alle Anlagen der Sektoren Energie, Eisenmetallerzeugung und –verarbeitung, mineralverarbeitende Industrie sowie Papier- und Pappindustrie fallen automatisch unter die Bestimmungen des Emissionshandels.

Aufgrund der bestehenden Übererfüllung wurde bereits 2007 das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2020 die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 Prozent verglichen mit dem Stand von 1990 zu verringern - wenn andere Staaten mitziehen, sogar um 30 Prozent.

Mit der **Richtlinie 2009/29/EG vom 23. April 2009 zur „...Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten“** wird die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Stromerzeugungsanlagen zu Gunsten einer Vollauktionierung ab 2013 aufgehoben. Dies wird die Kosten fossiler Kraftwerke in zweierlei Hinsicht erhöhen:

- erstens müssen nun alle benötigten Zertifikate zugekauft werden und
- zweitens ist durch die Vollauktion auch mit steigenden Zertifikatspreisen zu rechnen.

### **Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) vom 23. April 2009**

Aufgrund des Ziels einer langfristig angelegten Versorgungssicherheit wird neben der Steigerung der Energieeffizienz und Absenkung der Energienachfrage auch die Notwendigkeit des Ausbaus von Erneuerbaren Energien angesehen. Bis 2020 sollen 20% des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden.

### **Richtlinie über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten, hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung (2004/8/EG) vom 11. Februar 2004**

Sie schreibt den Mitgliedstaaten vor, die nach Definition „hocheffiziente KWK“ zu fördern und somit den Primärenergiebedarf (PE) und damit auch Treibhausgasemissionen abzusenken. Der KWK-Ausbau soll zudem der Energieversorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Europäischen Union und ihrer Mitgliedstaaten beitragen.



## **Richtlinie zu "Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen" (2006/32/EG) vom 05. April 2006**

Die Richtlinie fordert die Erhöhung der Endenergieeffizienz. Als nationalen Energieeinsparrichtwert wurden 9% gegenüber dem durchschnittlichen Endenergieverbrauch der Jahre 2001 bis 2005 festgelegt. Bis zum Jahr 2016 sollen diese Einsparungen erreicht werden.

In diesem Zusammenhang ist auch die **Direktive 2009/125/EC** vom 21. Oktober 2009 zur **Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte** zu nennen.

Die Ausgestaltung der Ökodesign-Richtlinie führt dazu, dass besonders ineffiziente Geräte vom europäischen Markt ausgeschlossen werden. Dies trägt dazu bei, die nationalen und europäischen Klimaschutzziele auch durch sinkende Nachfrage nach Energie zu erreichen.

### **3.1.2 Klimaschutzziele der Bundesrepublik Deutschland**

Die Bundesregierung hatte im Dezember 2007 mit dem Maßnahmenpaket des „Integrierten Energie- und Klimaprogramms“ (IEKP) das Ziel formuliert, bis zum Jahre 2020 die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % und auch danach weiter zu reduzieren. Mit insgesamt 29 Eckpunkten soll die Energieeffizienz in Deutschland erhöht und der Ausbau der Erneuerbaren Energien bestärkt werden.

Als wesentliche Eckpunkte sind im Rahmen dieser Studie zu nennen:

#### **1. Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes 2009**

Bis 2020 soll der Anteil der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromproduktion auf 25 % angehoben werden. Dies dient vor allen Dingen der Einsparung von Primärenergie und dadurch der Verbesserung der Klimabilanz. Die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes, die den Bau von Neuanlagen und von Wärmenetzen fördert, soll diesem Ziel dienen. Die Novelle wurde vom Deutschen Bundestag beschlossen und ist seit 1. Januar 2009 in Kraft.

#### **2. Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009**

Die Bundesregierung bietet als deutschen Beitrag für ein internationales Klimaschutzabkommen nach 2012 an, die Emissionen bis 2020 um 40 Prozent unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. Dieses Angebot steht unter der Voraussetzung, dass die Europäische Union im selben Zeitraum ihre Emissionen um 30 Prozent gegenüber 1990 reduziert und andere Staaten vergleichbar ehrgeizige Ziele übernehmen. Hierbei spielen die Erneuerbaren Energien eine entscheidende Rolle: Ihr Anteil an der Stromversorgung soll bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent gesteigert und danach weiter kontinuierlich erhöht werden.

Die Novellierung des EEG, welche die Intention dieser Ziele beinhaltet, trat zum 01. Januar 2009 in Kraft.

### **3. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)**

Besonders im Wärmebereich ist mit der Nutzung von Erneuerbaren Energien ein großes Potential für Klimaschutz und für die Einsparung fossiler Brennstoffe vorhanden. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung soll aus diesem Grund bis 2020 auf 14 % steigen. Hierzu sind im Wärmegesetz Pflichten für die Nutzung Erneuerbarer Energien bei Neubauten festgelegt, die Förderung nach MAP ins Gesetz integriert und Anschlusspflichten von Gebäuden an Wärmenetze ermöglicht.

### **4. Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV)**

Am 18.6.2008 wurde im Kabinett beschlossen, dass - zur Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich - ab 2009 die energetischen Anforderungen an neue Gebäude um durchschnittlich 30% verschärft werden. In einem zweiten Schritt sollen ab 2012 die Effizienzanforderungen nochmals um etwa den gleichen Anteil angehoben werden.

### **5. Förderprogramme für Klimaschutz und Energieeffizienz (zusätzlich zur Förderung von effizienten Gebäuden)**

Es existieren in allen Sektoren noch erhebliche Effizienzpotentiale, die mit ökonomischen Anreizen vergleichsweise kostengünstig zu realisieren sind. Um ergänzend zum Ordnungsrecht weitere Potentiale in den Bereichen Gewerbe, Haushalte, Land- und Forstwirtschaft, Handel, Dienstleistungen sowie im Verkehrssektor zu mobilisieren, wurden verschiedene Förderprogramme ausgebaut bzw. aufgelegt.

### **6. CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm**

Die im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms aufgelegten KfW-Programme "Energieeffizient Bauen" und "Energieeffizient Sanieren" sollen Haus- und Wohnungseigentümer bei der Finanzierung energiesparender Baumaßnahmen unterstützen.

#### **3.1.3 Klimaschutzkonzept des Saarlandes**

Die Landeshauptstadt Saarbrücken hat sich bereits früh mit dem Themenbereich Klimaschutz und Energieeffizienz auseinandergesetzt. Als Beispiel ist hier die Auszeichnung für ein vorbildliches Energieprogramm zu nennen, welche der Landeshauptstadt Saarbrücken bereits 1992 im Rahmen der UNCED-Konferenz in Rio verliehen wurde. Im Jahr 1993 verabschiedete der Stadtrat ein Klimaschutzprogramm, welches rückwirkend ab 1990 bis Ende 2005 eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

um 25% vorsah. Zudem wurde durch den Stadtrat 2007 beschlossen, den Anteil Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2015 auf 12,5 % anzuheben<sup>1</sup>. Potentiale wurden vor allem beim Ausbau der Photovoltaik und dem Einsatz lokaler Biomasse in (kleinen) Blockheizkraftwerken gesehen.<sup>2</sup>

Bei der Weiterentwicklung des Klimaschutzprogramms in Saarbrücken wurden als wichtige Handlungsfelder die Ausschöpfung der Einsparpotentiale in den Sektoren Heizung und Strom, die teilweise Substitution von Kohle durch Erdgas als Primärenergie in den Kraftwerken, der Zubau kleiner Blockheizkraftwerke (BHKWs) zur Ergänzung des Wärmenetzes, der Ausbau von Gasheizungen, die Reduzierung von Ölheizungen und der Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sowie die Ausweitung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt gesehen.<sup>2</sup>

Bei der Entwicklung und Umsetzung von innovativen Maßnahmen in den Bereichen der Erneuerbaren Energien und Energieeinspartechnologien sollen dabei die Stadtwerke Saarbrücken eine Vorreiterrolle einnehmen.<sup>2</sup>

## **3.2 Klimaschutzperspektiven in der Landeshauptstadt Saarbrücken – Fokus Kraft-Wärme-Kopplung**

Im Folgenden wird losgelöst von den bereits bestehenden Konzepten und Maßnahmen der Landeshauptstadt Saarbrücken der geplante Zubau an Kraft-Wärme-Kopplung durch die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken betrachtet. Dazu wird zunächst eine Bestandsaufnahme der Stromversorgung und des Wärmesektors durchgeführt, und es werden für den Akteur Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken - basierend auf den übergeordneten Zielsetzungen - allgemeine Handlungsorientierungen, sowie konkrete qualitative und wo möglich quantitative Zielvorgaben entwickelt, die im Zeitraum bis 2020 realisierbar erscheinen.

### **3.2.1 Ist-Situation des Strom- und Wärmeverbrauchs in Saarbrücken**

Im Rahmen dieser Studie konnte den Gutachtern nur ein Teil der benötigten Daten durch die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken sowie durch die Stadt selbst zur Verfügung gestellt werden. Eine zusätzliche Erhebung der noch fehlenden Daten war indes nicht möglich, so dass – entsprechend gekennzeichnet – die übrigen Verbräuche auf Basis anderer Datenquellen abgeschätzt wurden.

Nach Angaben von GDF-SUEZ hat die Römerbrücke im Jahr 2008 mit rund 437.000 MWh<sub>th</sub> die Nachfrage des städtischen Wärmenetzes bilanziell zu 73% abgedeckt<sup>3</sup>. Für die weiteren Berechnungen wird unterstellt, dass diese Wärme zu 100%

---

<sup>1</sup> Landeshauptstadt Saarbrücken, Zieldefinition für den Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung in Saarbrücken, Stadtratsvorlage VWT/0504/06, Saarbrücken 2006.

<sup>2</sup> Landeshauptstadt Saarbrücken: „Stadtentwicklungskonzept Saarbrücken“, Stand Januar 2010

<sup>3</sup> Mit der finnischen Methode wurde für 2008 wärmeseitig ein Emissionsfaktor von rund 254 gr CO<sub>2</sub>/kWh für die Römerbrücke ermittelt, wobei für Erdgas ein Emissionsfaktor von 0,056

aus Kraft-Wärme-Kopplung stammt. Die restlichen 27% werden der Fernwärmeschiene Saar zugeschrieben<sup>4</sup>. Die Emissionsfaktoren wurden mit Hilfe der finnischen Methode berechnet. Demnach wird der jeweiligen Kraftwärmekopplungsanlage eine getrennte Erzeugung von Strom und Wärme mit gleichem Primärenergieträger gegenübergestellt und darüber die Primärenergie-Einsparung ermittelt. Ebenso sieht die Methode die Möglichkeit vor, den Brennstoffeinsatz und damit letztendlich die Emissionsmenge auf Strom und Wärme zu verteilen. Im Falle der Römerbrücke erfolgt dies bei Anwendung der finnischen Methode zugunsten der Stromerzeugung.

Gemäß der Vorgabe der Europäischen Kommission in der Richtlinie 2004/8/EG wird die Primärenergie-Einsparung (PEE) der gekoppelten Erzeugung zur getrennten Erzeugung nach folgender Formel berechnet:

$$PEE = \left( 1 - \frac{1}{\frac{KWK W_{\eta}}{Ref W_{\eta}} + \frac{KWK E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right) * 100\%$$

**Formel 3-1: Formel zur Bestimmung der Effizienz des KWK-Prozesses gemäß EU-RL 2004/8/EG**

Transportverluste und etwaige Spitzenkessel werden bei diesem Verfahren nicht berücksichtigt.

Für die Römerbrücke ergibt sich gemäß der obigen Formel eine Primärenergieeinsparung von 25,3% gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom in einer GuD-Anlage und Wärme mittels eines Gaskessels. Hierbei wurde seitens der Korrekturfaktoren<sup>5</sup> der EU-Formel das Jahr 2004 für die Installation der Gasturbine, ein Eigenverbrauch von 10%, Einspeisung in die Hochspannungsebene und eine durchschnittliche Jahrestemperatur im Saarland von 8°C unterstellt.

Wird weiterhin unterstellt, dass das HKW nur mit Erdgas befeuert wurde, so ergeben sich aus den Erzeugungsangaben von GDF-SUEZ und dem durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHST) veröffentlichten Emissionen der Römerbrücke für

---

tCO<sub>2</sub>/GJ gemäß DEHST unterstellt wurde. Stromseitig ergibt sich ein Emissionsfaktor von 308 gr CO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>4</sup> Der Emissionsfaktor für die Fernwärmeschiene Saar wurde seitens der FVS mit 152 gr CO<sub>2</sub>/kWh angegeben, wobei hier ebenfalls nach der ‚finnischen Methode‘ gerechnet wurde. Der gegenüber der Römerbrücke gute Wert ergibt sich wohl aufgrund der emissionsfrei gerechneten Abwärme der Dillinger Hütte und der Zentralkokerei.

<sup>5</sup> Unterstellter Ref-Wert Stromerzeugung gemäß der Entscheidung der Kommission vom 21. Dezember 2006 zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates: 52,3%;

Korrektur um 0,1 Prozentpunkte für jedes Grad Celsius unter 15°C: 53%; anteilige Berücksichtigung des Eigenverbrauchs: 53% x (10% x 0,985 + 90% x 0,965) = 52,1%; für Wärme wurde ein maximaler Wirkungsgrad der GuD-Anlage von 48% unterstellt.

2008 ein Gasverbrauch von rund 1.310 GWh. Bei einer PEE von 25,3% auf Basis von Erdgas lassen sich rund 67.000 Tonnen CO<sub>2</sub> einsparen<sup>6</sup>.

Hinsichtlich der Stromerzeugung können zwei Wege beschrrieben werden. Der erste berücksichtigt den liberalisierten Strommarkt, womit der in der Stadt erzeugte Strom nicht zwingend auch dort verbraucht wird. Dies gilt insbesondere für die EEG-Stromerzeugung. Entsprechend wäre hier der Emissionsfaktor des gesamten deutschen Kraftwerksparks inklusive der Erneuerbaren Energien zugrunde zu legen. Eigene Anstrengungen werden aber hierbei nicht sichtbar.

Der zweite Weg berücksichtigt die in Saarbrücken erzeugte Strommenge<sup>7</sup> und rechnet diese der Stadt zu. Mögliche bilanzielle Fehlbeträge werden über den Kraftwerksmix ausgeglichen und mit dem entsprechenden Emissionsfaktor berechnet. Problematisch ist hier allerdings, dass der in Saarbücken eingespeiste EEG-Strom, aber auch der KWK-Strom damit doppelt in die Berechnung eingehen würde, was theoretisch entsprechend zu korrigieren wäre. Die sich dadurch ergebenden Änderungen hinsichtlich der Emissionsfaktoren sind jedoch derart gering, dass diese nachfolgend vernachlässigt werden sollen.

Für die folgende Betrachtung wird der zweite Weg beschrrieben, da nur so die Anstrengungen der Stadt Saarbrücken, ihren Beitrag zum Bundesziel zu leisten, zum Ausdruck gebracht werden können.

Der Verbrauch – unterteilt in Strom und Wärme – wird nachfolgend mit spezifischen Emissionsfaktoren genannt.

<b>Energieträger 2008</b>	<b>Energieeinsatz [MWh]</b>	<b>Emissionsfaktor<sup>8</sup> [gCO<sub>2</sub>/kWh]</b>	<b>Gesamtemissionen [Tonnen CO<sub>2</sub>/a]</b>
Fernwärme <sup>9</sup>	594.900	226,3	134.634
Erdgas	1.541.600	201,6	310.787
Heizöl <sup>10</sup>	546.700	266,4	145.641
Erneuerbare Energien Wärme <sup>10</sup>	3.000	0	0
<b>Wärme gesamt</b>	<b>2.686.200</b>	<b>220,0</b>	<b>591.062</b>

<sup>6</sup>  $(1.310 \text{ GWh} \times 25,3\% \times 201,6 \text{ gCO}_2/\text{kWh}) / 1.000 = 66.816 \text{ t CO}_2$

<sup>7</sup> Beteiligungen der VVS an EEG-Anlagen werden nicht berücksichtigt

<sup>8</sup> Auf Basis der Liste zu Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHST)

<sup>9</sup> Mischwert auf Basis der Emissionen für die erzeugte Wärme in der Römerbrücke sowie dem Anteil des Bezugs aus der Fernwärmeschiene Saar.

<sup>10</sup> Abschätzung auf Basis der temperaturbereinigten jährlichen Verbrauchsentwicklungen im Zeitraum 1990 bis 2000.

Strom BRD	811.643	572,0	464.260
Strom Römerbrücke	495.317	308,3	152.706
Erneuerbare Energien Strom	8.740	0	0
<b>Strom gesamt</b>	<b>1.315.700</b>	<b>468,9</b>	<b>616.966</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>			<b>1.208.028</b>

Tabelle 3-1: Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für Strom und Wärme in Saarbrücken für das Jahr 2008

Im nachfolgenden Schritt gilt es nun zu ermitteln, welche Einsparungen gegenüber 1990 bereits geleistet wurden und welcher Einsparbedarf sich daraus noch ergibt.

### 3.2.2 Übersetzung der nationalen Ziele in kommunale Zielvorgaben mit Fokus KWK und erneuerbare Energien

Die Zielvorgaben der Bundesregierung sehen eine Reduzierung der Emissionen um 40% (CO<sub>2</sub>-äquiv.) bis 2020 gegenüber 1990 vor. Bis Ende 2008 konnte in Saarbrücken auf Basis der hier vorliegenden bzw. abgeschätzten Zahlen bereits rund die Hälfte der einzusparenden Emissionen – lediglich bezogen auf Wärmebedarf und elektrische Energie, ohne Verkehr – (temperaturbereinigt<sup>11</sup>) eingespart werden. Dies ist insbesondere auf die Verdrängung von Kohle und Koks zu Heizzwecken und als Brennstoff im Heizkraftwerk (HKW) zurückzuführen.

Tabelle 3-2 gibt die auf Basis der Emissionsbilanz 1990-2000 der Stadt Saarbrücken ermittelten Energieträgereinsätze bzw. -verbräuche sowie die sich daraus ergebenden Emissionen wieder.

<b>Energieträger 1990</b>	<b>Energieeinsatz [MWh]</b>	<b>Emissionsfaktor<sup>12</sup> [gCO<sub>2</sub>/kWh]</b>	<b>Gesamtemissionen [Tonnen CO<sub>2</sub>/a]</b>
Fernwärme <sup>13</sup>	607.000	291,0	176.666
Erdgas	904.000	201,6	182.246
Heizöl	497.000	266,4	132.401
Kohle	560.000	331,2	185.472
Erneuerbare Energien	1.000	0	0

<sup>11</sup> Siehe Tabelle 9-1 im Anhang.

<sup>12</sup> Auf Basis der Liste zu Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHST)

<sup>13</sup> Der Wert für die Gesamtemissionen ist den Berechnungen der Stadt Saarbrücken entnommen.

Wärme			
<b>Wärme gesamt</b>	<b>2.569.000</b>	<b>263,4</b>	<b>676.785</b>
Strom BRD	772.000	744	574.368
Strom Römerbrücke	362.000	543,6	196.783
Erneuerbare Energien Strom	0	0	0
<b>Strom gesamt</b>	<b>1.134.000</b>	<b>680,0</b>	<b>771.151</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>			<b>1.447.936</b>

**Tabelle 3-2: Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen für Strom und Wärme in Saarbrücken für das Jahr 1990**

Um das Einsparziel von 40% gegenüber 1990 zu erreichen, müssen temperaturbereinigt noch rund 297.000 Tonnen CO<sub>2</sub>/a<sup>14</sup> eingespart werden.

Für das 2020-Ziel ist hinsichtlich der strombezogenen Emissionen das weitere Fortschreiten des EE-Ausbaus in Deutschland zu berücksichtigen. Unter den im Leit-szenario unterstellten Annahmen ergibt sich ein durchschnittlicher Emissionsfaktor von 478 gr CO<sub>2</sub>/kWh für den gesamten Kraftwerkspark einschließlich Erneuerbare Energien in 2020. Damit verbleibt ein Emissionsminderungsbedarf von rund **221.000 t CO<sub>2</sub>/a<sup>15</sup>** für Saarbrücken.

Nicht berücksichtigt wurden dabei auf nationaler Ebene laufende Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieverbrauchs, wie die Umsetzung der Öko-Design-RL oder bestehende Effizienzprogramme wie das Gebäudesanierungsprogramm.

Nachfolgend werden einige Beispiele für Klimaschutzkonzepte in anderen Städten angeführt, die dazu Anregung geben sollen, mit einem breiteren Blickwinkel die bestehenden Einsparpotentiale – und damit Emissionsminderungspotentiale – künftig auch in Saarbrücken anzugehen und die Einsparlast auf viele Schultern zu verteilen.

<sup>14</sup> Ermittelt sich aus  $(40\% \times 1.447.936 \text{ t CO}_2) - (1.447.936 \text{ t CO}_2 - 1.165.750 \text{ t CO}_2)$ , wobei die 1.165.750 t CO<sub>2</sub> die temperaturbereinigten Emissionen von 2008 sind, siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Anhang.

<sup>15</sup> Differenz der durchschnittl. Emissionen für Strom in 2020 und 2008:  $811.643 \text{ MWh} \times (572-478) \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 76.294 \text{ t CO}_2$ -Einsparung;  $297.000 \text{ t CO}_2$  Einsparbedarf bis 2020 minus  $76.294 \text{ t CO}_2$  durch den Ausbau von EE ergibt rund  $221.000 \text{ t CO}_2$  als Einsparziel für Saarbrücken.

### **3.2.3 Referenzbeispiele: Klimaschutzkonzepte und –bündnisse von ausgewählten Gemeinden in Deutschland**

In immer mehr Gemeinden wird man sich bewusst, wie sehr eine intakte Umwelt die Lebensqualität beeinflusst und diese wiederum sich auf das Zusammenleben, die Gesundheit und Leistungsfähigkeit auswirkt und somit letztendlich auch auf die Attraktivität der Gemeinde selbst.

Klimaschutz und Energieeffizienz spielen dabei eine immer wichtigere Rolle, umfasst das Thema doch ein großes Spektrum an Einflüssen. Die Begrenzung von klimaschädlichen Emissionen beinhaltet nicht nur Handlungsansätze im Bereich Städteplanung hinsichtlich Grünflächen, verkehrsberuhigte Zonen und Ausbau des öffentlichen Verkehrs. Auch die Energieversorgung mit und die Energieeffizienz bei der Bereitstellung von Strom und Wärme spielen eine zentrale Rolle.

Die nachfolgenden Beispiele geben einen kurzen Einblick in die Visionen und Ziele von drei Gemeinden, welche von der Größe her recht gut mit der Landeshauptstadt Saarbrücken zu vergleichen sind.

#### **Energiekonzept der Stadt Mainz<sup>16</sup>**

Das für Mainz entwickelte Konzept berücksichtigt die Forderungen nach einer 1%-igen mittleren jährlichen Endenergieeinsparung gemäß der EU-Endenergieeffizienzrichtlinie. Dabei wurden zudem die Handlungsvorschläge derart ausgerichtet, dass das Emissionseinsparungsziel des lokalen Klima-Bündnisses von 10% alle 5 Jahre erreicht werden kann.

Unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Einsparpotentiale wurden u.a. folgende Handlungsansätze identifiziert:

- Ausbau der Nah- und Fernwärme,
- Ausbau der Erneuerbaren Energien,
- Förderung von Passivhauselementen, KWK und Erneuerbaren Energien,
- Ausweitung von Beratungsleistungen für Haushalte bis Industrie hinsichtlich Energieeinsparung,
- Bau eines GuD-Heizkraftwerks anstelle des damals geplanten Kohle-HKW.

Bereits seit 2007 fördert die Mainzer Stiftung für Klimaschutz und Energieeffizienz die Energieeffizienz in privaten Haushalten. Zudem haben die Landeshauptstadt Mainz und die Stadtwerke Mainz AG eine Klimaschutz-Vereinbarung getroffen, in der sich die Stadtwerke zum Ausbau alternativer Energien verpflichten. Als Zielwert für 2020 ist ein Anteil von 30 % des gegenwärtigen Strombedarfs von Mainz aus regenerativen Quellen in der Region ausgegeben worden.

---

<sup>16</sup> Hertle et al.: Energiekonzept Mainz 2005 – 2015, Energie und Verkehr; ifeu Institut, Heidelberg, 12.03.08



### **CO<sub>2</sub>-Minderungskonzept für die Stadt Augsburg<sup>17</sup>**

Die Stadt Augsburg hat sich mit dem Beitritt zum Klimaschutzbündnis 1998 das Ziel gesetzt, eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50% zu erreichen. Mit der Entwicklung eines CO<sub>2</sub>-Minderungskonzepts im Jahr 2004 wurden Sektoren mit hohem Einsparpotential identifiziert und Maßnahmen zu Emissionsminderung gemeinsam mit den lokalen Akteuren entwickelt und in die Umsetzung gebracht.

Bei der Strategieentwicklung und Umsetzung des kommunalen Klimaschutzes kommt den Stadtwerken Augsburg eine wichtige Rolle zu. Über ihre Kundenkontakte soll eine Motivation für die anspruchsvollen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele insbesondere über Energieeffizienzmaßnahmen – wozu hierbei auch der Ausbau von EE-Anlagen zu rechnen ist - verbreitet werden. Weiterhin soll ein Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung von 10,5% auf 16% vorangetrieben werden, wobei eine Konzentration der bestehenden Netze sowie ein gleichzeitiger Ausbau von Inselnetzlösungen forciert wird. Der Gasabsatz würde trotz Gasnetzverdrängung durch die BHKWs um 8% ansteigen, gleichzeitig aber durch die Verdrängung von Heizöl und die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme die CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu 29 Tausend Tonnen absenken können. Dies entspricht rund 1% der Gesamtemissionen der Stadt.

### **Klimaschutzkonzept der Stadt Heidelberg<sup>18</sup>**

Der Schwerpunkt der Betrachtungen lag auf der Steigerung der Energieeffizienz sowie des Einsatzes erneuerbarer Energien bei den privaten Haushalten und den Gewerbebetrieben. Speziell behandelt wurden die Energieversorger und –dienstleister als wichtige Akteursgruppe. Der für den Klimaschutz ebenfalls wichtige Verkehrssektor war nicht Bestandteil des Konzepts. Entsprechend den bisherigen Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen von 25% bei der Stadtverwaltung seit 1992 sollen von 2005 bis 2015 nochmals 20% in der gesamten Stadt eingespart werden.

Wie auch in den Konzepten zuvor wird in den Sanierungsmaßnahmen des Gebäudebestands ein wesentlicher Hebel zur Senkung der Emissionen gesehen. Der Haushaltssektor trägt mit 38,5% den größten Teil zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energiebereich bei.

Gleichzeitig sollen die Anteile von Gas und Fernwärme sowie Erneuerbare Energien an der Wärmebereitstellung erhöht werden. Bei Erreichung der Ziele können durch Fernwärme und Gas jährlich rund 10.000 t CO<sub>2</sub> bis 2010 eingespart werden. Dies entspricht einer Einsparung von rund 1% bezogen auf die Gesamtemissionen der Stadt in 2002. Bei einem Ersatz durch noch modernere Kraftwerkstechnik wären noch größere Minderungen erreichbar.

---

<sup>17</sup> Hertle et al.: CO<sub>2</sub>-Minderungskonzept für die Stadt Augsburg; ifeu Institut, Heidelberg, Mai 2004

<sup>18</sup> ifeu-Institut: Klimaschutzkonzept Heidelberg 2004 - Fortschreibung des Handlungsorientierten kommunalen Konzepts zur Reduktion von klimarelevanten Spurengasen für die Stadt Heidelberg 1992; Heidelberg 2004

Maßnahmen \ Städte	Mainz	Augsburg	Heidelberg
KWK-Ausbau	X	X	X
Ausbau Wärmenetze	X		X
Ausbau Erneuerbare Energien	X	X	X
Brennstoffwechsel	X		
Förderung Sanierung / Neubau	X		X
Beratungsleistungen zu Energieeffizienz	X	X	X

**Tabelle 3-3: Übersicht über die wesentlichen Maßnahmen in den Klimakonzepten der Städte Mainz, Augsburg und Heidelberg**

### 3.2.4 Ableitung von Handlungsorientierungen und möglichen Zielvorgaben im Zeitraum bis 2020

Wie die Beispiele zeigen, gehört der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ziel in allen drei genannten Vorhaben. Fakt ist aber auch, dass die bisherigen Einsparungen in diesen Städten, wie auch in Saarbrücken, insbesondere der Umstellung des Brennstoffs geschuldet sind. Eine weitere deutliche Einsparung an Treibhausgasemissionen ist durch KWK somit nur dann möglich, wenn unter Beibehaltung oder weiterer Erhöhung des Gesamtnutzungsgrads der KWK-Anlage die Stromkennzahl steigt oder/und Erneuerbare Energien<sup>19,20</sup> als Energieträger eingesetzt werden. Auch ein Ausbau von KWK in Saarbrücken auf jetziges technisches Niveau wird schon allein aufgrund der gekoppelten Erzeugung Primärenergie und damit Emissionen einsparen, dies wird jedoch im Vergleich zu den Einsparungen in den letzten 20 Jahren nur noch in einem begrenzten Umfang möglich sein.

Würde heute in Saarbrücken die Anschlussleistung von KWK am Wärmenetz nahezu verdoppelt und damit alle Ölheizungen verdrängt werden, so ergibt sich daraus eine Emissionsminderung von rund 150.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Dies entspricht einer Einsparung von nicht ganz 68% bezogen auf das Einsparziel von 221.000 t CO<sub>2</sub>/a. Ein derartiges Ausbauziel ist jedoch unwahrscheinlich. Bestenfalls lassen sich wirtschaftlich einige Inselnetze in traditionell mit Öl beheizten Stadtteilen integrieren. Wird hier heutige KWK-Technologie mit einem sowohl hohen Gesamtnutzungsgrad als auch hoher Stromkennzahl von mindestens „1“ unterstellt, so können bei Nutzung von Erdgas durch eine Verdrängung von nur 10% der Ölheizungen CO<sub>2</sub>-Einsparungen

<sup>19</sup> Eine Aufbereitung auf Erdgasqualität gemäß Arbeitsblatt G 262 des technischen Regelwerks des DVGW sowie eine Verdichtung auf den Netzdruck des Netzbetreibers ist Voraussetzung.

<sup>20</sup> Nast et al.: Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes; Studie im Auftrag des BMU, Stuttgart, Juli 2009

von schätzungsweise 18.500 t möglich sein<sup>21</sup>. Bei Verwendung industrieller Abwärme oder Erneuerbarer Energien verbessert sich der Wert entsprechend.

Auch wenn der Ausbau von KWK einen nicht unerheblichen Beitrag leistet, bedarf es noch weiterer Anstrengungen in anderen Sektoren, um das Einsparziel bis 2020 zu erreichen.

Rein auf Basis der Emissionsfaktoren erscheint es für das Ziel sinnvoll, Stromerzeugung aus EE auszubauen. Hierdurch werden je eingespeiste MWh 572 kg CO<sub>2</sub> verdrängt. Es bedarf hierbei aber enormer Anstrengungen, um den benötigten Anteil zu erreichen. Es müssten gut 390.000 MWh/a durch EE bereitgestellt werden.

Einsparungen an Strom und Wärme stellen eine andere Herangehensweise dar. Für die Zielerreichung bedarf es allerdings Einsparungen wärmeseitig von 3 % pro Jahr und 2 % pro Jahr stromseitig, um bis 2020 das Ziel zu erreichen.

Der Ausbau von hocheffizienter KWK und Wärmenetzen muss dabei nicht im Gegensatz zu Wärmeeinsparung stehen. Gerade Insellösungen – Nahwärmenetze oder Objektversorgung - bieten hier Ansätze, genauso wie die Verdichtung und der Ausbau des bestehenden Fernwärmenetzes. Gerade auch im Neubau ist Fernwärme dank des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) weiterhin eine interessante Möglichkeit der Wärmeversorgung, sofern die Wärme entsprechende Kriterien erfüllt.

---

<sup>21</sup> Unterstellt werden hierbei ein Jahresnutzungsgrad von 85% sowie Wirkungsgrade von 45 %(el) und 45 %(th).

## **4 Ökonomische und ökologische Analyse eines Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken**

### **4.1 Ausgangssituation der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken**

#### **4.1.1 Heutiger Stand**

Die Landeshauptstadt Saarbrücken besitzt ein 176 km langes Fernwärmenetz. Dieses versorgte im Jahr 2008 Kunden mit insgesamt 594,9 Mio. kWh Wärme,<sup>22</sup> wobei insgesamt, inklusive Netzverluste, ein Wärmebedarf von 670 Mio. kWh besteht. Als Netzhöchstlast wird 250 MW angegeben.<sup>23</sup>

Die Wärmeerzeugung findet derzeit maßgeblich durch das Heizkraftwerk Römerbrücke statt (2008: 437 Mio. kWh). Dieses besitzt eine maximal auskoppelbare Wärmeleistung von 230 MW. Betrieben wird es durch die GDF SUEZ Saarland GmbH, an der der VVS-Konzern über die Stadtwerke Saarbrücken mit 25,2% beteiligt ist.<sup>24</sup> Zusätzlich findet eine Wärmeversorgung durch die Fernwärme-Verbund Saar GmbH statt, die über die Fernwärmeschiene Saar, mit einem Anschlusswert von 175 MW, mit dem Fernwärmenetz Saarbrückens verbunden ist.<sup>25</sup>

Zukünftig soll die Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken ausgebaut werden. Dazu soll das Kraftwerk Römerbrücke um eine Gasturbine erweitert werden. Des Weiteren werden durch den VVS-Konzern in Saarbrücken ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (kurz: GuD), das Kraftwerk Südraum und 3 Blockheizkraftwerke (kurz: BHKWs) gebaut. Darüber hinaus ist ein Zubau von weiteren BHKWs angestrebt. Kraft-Wärme-Kopplung besitzt in der Regel den Vorteil, dass der Brennstoffnutzungsgrad höher ist als bei einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme, wodurch Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden.

Bei dem Heizkraftwerk Römerbrücke handelt es sich um ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk mit einer Entnahmekondensationsturbine zur Auskopplung von Wärme. GuD-Kraftwerke kombinieren die Prinzipien von reinen Gasturbinen und Dampfkraftwerken mit dem Vorteil, einen höheren elektrischen Wirkungsgrad zu erreichen. Dadurch lässt sich die Stromerzeugung effizienter durchführen und Brennstoff einsparen. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung über eine Entnahmekondensationsturbine besteht die Möglichkeit, den Dampf in Grenzen zwischen Strom- und Wärmeerzeugung zu variieren. Dabei kann der Dampf bei fehlendem Wärmebedarf vollständig zur Stromerzeugung genutzt werden. Für die weitere Untersuchung wird das Kraftwerk Römerbrücke, mit seiner Erweiterung um eine Gasturbine, in zwei Betriebszuständen

---

<sup>22</sup> Kennzahlen der Stadtwerke Saarbrücken, siehe <http://www.saarbruecker-stadtwerke.de/pdf/?pdf=Kennzahlen> (Abruf: 31.05.2010)

<sup>23</sup> Präsentation von Dr. Attig an den Berliner Energietagen vom 10.05.2010

<sup>24</sup> Siehe [http://www.gdfsuez-energie.de/content/erzeugung/kw\\_roemerbruecke\\_technik\\_de.asp](http://www.gdfsuez-energie.de/content/erzeugung/kw_roemerbruecke_technik_de.asp) (Abruf: 31.05.2010)

<sup>25</sup> Siehe [http://www.fvs.de/einspeisung\\_versorgung.php](http://www.fvs.de/einspeisung_versorgung.php) (Abruf: 31.05.2010)

betrachtet. Zum einen als KWK-Anlage bei maximal ausgekoppelter Wärme und zum anderen als rein Strom erzeugendes Kraftwerk. Die reine Stromerzeugung wird im Folgenden mit Kondensationsstromerzeugung bezeichnet. Die ausgekoppelte thermische Leistung der reinen GuD-Anlage ist 100 MW, dies ist trotz Zubau einer weiteren Gasturbine weniger als die oben angegebene maximale thermische Leistung von 230 MW des HKW Römerbrücke. Bei der obigen Angabe sind alle installierten Wärmeerzeuger mitberücksichtigt, d.h. nicht nur das GuD-Kraftwerk, sondern auch zusätzliche unabhängig betreibbare Kessel.

Zusammenfassend sind die betrachteten Betriebsvarianten in der folgenden Tabelle beschrieben.

	Römerbrücke KWK	Römerbrücke Kond. <sup>26</sup>
thermische Leistung	100 MW	-
elektrische Leistung	120 MW	130 MW
Brennstoffleistung	256 MW	256 MW
thermischer Nutzungsgrad	0,39	-
elektrischer Nutzungsgrad	0,47	0,51
Gesamtnutzungsgrad	0,86	0,51

**Tabelle 4-1: Betrachtete Betriebsvarianten des HKW Römerbrücke<sup>27</sup>**

Bei dem GuD-Kraftwerk Südraum handelt es sich um eine KWK-Anlage mit Gegendruckturbine. Bei Gegendruckturbinen ist das Verhältnis von Wärmeauskopplung zu Stromerzeugung fest. D.h. es handelt sich um eine reine KWK-Anlage. Diese wird jedoch zusätzlich noch als nur Strom produzierende Kondensationsstrom-Anlage betrachtet. Dies ist möglich, indem man eine vollständige Abkühlung der ausgekoppelten Wärme über eine Kühlvorrichtung unterstellt.

<sup>26</sup> „Kond.“ wegen der reinen Stromerzeugung, die generell bei Dampfkraftwerken als Kondensationsstromerzeugung bezeichnet wird.

<sup>27</sup> Angaben VVS

Nachfolgend die Daten der betrachteten Betriebsvarianten.

	Südraum KWK	Südraum Kond.
thermische Leistung	33 MW	-
elektrische Leistung	38 MW	38 MW
Brennstoffleistung	85 MW	85 MW
thermischer Nutzungsgrad	0,39	-
elektrischer Nutzungsgrad	0,45	0,45
Gesamtnutzungsgrad	0,84	0,45

**Tabelle 4-2: Betrachtete Betriebsvarianten der GuD Südraum<sup>28</sup>**

Bei den geplanten Blockheizkraftwerken handelt es sich um BHKWs mit einer Leistung von 2 MWel. Blockheizkraftwerke sind generell Verbrennungsmotoren, an denen ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist und deren Abwärme sowie Abgas für die Wärmeauskopplung nutzbar gemacht wird. Bei den hier betrachteten Anlagen wird auch, wie bei der GuD Südraum, die Möglichkeit der reinen Stromerzeugung durch Rückkühlung mitbetrachtet. Im Folgenden wird dies analog zu den anderen Anlagen mit Kondensationsstromerzeugung bezeichnet, auch wenn dies technisch nicht richtig ist. Die betrachteten Betriebsvarianten sind in der folgenden Tabelle ersichtlich.

	BHKW KWK	BHKW Kond.
thermische Leistung	2,4 MW	-
elektrische Leistung	2 MW	2 MW
Brennstoffleistung	5 MW	5 MW
thermischer Nutzungsgrad	0,48	-
elektrischer Nutzungsgrad	0,40	0,40
Gesamtnutzungsgrad	0,88	0,40

**Tabelle 4-3: Betrachtete Betriebsvarianten BHKWs<sup>29</sup>**

#### 4.1.2 Diskutierte Ausbauvarianten innerhalb der VVS

Die erweiterte Römerbrücke ist der Ausgangspunkt, sie stellt nach klassischer wärmeorientierter Auslegung die optimale Ausbaustufe dar. Die VVS plant jedoch, weitere KWK-Anlagen zuzubauen, die durch eine stärkere Stromorientierung rentabel betrieben werden sollen. Die Motivation für diese stromorientierte Herangehensweise

<sup>28</sup> Angaben VVS

<sup>29</sup> Angaben VVS

liegt zum einen natürlich in der betriebswirtschaftlichen Attraktivität, zum anderen aber und vor allem auch in dem Willen, flexible Stromerzeugungskapazitäten aufzubauen, die bei dem Umbau des Stromsystems zu 100% Erzeugung aus erneuerbare Energien notwendig sind. Da die zukünftige Stromversorgung zu einem großen Teil aus fluktuierenden Erzeugern wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen bestehen wird, werden schnell regelbare Kraftwerke benötigt, die diese in Zeiten niedriger Erzeugungsleistung, z.B. Schwachwindzeiten, kurzfristig ersetzen können. Dies ist bei den geplanten KWK-Anlagen der Fall. Eine ausführliche Betrachtung dieser Thematik wird im Kapitel 5 stattfinden.

Die VVS wird deshalb das GuD-Kraftwerk Südraum und 3 weitere BHKWs bauen. Zudem ist der Zubau weiterer BHKWs angedacht. Teil dieser Untersuchung ist es, abzuschätzen, inwieweit diese betriebswirtschaftlich wie auch ökologisch sinnvoll betrieben werden können.

Die folgenden Ausbauvarianten werden dabei untersucht und verglichen:

1. das GuD Römerbrücke (100 MW thermische Leistung)
2. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 3 BHKWs<sup>30</sup> (insgesamt 140 MW th)
3. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 11 BHKWs<sup>31</sup> (insgesamt 159 MW th)
4. GuD Römerbrücke + GuD Südraum + 20 BHKWs<sup>32</sup> (insgesamt 181 MW th)

## **4.2 Ökonomische und ökologische Analyse eines Ausbaus von KWK in Saarbrücken**

Ziel der Untersuchung ist es, den Ausbau der KWK im bestehenden Fernwärmenetz Saarbückens losgelöst von Einzelinteressen zu betrachten. D.h. unterschiedliche Konzerninteressen, die durch den Besitz der GDF SUEZ Energie Deutschland AG an der Römerbrücke eine Rolle spielen könnten, stehen im Hintergrund. Bei der Untersuchung soll ein ökonomisch wie ökologisch sinnvoller Weg aufgezeigt werden, wie zusätzliche KWK-Erzeugungskapazitäten vor dem Hintergrund eines zukünftigen, durch fluktuierende erneuerbare Energien geprägten Stromsystems realisiert werden können.

---

<sup>30</sup> Die drei BHKWs werden an einem Standort betrieben, daher gelten diese in der folgenden Betrachtung als eine 6 MW Anlage und nicht als drei 2 MW Anlagen. Dies ist für die spätere Erlös- und Kostenbetrachtung der Anlagen von Bedeutung.

<sup>31</sup> Die weiteren 8 BHKWs sind als Einzelanlagen geplant.

<sup>32</sup> Insgesamt sind davon 9 BHKWs als Einzelanlage geplant und die weiteren im Verbund von jeweils 4 bzw. 3.

#### 4.2.1 Diskussion verschiedener ökonomischer Optimierungskalküle

Bei Investitionsentscheidungen steht ökonomisch betrachtet immer die Rentabilität im Vordergrund. Dem untergeordnet sind liquiditätsorientierte Ziele, um eine ausreichende Zahlungsbereitschaft zu gewährleisten, sowie risikoorientierte Ziele, wie z.B. eine möglichst kurze Amortisationszeit. Dies spiegelt sich in den unterschiedlichen Verfahren zur Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung wieder. Diese Verfahren werden grundlegend in statische Verfahren und dynamische Verfahren unterteilt. Hauptunterschied der dynamischen Verfahren ist, dass bei ihnen der Zeitpunkt der Aus- und Einzahlungen mitbetrachtet wird und nicht nur generell die Kosten und Erlöse. Dies liegt darin begründet, dass ein Kapitalrückfluss in 10 Jahren für einen Investor einen geringeren Wert darstellt als der gleiche Kapitalrückfluss in 2 Jahren. Finanzmathematisch betrachtet kann der frühere Kapitalrückfluss wieder angelegt werden und zusätzliche Zinsen abwerfen, weshalb dieser als wertvoller betrachtet werden kann.

Eines der anerkanntesten dynamischen Verfahren ist die Kapitalwertmethode, die auch in dieser Untersuchung angewandt werden wird. Bei ihr werden die abgezinste Einzahlungsüberschüsse - Barwerte genannt - mit der Anschaffungsauszahlung verglichen. Die Formel für die Berechnung des Kapitalwertes ist  $C_0 = -A + \sum_{t=1}^n (e_t - a_t) * (1+i)^{-t}$ , dabei ist  $C_0$  der Kapitalwert zum heutigen Zeitpunkt,  $A$  die Anschaffungsausgabe,  $t$  die Periode,  $n$  die Anzahl der Perioden,  $e$  die Einzahlungen,  $a$  die Ausgaben und  $i$  der Zinsfaktor. Eine Investition nach Kapitalwertmethode ist dann als positiv anzusehen, wenn der Kapitalwert positiv ist. Das bedeutet, dass sich das eingesetzte Kapital über einen Vergleichszins hinaus verzinst. Wäre der Kapitalwert gleich null, würde genau der Vergleichszinssatz erreicht. Stehen mehrere alternative Investitionen zur Auswahl, ist generell die Investition mit dem höchsten Kapitalwert vorzuziehen.<sup>33,34</sup>

Zusätzlich zur Kapitalwertbetrachtung bzw. als eine Erweiterung dieser Methode existiert die interne Zinsfuß-Methode. Der interne Zinsfuß stellt den Zinssatz dar, mit dem sich das eingesetzte Kapital verzinst. Eine Methode, den internen Zinsfuß zu ermitteln, ist es, den Zinssatz für die Kapitalwert-Berechnung solange zu verändern, bis der Kapitalwert gleich null ist. Bei dieser Methode ist eine Investition als sinnvoll zu betrachten, wenn der interne Zinsfuß höher ist als die gewünschte Verzinsung.<sup>35</sup>

#### 4.2.2 Festlegung der Vorgehensweise

Da in dem begrenzten Fernwärmenetz die Wärmeerlöse bei einem weiteren Zubau von KWK-Anlagen nicht steigen werden, müssen die der Investition gegenüberstehenden Mehrerlöse größtenteils durch die Stromerzeugung erfolgen. Die kombinierte Betrachtung mit den fluktuierenden, erneuerbaren Energien bedingt eine kurz-

<sup>33</sup> Vgl. S. 265ff [KWK 2010]

<sup>34</sup> Vgl. S. 44ff [Däumler 2000]

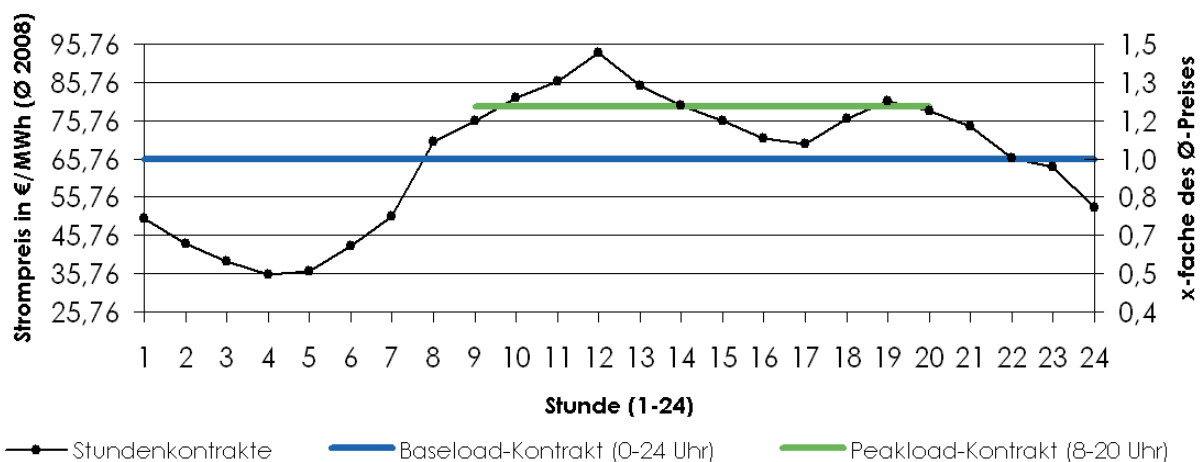
<sup>35</sup> Vgl. S. 81ff [Däumler 2000]



fristigere Erzeugungsplanung, wobei sich als Markt für den Absatz des erzeugten Stroms der Day-Ahead Spotmarkt der europäischen Energiebörse EEX anbietet. Bei der Auktion am Day-Ahead Spotmarkt können stundengenau Verkauf- und Kaufgebote für den Folgetag abgegeben werden. Auf Grund dieser bildet sich ein stundengenaue Strompreis. Dabei bekommen alle Verkaufgebote, die unter dem gebildeten Preis abgegeben wurden, den Zuschlag und müssen zur jeweiligen Stunde am Folgetag die angebotene Strommenge bereitstellen. Die Preise am Day-Ahead Spotmarkt gelten auch als Orientierung für alle weiteren Möglichkeiten des Stromhandels, wie z.B. für bilaterale Stromlieferverträge zwischen Unternehmen oder für zukünftige Strombezüge über Derivate, Futures etc.

Der derzeitige Strompreisverlauf am Day-Ahead Spotmarkt ist weitestgehend von der Stromnachfrage geprägt. Daher ist der Zeitpunkt der Wärmeerzeugung durch KWK nicht unerheblich. Um diesen flexibel wählen zu können und vom Wärmebedarf zu entkoppeln, ist der Zubau von Wärmespeichern nötig. In der folgenden Untersuchung sind die Investitionskosten für Wärmespeicher in den Investitionskosten der durch die VVS geplanten Kraftwerke enthalten. Eine genauere Untersuchung der Wärmespeicherspezialthematik findet im Rahmen dieser Untersuchung aus zeitlichen Gründen nicht statt. Da die Investitionssummen in den betrachteten Varianten zwischen 160 und 250 Mio. € liegen, sollten mögliche zusätzliche Investitionskosten für Speicher im einstelligen Millionenbereich vernachlässigbar sein. Für die folgende Simulation des Kraftwerkseinsatzes wird genügend Speicherkapazität für eine tageszeitunabhängige Wärmeerzeugung des täglichen Wärmebedarfs unterstellt.

Bei Betrachtung der folgenden Abbildung wird ersichtlich, dass die Erzeugung des Koppelproduktes Strom am besten um die Mittagszeit sowie am Abend gegen 20 Uhr stattfinden sollte.

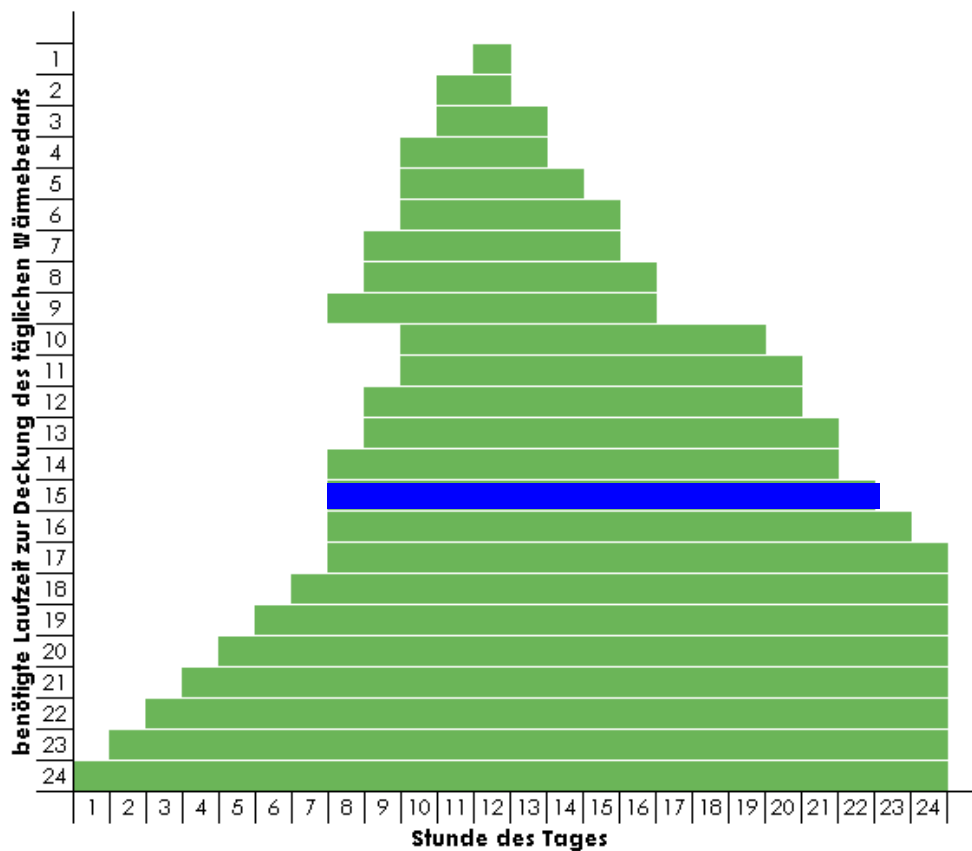


**Abbildung 4-1: Durchschnittlicher täglicher Strompreisverlauf (Day-Ahead Spotmarkt)<sup>36</sup>**

Daher wird in der Einsatzsimulation die Wärmeerzeugung für den jeweiligen Tagesbedarf zum optimalen Zeitpunkt der Stromproduktion durchgeführt. D.h. bei einem

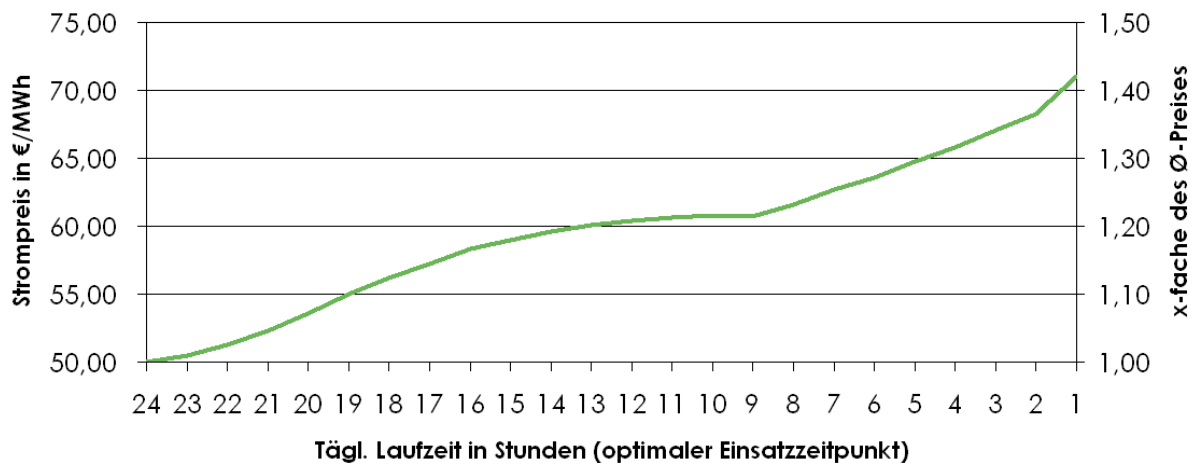
<sup>36</sup> Eigene Darstellung basierend auf Daten der Spotmarktpreise der EEX im Jahr 2008

Tageswärmebedarf, der einer 15-stündigen KWK-Erzeugung mit maximaler Leistung entspricht, findet die Erzeugung von 7 bis 22 Uhr statt. Folgend sind die optimalen KWK-Erzeugungszeiten für die verschiedenen Laufzeitlängen dargestellt. Auf der unteren Achse sind die einzelnen Stunden des Tages aufgetragen (Stunde 1 = 0 Uhr bis 1 Uhr), auf der linken Achse die jeweils benötigte Laufzeit zur Deckung des täglichen Wärmebedarfs. Die grünen Balken repräsentieren jeweils die Stromerzeugung. Das obige Beispiel einer 15-stündigen KWK-Erzeugung ist in blau farblich hervorgehoben.



**Abbildung 4-2: Zeitpunkte der Spotmarkt orientierten KWK-Erzeugung**

Weiterhin wird die Wärme gleichberechtigt auf alle KWK-Anlagen aufgeteilt, d.h. alle KWK-Anlagen fahren zum selben Zeitpunkt mit ihrer vollen Nennleistung. Dadurch werden die KWK-Laufzeiten minimiert, und folglich steigt weiterhin der erzielte Strompreis.



**Abbildung 4-3: Strompreis in Abhängigkeit der Laufzeit<sup>37</sup>**

Durch die Minimierung der KWK-Laufzeiten steht ein größerer Zeitraum zur Verfügung, in dem Kondensationsstrom angeboten werden kann. Dort wird der Strom zu den variablen Kosten der reinen Stromerzeugung angeboten und bei passender Nachfrage erzeugt. Diese Strom- bzw. Spotmarktorientierung führt zu weiteren Zusatzerlösen und ist auch im zukünftigen Zusammenspiel mit den fluktuierenden erneuerbaren Energien als positiv zu bewerten, was im folgenden Kapitel näher erläutert wird.

Die Kriterien für die Einsatzsimulation sind zusammengefasst wie folgt:

- Stromvertrieb am Day-Ahead Spotmarkt der EEX
- Tägliche KWK-Erzeugung (Strom und Wärme) zum günstigsten Zeitpunkt für die Stromerzeugung
- Gleichberechtigte und gleichzeitige KWK-Wärmeerzeugung aller KWK-Anlagen
- Zusätzliche nachfrageorientierte Kondensationsstromerzeugung am Day-Ahead Spotmarkt der EEX

Man kann daher von einer Spotmarkt-orientierten Hybridfahrweise (KWK und reine Stromerzeugung) der KWK-Anlagen sprechen.

### 4.2.3 Analyse der Ausbauvarianten

Für die Analyse der Ausbauvarianten werden die folgenden Annahmen getroffen:

Als Strompreisverlauf für die Einsatzsimulation werden die Day-Ahead Spotmarktpreise der EEX im Jahr 2008 verwendet. Dieser wird für die Simulation auf einen durchschnittlichen Strompreis von 50 €/MWh skaliert. Er orientiert sich grob am

<sup>37</sup> Hier dargestellt für einen durchschnittlichen Strompreis von 50 €/MWh.

Futurepreis der EEX für das Jahr 2011 in Höhe von 51,81 €/MWh<sup>38</sup>. Für den Strompreisverlauf wurde bewusst das Jahr 2008 gewählt, da dies ein durchschnittliches Windjahr war.<sup>39</sup>

Als Preis für den Brennstoff Erdgas wird 20 €/MWh<sup>40</sup> angenommen. Diese Annahme basiert auch grob auf den Futurepreisen der EEX für 2011. Diese sind 19,95 €/MWh im Marktgebiet GASPOOL und 20,10 €/MWh im Marktgebiet NCG.<sup>41,42</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden mit einem Zertifikats-Preis von 15 €/t bewertet. Auch hier wurde näherungsweise der Futurepreis der EEX für 2011 zu Grunde gelegt. Dieser betrug am 26.05.2010 15,97 €/t.<sup>43</sup> Bei den betrachteten Ausbauvarianten wird vereinfacht angenommen, dass die GuD-Anlagen Römerbrücke und Südraum vollständig dem CO<sub>2</sub>-Handel unterliegen. Da anzunehmen ist, dass die BHKWs an den jeweiligen Standorten nicht mehr als 20 MW Feuerungsleistung haben werden, werden diese nicht unter den aktuellen Emissionshandel fallen.<sup>44</sup> Aktuell bekommen KWK-Anlagen, die aufgrund ihrer Größe dem Emissionshandel unterliegen, 100% der Emissionszertifikate kostenlos zugeteilt.<sup>45</sup> Dies ändert sich jedoch in der dritten Phase des EU-Emissionshandelsystems von 2013-2020. Im Jahr 2013 sollen KWK-Anlagen nur noch 80% der nötigen Emissionszertifikate für die Wärmeerzeugung kostenlos zugeteilt bekommen, und dies soll linear bis 2020 auf 0% verringert werden. D.h., dass von 2013 bis 2020 im Schnitt 60% der Emissionszertifikate für die Wärmeerzeugung erworben werden müssen. Für die Stromerzeugung aus KWK gilt ab 2013, dass 100% der Zertifikate erworben werden müssen. Da die hier geplanten KWK-Anlagen bis über das Jahr 2030 hinaus betrieben werden sollen und ein genereller Vergleich der Ausbaualternativen erfolgen soll, d.h. keine Berücksichtigung verschiedener Inbetriebnahmezeitpunkte, wird bei den GuD-Anlagen Römerbrücke und Südraum jeweils mit 100% Kosten für den CO<sub>2</sub>-Handel gerechnet.

---

<sup>38</sup> Stand: 26.05.2010. Siehe <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Phelix%20Futures%20%20Terminmarkt/Kontrakt-Informationen/futures-info/F1BY/2011.01> (Abruf: 26.05.2010)

<sup>39</sup> Einstufung des Fraunhofer IWES Instituts: Wind-Index von 99%. Siehe [http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www\\_reisi\\_page\\_new.show\\_page?page\\_nr=255&lang=de](http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=255&lang=de) (Abruf: 26.05.2010)

<sup>40</sup> Der Preis bezieht sich auf den Heizwert Hi, früher Hu.

<sup>41</sup> Die Futurepreise beziehen sich auf den Brennwert Hs, früher Ho. Der Preis bezogen auf den Heizwert Hi würde ungefähr beim 1,1-fachen liegen.

<sup>42</sup> Stand: 26.05.2011.  
<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas/Natural%20Gas%20Futures%20%20Terminmarkt> (Abruf: 26.05.2010)

<sup>43</sup>  
<http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/European%20Carbon%20Futures%20%20Terminmarkt> (Abruf: 26.05.2010)

<sup>44</sup> Vgl. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, kurz TEHG.

<sup>45</sup> Vgl. Zuteilungsgesetz 2007, kurz ZuG 2007.

Als Wärmebedarf wurde vom VVS-Konzern ein Wärmeprofil des Fernwärmenetzes in Saarbrücken zur Verfügung gestellt, welches dem 2010 erwarteten Wärmebedarf entspricht. Des Weiteren wird angenommen, dass der zukünftig durch Sanierungsmaßnahmen und Neubau sinkende Wärmebedarf im Gebäudebestand durch Verdichtung und Ausbau des Fernwärmenetzes ausgeglichen wird. D.h., der Wärmebedarf wird für den Untersuchungszeitraum als konstant angesehen.

Als erzielbarer Wärmepreis frei Kraftwerk wird durch den VVS-Konzern 36,1 €/MWh angegeben. Für die Kosten des Bezuges bzw. der Erzeugung von Kesselwärme zum Decken der Spitzenlast, wird folgende Formel angewendet:

$$Kosten_{Kesselwärme} = \frac{Gaspreis + Emissionszertifikatspreis * Emissionsfaktor}{Kesselwirkungsgrad}$$

Bei einem Gaspreis von 20 €/MWh, einem Emissionszertifikatspreis von 15€/t, einem Emissionsfaktor von 0,202 t/MWh und einen Kesselwirkungsgrad von 90% entstehen Kosten von 25,59 €/MWh.

Nach §9 des Stromsteuergesetzes, kurz StromStG, sind Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW bei einem im räumlichen Zusammenhang zur Anlage stehenden Eigenverbrauch von der Stromsteuer befreit. Diese Stromsteuer beträgt nach §3 StromStG aktuell 20,5 €/MWh. Dies wird bei den BHKWs als zusätzlicher Erlös betrachtet, wenn diese als Einzelanlagen, ein 2 MW BHKW pro Standort, realisiert werden.

Als neue und modernisierte KWK-Anlagen sind die hier betrachteten Anlagen nach Kraftwärmekopplungsgesetz, kurz KWK-G, Zuschussberechtigt. Dabei handelt es sich um einen zeitlich und mengenmäßig begrenzten Zuschlag. Dieser ist auf die Dauer von 6 Betriebsjahren und höchstens 30.000 Vollbenutzungsstunden begrenzt. Die GuD-Anlagen haben laut §5 Abs. 1 Satz 4 KWK-G einen Anspruch auf 1,5 ct/kWh. Bei den BHKWs sind dies 1,5 ct/kWh im Anlagenverbund und 2,1 ct/kWh bei 2-MW-Einzelanlagen. Des Weiteren gilt der Zuschlag für KWK-Anlagen nur, falls nicht eine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängt wird (§5 Abs. 3 KWK-G). Da bei dieser Untersuchung eine ganzheitliche Betrachtungsweise angedacht ist, wird angenommen, dass alle Anlagen unter einem Betriebsregime laufen und sich somit nicht verdrängen können.

Zusätzlich nach §18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erhalten dezentrale Erzeugungseinheiten, d.h. alle Erzeugungseinheiten, die unterhalb des Übertragungs- bzw. Höchstspannungsnetzes einspeisen, ein Entgelt, was den vermiedenen Netzkosten des Bezuges aus den höheren Netzebenen entspricht. Für die GuD-Anlagen sind dies die Entgelte der Saarbrücker Stadtwerke für das Hochspannungsnetz. Dies sind 47.950 €/MW für die Leistung und 2,1 €/MWh für den eingespeisten Strom. Bei den BHKWs sind dies die Entgelte für die Umspannung HS/MS, mit 52.480 €/MW für die Leistung und 0,7 €/MWh eingespeisten Stroms.

Für den Betrieb und die Wartung werden fixe Kosten in Höhe von 10.000 €/MW elektrisch und Jahr angenommen. Die variablen Kosten für den Betrieb und die

Wartung sind bei der GuD Römerbrücke 4,5 €/MWh elektr., bei der GuD Südraum 5 €/MWh elektr. und 8 €/MWh elektr. bei den BHKWs.<sup>46</sup>

Die spezifischen Investitionskosten der Anlagen werden mit 1.3 Mio. €/MW elektrisch bei den GuD-Anlagen und 1 Mio. €/MW elektrisch bei den BHKWs angenommen.<sup>47</sup>

Für die Investitionsrechnung nach Kapitalwertmethode werden 20 Jahre Laufzeit der Anlagen und ein Zinssatz von 5% angenommen.

Folgend sind nochmals alle Annahmen zusammengefasst:

- Durchschnittlicher Strompreis von 50 €/MWh
- Skalierter Strompreisverlauf von 2008
- Erdgaspreis von 20 €/MWh
- CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikatspreis von 15 €/t
- Wärmepreis frei Kraftwerk von 36 €/MWh
- Kosten für einen Restwärmebezug zu Spitzenlastzeiten, ergeben sich rechnerisch als 25,59 €/MWh (Kessel mit 90% Wirkungsgrad)
- KWK-Zuschlag:
  - 15 €/MWh bei den GuD- und den BHKW-Verbundanlagen
  - 21 €/MWh bei den BHKW Einzelanlagen
- 20 €/MWh vermiedene Stromsteuer bei den BHKW-Einzelanlagen
- Leistungsanteil vermiedene Netzentgelte:
  - GuD-Anlagen mit 47.950 €/MW
  - BHKWs mit 52.480 €/MW
- Arbeitsanteil vermiedene Netzentgelte:
  - GuD-Anlagen mit 2,1€/MWh
  - BHKWs mit 0,7 €/MWh
- Fixe Kosten für Betrieb und Wartung sind 10.000 €/MW elektrisch
- Variable Kosten für Betrieb und Wartung sind:
  - 4,5 €/MWh elektr. bei der GuD Römerbrücke
  - 5 €/MWh elektr. bei der GuD Südraum
  - 8 €/MWh elektr. bei den BHKWs
- Spezifische Investitionskosten sind:
  - 1.3 Mio. €/MW elektr. bei den GuD-Anlagen

---

<sup>46</sup> Angaben VVS

<sup>47</sup> Angaben VVS

- 1 Mio. €/MW elektr. bei den BHKWs
- 20 Jahre Laufzeit der KWK-Anlagen
- Zinssatz für die Kapitalwertbetrachtung ist 5%

Die direkten Ergebnisse der Einsatzsimulation sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Direkte Ergebnisse sind die Laufzeiten der einzelnen Kraftwerke, die erzielten Strompreise und die erzeugten Energiemengen.

Variante	Laufzeiten in Stunden						
	GuD Römerbrücke		GuD Südraum		BHKWs		
	KWK	Kond.	KWK	Kond.	KWK alle	Kond. einzeln	Kond. Verbund
1. mit 100 MW th	5557	1451	-	-	-	-	-
2. mit 140 MW th	4544	1848	4544	1198	4544	-	968
3. mit 159 MW th	4088	2012	4088	1329	4088	3129	1092
4. mit 181 MW th	3642	2164	3642	1442	3642	3382	1188

**Tabelle 4-4: Laufzeiten der untersuchten Ausbauvarianten**

Die Laufzeiten für die KWK-Erzeugung der Anlagen nehmen mit steigender installierter Gesamtleistung ab. Dagegen steigen die Laufzeiten, in denen die Anlagen reinen Kondensationsstrom erzeugen. Dies gleicht jedoch nicht die kürzeren KWK-Laufzeiten aus. In Summe nehmen daher die Gesamtlauflzeiten der Einzelanlagen ab. Besonders erwähnenswert sind die langen Laufzeiten bei der Kondensationsstromerzeugung der BHKW-Einzelanlagen, die fast dem 3-fachen der Laufzeit der BHKW-Verbundanlagen entspricht. Diese höhere Laufzeit und die daraus folgende Strommehrproduktion ergeben sich in der Simulation durch die niedrigeren variablen Stromerzeugungskosten nach Gutschrift der vermiedenen Stromsteuer.

Variante	Durchschnittlich erzielte Stromerlöse in €/MWh						
	GuD Römerbrücke		GuD Südraum		BHKWs		
	KWK	Kond.	KWK	Kond.	KWK alle	Kond. einzeln	Kond. Verbund
1. mit 100 MW th	53,01	59,49	-	-	-	-	-
2. mit 140 MW th	54,48	61,67	54,48	67,59	54,48	-	70,40
3. mit 159 MW th	55,47	62,40	55,47	68,38	55,47	55,13	71,12
4. mit 181 MW th	56,86	62,81	56,86	68,83	56,86	55,31	71,62

**Tabelle 4-5: Erzielter Strompreis der untersuchten Ausbauvarianten**

Die erzielten Stromerlöse nehmen mit der installierten Leistung zu. Durch die kürzeren KWK-Laufzeiten lassen sich sowohl der erzielte Strompreis zur KWK-Laufzeit, als auch der der reinen Kondensationsstromerzeugung steigern.

Variante	Erzeugte Strommengen in GWh						
	GuD Römerbrücke		GuD Südraum		BHKWs		
	KWK	Kond.	KWK	Kond.	KWK alle	Kond. einzeln	Kond. Verbund
1. mit 100 MW th	670	190	-	-	-	-	-
2. mit 140 MW th	548	242	173	46	27	-	6
3. mit 159 MW th	493	263	155	51	90	50	7
4. mit 181 MW th	439	283	139	55	146	61	26

**Tabelle 4-6: Erzeugte Strommengen der untersuchten Ausbauvarianten**

Betrachtet man die gesamte erzeugte Strommenge der Ausbauvarianten, so nimmt diese mit dem Ausbau der Leistung konstant zu. Von 860 GWh Stromerzeugung bei der erweiterten Römerbrücke bis 1149 GWh bei dem Zubau der GuD-Südraum und 20 BHKWs. Die durch KWK erzeugte Strommenge nimmt im Vergleich zur reinen erweiterten Römerbrücke auch zu, wobei diese bei dem Ausbau auf 140 MW th, d.h. GuD-Südraum plus 3 BHKWs, mit 748 GWh ihren Höhepunkt hat. Diese nimmt bei weiterem Zubau durch die BHKWs wieder leicht ab, da diese im Vergleich zu den GuD-Anlagen mehr Wärme als Strom produzieren. Bei dem vollen Ausbau auf 181 MW th, d.h. GuD-Südraum plus 20 BHKWs, ist die KWK Strommenge 724 GWh, was 54 GWh mehr KWK Stromerzeugung als die der reinen erweiterten Römerbrücke bedeutet.



Variante	Erzeugte Wärme in GWh				
	Römerbrücke	Südraum	BHKWs	ges. KWK-Wärme	Restwärme
1. mit 100 MW th	556	0	0	556	105
2. mit 140 MW th	454	150	33	637	23
3. mit 159 MW th	409	135	108	652	9
4. mit 181 MW th	364	120	175	659	1

**Tabelle 4-7: Erzeugte Wärme der untersuchten Ausbauvarianten**

Durch den Zubau weiterer KWK-Kapazitäten kann ein höherer Anteil des gesamten Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes abgedeckt werden. Die zusätzliche Deckung des Wärmebedarfs zu Spitzenzeiten durch Fremdbezug oder Spitzenlastkessel wird verringert. Bei Variante 4 werden 99,9% des gesamten Wärmebedarfs durch KWK-Anlagen abgedeckt. In Variante 1 waren dies lediglich 84,2 %. Varianten 2 & 3 decken 96,5 % und 98,8 % ab.

#### 4.2.3.1 Ökonomische Analyse

Mit den Ergebnissen der Einsatzsimulation werden die Erlöse und Kosten der einzelnen Anlagen berechnet und für die jeweilige Ausbauvariante addiert.

Die einzelnen Erlöse berechnen sich wie folgt: Die Stromerlöse ergeben sich aus den erzeugten Strommengen und den erzielten Strompreisen. Zusätzlich ergeben sich aus den erzeugten Strommengen die Zusatzerlöse aus dem Arbeitsanteil der vermiedenen Netzentgelte sowie aus den KWK-Zuschüssen. Der Leistungsanteil der vermiedenen Netzentgelte ergibt sich aus der installierten elektrischen Leistung, wobei hier die elektrische Leistung der KWK-Erzeugung verwendet wird, da zu erwarten ist, dass die Spitzenlast im Saarbrücker Stromnetz während der KWK-Erzeugung auftreten wird. Die Erlöse aus der Wärme ergeben sich aus der benötigten Wärmemenge mal dem Wärmepreis frei Kraftwerk, wobei diese nach Erzeugung aus KWK und Wärme aus Fremdbezug bzw. Spitzenlastkessel unterteilt ist.

Die Kosten ergeben sich aus dem Brennstoffeinsatz und dessen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie aus den Kosten für Betrieb und Wartung. Der Brennstoffeinsatz ergibt sich aus der Laufzeit mal den Brennstoffleistungen der jeweiligen Anlagen, deren Kosten aus der Brennstoffmenge mal dem Brennstoffpreis, hier dem Gaspreis. Die Kosten für Betrieb und Wartung teilen sich in variable und fixe Kosten auf. Die variablen Kosten für den Betrieb und die Wartung ergeben sich aus den Strommengen, die fixen aus der installierten elektrischen Leistung.

In der nächsten Tabelle sind die Erlöse, Kosten und der resultierende Gewinn für ein Betriebsjahr dargestellt. Auf Kapitalkosten wurde hier bewusst verzichtet, da diese in den folgenden Investitionsberechnungen Berücksichtigung finden.

	Variante 1 mit 100 MW	Variante 2 mit 140 MW	Variante 3 mit 159 MW	Variante 4 mit 181 MW	
Stromerlöse KWK	35,5	40,7	41	41,1	Mio. €/a
Stromerlöse Kond.	11,3	18,4	23,1	26,8	Mio. €/a
verm. Netzentgelte Leistungspreis	5,8	7,9	8,8	9,7	Mio. €/a
verm. Netzentgelte Arbeitspreis KWK	1,4	1,5	1,4	1,3	Mio. €/a
verm. Netzentgelte Arbeitspreis Kond.	0,4	0,6	0,7	0,8	Mio. €/a
verm. Stromsteuer KWK	0	0	1,3	1,3	Mio. €/a
verm. Stromsteuer Kond.	0	0	1	1,2	Mio. €/a
KWK-Zuschüsse	10	11,2	11,5	11,2	Mio. €/a
Wärmeerlöse KWK	20	22,9	23,5	23,7	Mio. €/a
Wärmeerlöse Restwärme	3,8	0,8	0,3	0	Mio. €/a
Gesamterlöse mit KWK-Zuschuss	88,2	104,2	112,5	117,3	Mio. €/a
Gesamterlöse ohne KWK-Zuschuss	78,1	93	101,1	106,1	Mio. €/a
Brennstoffkosten KWK	28,5	32,4	32,4	32,1	Mio. €/a
Brennstoffkosten Kond.	7,4	11,8	15,4	17,8	Mio. €/a
CO <sub>2</sub> -Kosten KWK	4,3	4,7	4,2	3,8	Mio. €/a
CO <sub>2</sub> -Kosten Kond.	1,1	1,7	1,9	2,1	Mio. €/a
Kosten Restwärme	2,7	0,6	0,2	0	
fixe Betriebskosten	1,2	1,6	1,8	2	Mio. €/a
var. Betriebskosten KWK	3	3,5	3,7	3,8	Mio. €/a
var. Betriebskosten Kond.	0,9	1,4	1,9	2,2	Mio. €/a
Gesamtkosten	49,1	57,7	61,5	63,9	Mio. €/a
Gewinn mit KWK-Zuschuss	39,1	46,5	50,9	53,3	Mio. €/a
Gewinn ohne KWK- Zuschuss	<b>29</b>	<b>35,2</b>	<b>39,5</b>	<b>42,1</b>	Mio. €/a

**Tabelle 4-8: Erlöse, Kosten und Gewinne der Ausbauvarianten**

Für die Investitionsrechnung nach Kapitalwertverfahren wird der Gewinn mit KWK-Zuschuss und ohne KWK-Zuschuss als Rückfluss der einzelnen betrachteten Jahre

verwendet. Da die einzelnen Ausbauvarianten generell verglichen werden sollen, wird auf die Berücksichtigung von unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkten verzichtet. D.h. die Betrachtung findet statt, als ob alle Anlagen zum gleichen Zeitpunkt in Betrieb gehen und deren Einnahmen und Ausgaben auch parallel stattfinden. Daher werden Preissteigerungen bzw. Inflationsausgleich und ähnliche Überlegungen ausgeblendet. Für die ersten sechs Betriebsjahre wird somit der Gewinn plus KWK-Zuschlag als Rückfluss betrachtet, in den folgenden 14 Jahren der Gewinn ohne KWK-Zuschlag.

In der folgenden Tabelle ist die Kapitalwertberechnung für die erweiterte Römerbrücke mit 100 MW thermischer Leistung detailliert dargestellt.

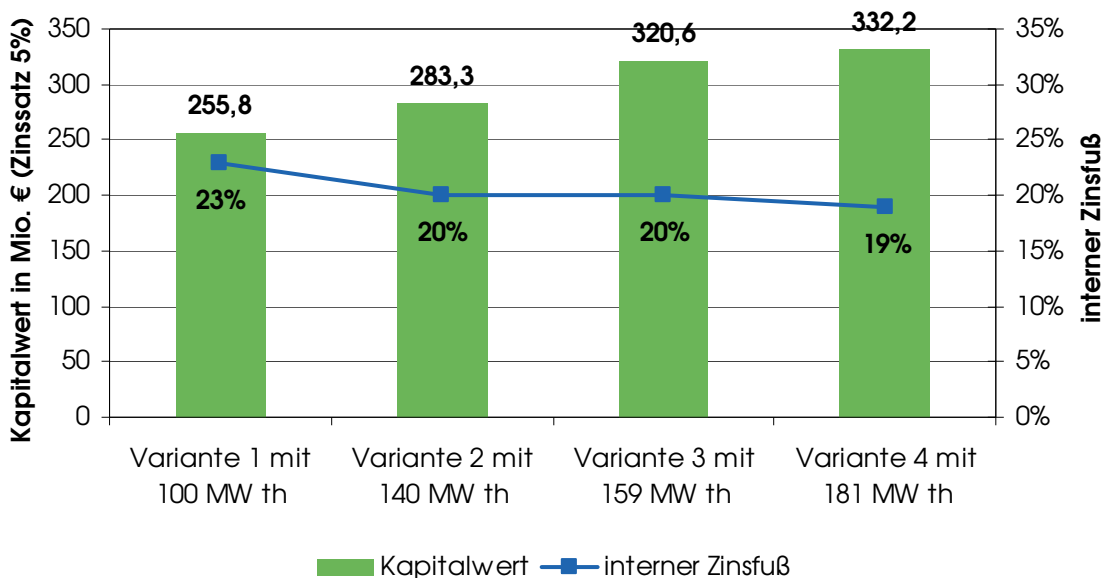
Jahr	Abzinsungsfaktor	Rückfluss in €	Barwert in €
1	0,95	39.053.818,03	37.194.112,41
2	0,91	39.053.818,03	35.422.964,20
3	0,86	39.053.818,03	33.736.156,38
4	0,82	39.053.818,03	32.129.672,75
5	0,78	39.053.818,03	30.599.688,33
6	0,75	39.053.818,03	29.142.560,31
7	0,71	29.008.471,88	20.615.779,38
8	0,68	29.008.471,88	19.634.075,60
9	0,64	29.008.471,88	18.699.119,62
10	0,61	29.008.471,88	17.808.685,35
11	0,58	29.008.471,88	16.960.652,72
12	0,56	29.008.471,88	16.153.002,59
13	0,53	29.008.471,88	15.383.811,99
14	0,51	29.008.471,88	14.651.249,51
15	0,48	29.008.471,88	13.953.570,96
16	0,46	29.008.471,88	13.289.115,20
17	0,44	29.008.471,88	12.656.300,19
18	0,42	29.008.471,88	12.053.619,23
19	0,40	29.008.471,88	11.479.637,36
20	0,38	29.008.471,88	10.932.987,97
Summe Barwerte in €			412.496.762,07
-Anfangsinvestition in €			156.666.667,00
= Kapitalwert in €			255.830.095,40

**Tabelle 4-9: Kapitalwertberechnung für die 100 MW<sub>th</sub> der erweiterten Römerbrücke**

Der Kapitalwert dieser Investition liegt mit über 256 Mio. € weit über 0, was sich auch in einer höheren Verzinsung als die angesetzten 5 % ausdrückt. Dies zeigt sich im internen Zinsfuß von 23 %. Somit ist die erweiterte Römerbrücke als sehr lukrative Investition zu betrachten. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Kapitalwert- und internen Zinsfuß-Berechnungen dargestellt.

	Variante 1 mit 100 MW	Variante 2 mit 140 MW	Variante 3 mit 159 MW	Variante 4 mit 181 MW
Investitionssumme in Mio. €	156,7	212,8	230,4	250,2
Kapitalwert in Mio. € (Kalkulationszinssatz 5%)	255,8	283,3	320,6	332,2
Interner Zinsfuß in %	23	20	20	19

**Tabelle 4-10: Investitionssumme, Kapitalwerte und interne Zinsfüße der Ausbauvarianten**



**Abbildung 4-4: Kapitalwerte und interner Zinsfuß der betrachteten Ausbauvarianten**

Die Investitionsrechnungen, sowohl nach Kapitalwert- als auch nach interner Zinsfuß-Methode, ergeben bei allen betrachteten Ausbauvarianten positive Ergebnisse, und alle Ausbauvarianten können als betriebswirtschaftlich sinnvolle Investition angesehen werden. Alle Ausbauvarianten liefern einen Kapitalwert, der weit über null liegt, und einen internen Zinsfuß weit über der angesetzten Mindestverzinsung von 5%. Ein direkter Vergleich, welche der Ausbauvarianten die „Beste“ wäre, ist systemisch betrachtet nicht möglich, da die Ausbauvarianten sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern aufeinander aufbauen. Eine „beste“ Option gäbe es nur dann, wenn man alternative Anlagekonstellationen bei den Ausbauvarianten betrachten würde oder z.B. eine alternative Investition in einem anderen Geschäftsfeld.

Daher ist der geplante Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Saarbrücken in allen Varianten positiv zu bewerten, da hier für die Gesamtinvestition ein positiver Kapitalwert und eine sehr attraktive interne Verzinsung der Investition zu erwarten ist.

#### 4.2.3.2 Ökologische Analyse

Für die ökologische Betrachtung wird zum einen die Energieeffizienz der Anlagen über deren Brennstoffnutzungsgrad betrachtet, zum anderen das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential, das sich durch den Ausbau ergibt.

In der folgenden Tabelle sind die berechneten jährlichen Brennstoffnutzungsgrade der KWK-Anlagen für die oben erläuterten Einsatzsimulationen aufgelistet.

Variante	Jahresbrennstoffnutzungsgrade der KWK-Anlagen				
	Römerbrücke	Südraum	BHKWs einzeln	BHKWs Verbund	Gesamt
1. mit 100 MW th	78,75 %	-	-	-	78,75 %
2. mit 140 MW th	75,88 %	75,86 %	-	79,57 %	76,02 %
3. mit 159 MW th	74,46 %	74,43 %	67,19 %	77,88 %	73,68 %
4. mit 181 MW th	72,95 %	72,94 %	64,89 %	76,19 %	72,29 %

**Tabelle 4-11: Jahresbrennstoffnutzungsgrade der KWK-Anlagen bei den betrachteten Ausbauparametern**

Die Jahresbrennstoffnutzungsgrade sinken bei dem Ausbau durch weitere KWK-Anlagen im bestehenden Fernwärmenetz Saarbrückens. Dies widerspricht vordergründig der Motivation eines KWK-Ausbaus, da die KWK mit Brennstoffnutzungsgraden von über 80 % weit über den zurzeit maximal erreichbaren Nutzungsgraden von 50% bei neuen Dampfkraftwerken (Braun- und Steinkohle) und 60% bei neuen Erdgas GuD-Kraftwerken der reinen Stromerzeugung liegen.

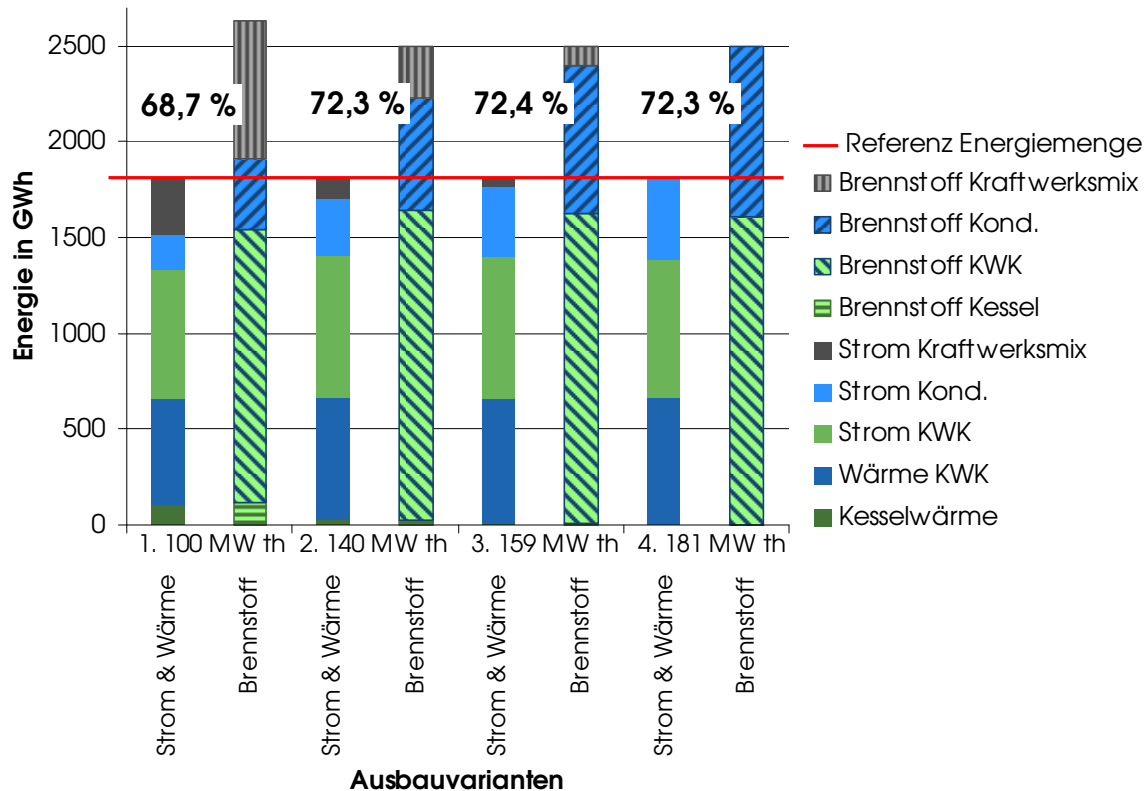
Bei dem hier betrachteten Ausbau kommen die niedrigeren und vor allem sinkenden Nutzungsgrade der Anlagen dadurch zu Stande, dass die Anlagen auch reinen Kondensationsstrom erzeugen. Jedoch liegen alle betrachteten Anlagen mit ihren Jahresbrennstoffnutzungsgraden weiterhin über den zurzeit möglichen Brennstoffnutzungsgraden von 50% bzw. 60% neuer konventioneller Kondensationskraftwerke. D.h. diese sind unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz weiterhin deutlich positiver zu betrachten, als beispielsweise die immer wieder als „hocheffizient“ bezeichneten neuen Kohle-Dampfkraftwerke. Da die neuen KWK-Anlagen jedoch Strom aus bestehenden, deutlich ineffizienteren Kraftwerken verdrängen, liegt die Energieeinsparung in der Realität erheblich höher.

Außerdem wird bei dem KWK-Zubau eine höhere Wärmemenge erzeugt, was bei der Einzelbetrachtung keine Beachtung findet. Um die Varianten miteinander vergleichbar zu machen, wird die maximale erzeugte Energiemenge, inklusive Kesselwärme, als Referenz gesetzt. Diese liegt bei 1,8 TWh erzeugtem Strom und Wärme. Diese Energiemenge wird bei Ausbauparameter 4 mit 181 MW thermischer Leistung erzeugt. Die anderen Ausbauparameter erzeugen weniger Strom und Wärme. Um diese Ausbauparameter mit Parameter 4 vergleichbar zu machen, wird die fehlende Strommenge durch Strom aus dem deutschen Kraftwerksmix ausgeglichen, die fehlende Wärmemenge durch Kesselwärme. Dabei wird bei dem

deutschen Kraftwerkspark ein durchschnittlicher Brennstoffnutzungsgrad von 40 % unterstellt und bei der Kesselwärme ein Nutzungsgrad von 90 %. Daraus folgend ergeben sich die folgenden Strom-, Wärme- und Brennstoffmengen, mit denen der Gesamtnutzungsgrad der einzelnen Ausbauvarianten errechnet und verglichen werden kann.

	Variante 1 mit 100 MW th	Variante 2 mit 140 MW th	Variante 3 mit 159 MW th	Variante 4 mit 181 MW th	
Kesselwärme	104	23	9	1	GWh
Wärme KWK	556	637	652	659	GWh
Strom KWK	670	748	738	723	GWh
Strom Kond.	190	293	370	425	GWh
Strom Kraftwerksmix	288	107	39	0	GWh
Brennstoff Kessel	115	25	10	1	GWh
Brennstoff KWK	1.425	1.618	1.619	1.606	GWh
Brennstoff Kond.	372	590	770	894	GWh
Brennstoff Kraftwerksmix	720	268	98	0	GWh
Gesamtbrennstoff- nutzungsgrad	68,7	72,3	72,4	72,3	%

**Tabelle 4-12: Vergleich der Energie- & Brennstoffmengen der Ausbauvarianten sowie deren Gesamtnutzungsgrade**



**Abbildung 4-5: Vergleich der Energie- & Brennstoffmengen der Ausbauvarianten, sowie deren Gesamtnutzungsgrade**

Durch den Zubau von KWK-Anlagen im bestehenden Fernwärmenetz Saarbrückens kann der Gesamtnutzungsgrad der Strom- und Wärmeerzeugung gesteigert werden, wobei dieser nach dem ersten Zubau in Variante 2 sprunghaft um 3,6 % ansteigt und bei den weiteren Zubauvarianten konstant bleibt. Dies liegt darin begründet, dass in den Varianten 3 und 4 die BHKW Einzelanlagen mit einem reinen Stromnutzungsgrad von 40 % relativ viel Kondensationsstrom erzeugen, der verglichen mit dem deutschen Kraftwerksmix, der ebenfalls mit einem Nutzungsgrad von 40 % angenommen ist, keinerlei Verbesserung im Gesamtnutzungsgrad bewirkt.

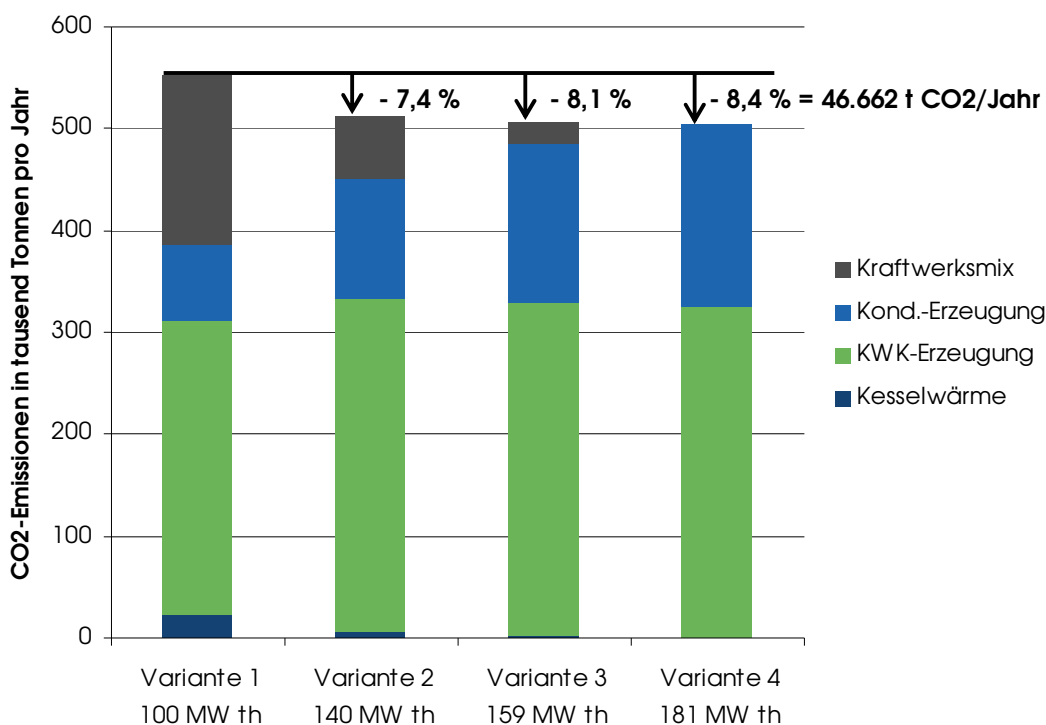
Errechnet man hingegen nach der gleichen Systematik die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. deren Einsparung, so zeigt sich eine ökologische Verbesserung durch den Zubau der KWK-Anlagen, wobei hier neben dem Effizienzgewinn durch die KWK vor allem die Verwendung des Brennstoffes Erdgas für die Stromproduktion eine Rolle spielt. Erdgas besitzt einen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 202 g/kWh Brennstoff, Steinkohle hingegen 338 g/kWh Brennstoff und Braunkohle sogar 405 g/kWh Brennstoff.<sup>48</sup> Für die

<sup>48</sup> Siehe S. 179 [BMU 2008]

Betrachtung des Stromes aus dem deutschen Kraftwerksmix wird pauschal 575 g/kWh erzeugten Strom angenommen.<sup>49</sup>

Variante	CO <sub>2</sub> -Emissionen in Tonnen pro Jahr				Einsparung
	Kesselwärme	KWK-Erzeugung	Kond.-Erzeugung	Kraftwerksmix	
1. mit 100 MW th	23.230	287.850	75.144	165.600	-
2. mit 140 MW th	5.050	326.836	119.180	61.525	39.233
3. mit 159 MW th	2.020	327.038	155.540	22.425	44.801
4. mit 181 MW th	202	324.412	180.588	0	46.662

**Tabelle 4-13: CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten**



**Abbildung 4-6: CO<sub>2</sub>-Emissionen und Einsparungen bei den betrachteten Ausbauvarianten**

Durch den weiteren Zubau von KWK-Anlagen im Saarbrücker Fernwärmenetz lassen sich CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren. Bei dem maximal betrachteten Ausbau auf 181

<sup>49</sup> Quelle ist das Umweltbundesamt, es wurde die Angabe für 2009 verwendet. <http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf> (Abruf: 04.06.2010)



MW thermische Leistung kann eine jährliche Einsparung von rund 47 Tsd. t CO<sub>2</sub> erreicht werden.

Unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz und vor allem unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes ist der geplante KWK-Ausbau durch die VVS als wünschenswert zu betrachten und sollte im vollen geplanten Umfang stattfinden.

### **4.3 Fazit der Analyse**

Ökonomisch wie auch ökologisch ist der Zubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Saarbrücker Fernwärmenetz positiv zu bewerten. Die Investitionsrechnungen sowohl nach Kapitalwert- als auch nach interner Zinsfuß-Methode ergeben bei allen betrachteten Ausbauvarianten positive Ergebnisse. Die Kapitalwerte liegen mit 255,8 bis 332,2 Mio. € weit über null und der interne Zinsfuß ist mit 19-23% weit über der angesetzten Mindestverzinsung von 5%. Ökologisch betrachtet führt ein Zubau von KWK-Anlagen zu einer leichten Brennstoffgesamtnutzungsgradverbesserung von 3,6 % und zu einer Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Rahmen von 7,4 – 8,4 %, was einer jährlichen Einsparung von rund 47 Tsd. T CO<sub>2</sub> entspricht. Da die ökonomische Analyse allen Anlagen annähernd die gleiche Wirtschaftlichkeiten bescheinigt und der direkte Vergleich der Ergebnisse der Investitionsrechnungen wie erläutert eigentlich zweifelhaft ist (siehe Seite 43), lässt sich eine Empfehlung für eine der Ausbauvarianten nur ökologisch begründen. Hier ist die maximal geplante Ausbauvariante mit 181 MW thermischer Leistung zu empfehlen, da diese das größte CO<sub>2</sub>-Einsparpotential beinhaltet.

## 5 Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung

### 5.1 Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien – Beiträge bis 2020 und darüber hinaus

Um die Auswirkungen der Erneuerbaren-Energien auf den Strommarkt und damit Kraftwerkspark bewerten zu können, bedarf es zunächst der Betrachtung der Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Leistung und abgegebener Arbeit. Nachfolgend wird die bisherige Entwicklung der einzelnen Erneuerbaren Energien dargestellt und eine mögliche zukünftige Entwicklung gemäß den Zielen der Bundesregierung dargelegt. Dabei spielt Windenergie in Deutschland angesichts der sonstigen Ressourcen an Erneuerbaren Energien eine sehr große Rolle. Der Anteil der fluktuierenden Erzeugung ist daher besonders interessant, da sich hieran – vorbehaltlich Netzrestriktionen - alle Kraftwerke hinsichtlich ihres Einsatzes orientieren müssen und dies wiederum preisbestimmend ist.

Abbildung 5-1 stellt die Leistungsentwicklung bis Ende 2008 dar. Hierbei wird deutlich, dass die Wasserkraftpotentiale ausgeschöpft zu sein scheinen und Windkraft den mit Abstand größten Leistungszuwachs zu verzeichnen hat. Biomasse und insbesondere Solarenergie sind ebenfalls stark zu beachten, Geothermie befindet sich dagegen noch in der Anfangsphase, was von Seiten der Geothermischen Vereinigung e.V. vor allem mit den hohen Bohrkosten begründet wird [BMU 2007].

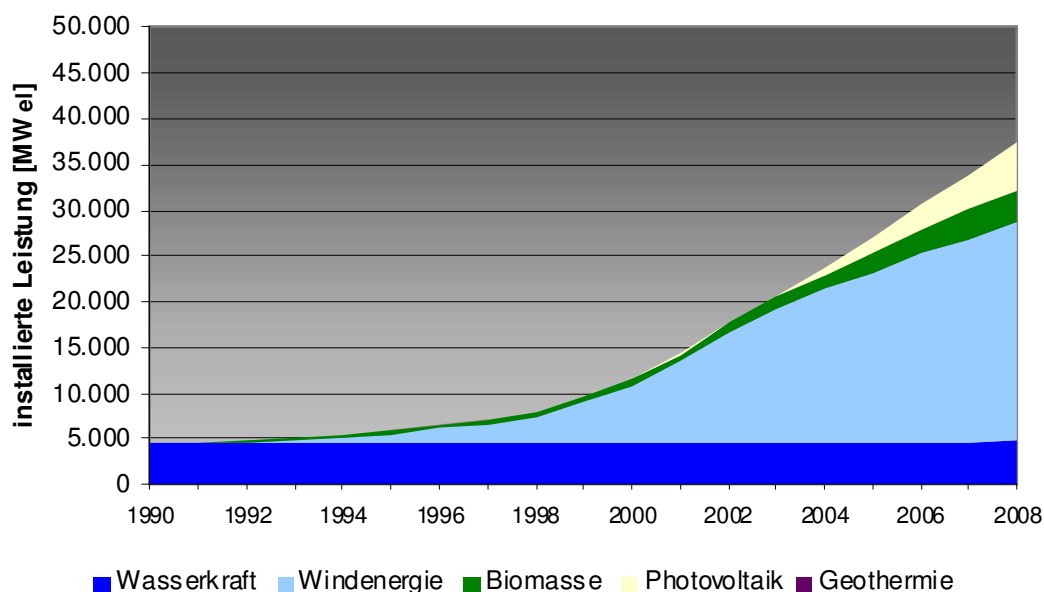
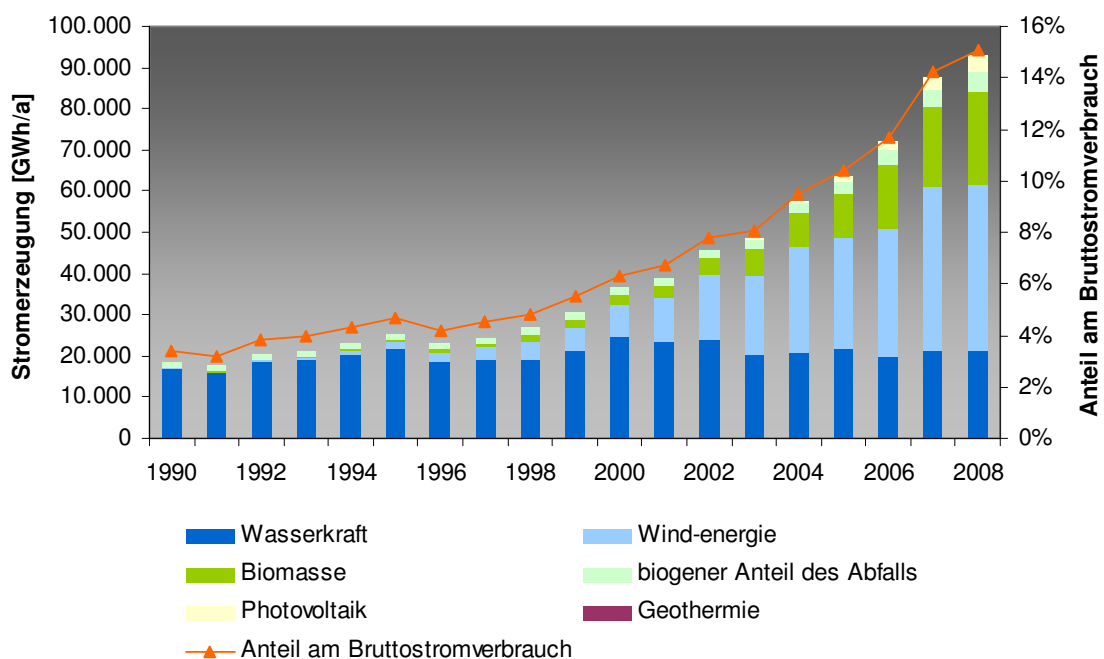


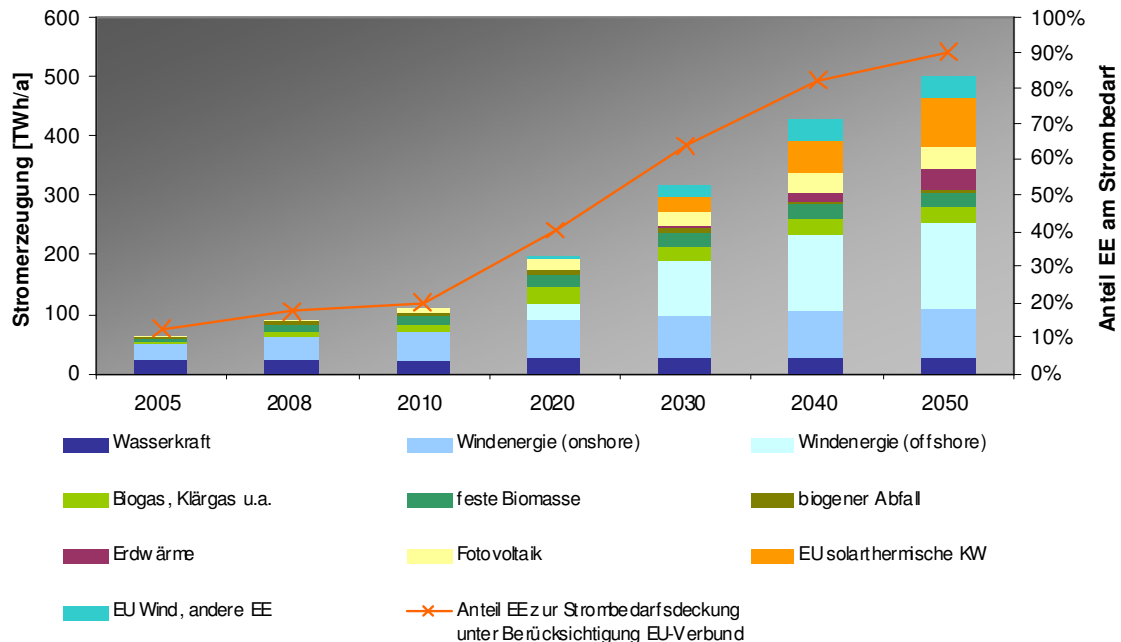
Abbildung 5-1: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2008 [vgl. AGEE 2009, S.17]

Auch hinsichtlich der Stromerzeugung dominiert die Windenergie, was insbesondere der hohen installierten Leistung und weniger den Betriebsstunden geschuldet ist. Entsprechend fällt hier auch das Verhältnis zu den übrigen EE etwas geringer aus. Der verstärkte Ausbau auf Seiten der Biomasse ließ diese im Jahr 2008 die Wasserkraft einholen. Wird der biogene Anteil im Abfall noch hinzugezählt, so nimmt Biomasse den zweiten Rang ein, gefolgt von der Wasserkraft. Die Photovoltaik zählt ebenfalls wie Wind zu den fluktuierenden Erzeugern. Entsprechend fällt auch hier die Vollbenutzungsstundenzahl gegenüber der installierten Leistung vergleichsweise gering aus.



**Abbildung 5-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2008 [vgl. AGEE 2009, S.16]**

Die nachfolgende Abbildung 5-3 zeigt die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien gemäß den Zielsetzungen der Bundesregierung. Hier zeigt sich, dass die fluktuierende Erzeugung aus Windenergie einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Nachfrage leisten soll. Auch Strom aus Photovoltaik-Anlagen hebt sich deutlich zwischen den übrigen EE hervor. Der Anteil der fluktuierenden Erzeugung an der in Deutschland installierten Leistung liegt, bezogen auf die gesamt installierte EE-Leistung in Deutschland in 2050, bei rund 85% bzw. bei rund 60% bezogen auf die gesamte installierte deutsche Kraftwerksleistung (inkl. konventionelle Kraftwerke).



**Abbildung 5-3: Stromerzeugung erneuerbarer Energien im aktualisierten Leitszenario 2009 [BMU 2009]**

Bereits 2020 liegt der Anteil der EE an der Stromerzeugung bei deutlich über 30%. Der Anteil von Wind und Photovoltaik macht dabei gut 50% aus und setzt dann schon deutliche Signale zum Bedarf flexibel agierender Kraftwerke.

Die Vorrangregelung des EEG sichert der an ein Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossenen EE-Anlage einen Einspeisevorrang gegenüber mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen. Bei hoher Einspeisung durch Erneuerbare Energien, die gemeinsam mit der geplanten Einspeisung der konventionellen Anlagen zu einer Überlastung des Netzes führen würde, müssen durch den verantwortlichen Netzbetreiber zunächst die fossil befeuerten Kraftwerke geregelt oder vom Netz genommen werden. Dies ist nicht nur aus Klimaschutz- und Effizienzinteressen sinnvoll, sondern sichert den EEG-Anlagen auch eine maximale Anzahl an Betriebsstunden.

Diese Vorrangregelung hat mittel- bis langfristig zur Folge, dass insbesondere neue konventionelle Kraftwerke nicht mehr auf die für sie notwendige Mindestvolllaststundenzahl kommen werden und ihre Wirtschaftlichkeit damit gefährdet ist. Gerade Kraftwerke mit hohen Investitionskosten haben hier ein Nachsehen gegenüber Anlagen mit niedrigen, die auch mit wenigen, dafür aber teuer verkauften Betriebsstunden auskommen können.

## 5.2 Konsequenzen für den Stromerzeugungsmix

Wie ausgeführt, wird das Stromsystem der Zukunft in Deutschland in hohem Maße von der fluktuierenden Erzeugung (Wind, Solar) geprägt werden. Noch nicht geklärt ist die Frage, welche Optionen dieses System flankieren müssen, um Versorgungssicherheit zu garantieren und ein ökonomisches sowie ökologisches Optimum zu erreichen.

Langfristig gesehen werden diese Optionen ebenfalls ausschließlich regenerativer Natur sein müssen, wobei neben der Biomasse die Geothermie, Solarstromimporte und ein europäischer Ausgleichs- und Speicherverbund das Gesamtportfolio bilden werden. Bei der Biomasse wären jedoch noch Nutzungskonkurrenzen zu klären, weil z.B. neuere Studien davon ausgehen, dass es in den Bereichen Luft- und Güterverkehr derzeit keine aussichtsreiche Alternative zur Biomasse gibt und sie hier bereits vollständig aufgezehrt würde (vgl. WWF 2009).

Kurz- und mittelfristig wird man für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung noch nicht an fossilen Anlagen vorbeikommen<sup>50</sup>. Welchen Restriktionen sich diese Kraftwerke unterwerfen müssen, und welche Technologien sich der Einspeisung der EE am besten anpassen können, soll nachfolgend diskutiert werden.

### 5.2.1 Zur Rolle der bestehenden konventionellen Kraftwerke

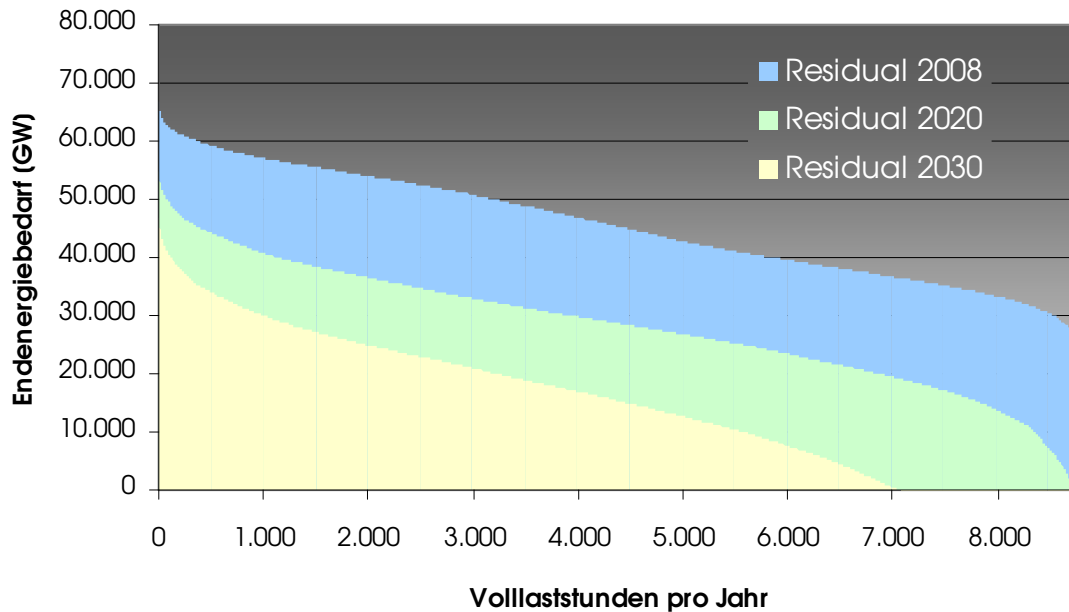
Um die Rolle der heute bestehenden Kraftwerke in der Zukunft veranschaulichen zu können, bedarf es einer Gegenüberstellung des derzeitigen Kraftwerksparks mit der Einspeisung Erneuerbarer Energien in 2020. Erst hierbei wird die Auswirkung der Vorrangregelung im EEG deutlich und zeigt zudem die Auswirkungen auf konventionelle Bestandskraftwerke in den kommenden Jahrzehnten.

Hierzu wird die so genannte Residuallast aus der Nachfrage und der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) für 2008 ermittelt. Für 2020 werden die Nachfragelast wie auch die EE-Einspeisung gemäß den Vorgaben des Leitszenarios 2009 angepasst.

Abbildung 5-4 zeigt den deutlichen Rückgang desjenigen Potentials an Kraftwerksleistung mit einer hohen Vollbenutzungsstundenzahl. Dies zwingt - wenn nicht kurz-, dann doch mittelfristig - zum Rückbau (Übergang in Kaltreserve oder Stilllegung von Blöcken) von Kraftwerksleistung im konventionellen Anlagenbestand aus wirtschaftlichen Gründen. Auch ein Zubau neuer Kraftwerke mit hohen Investitionskosten erscheint ökonomisch weniger sinnvoll.

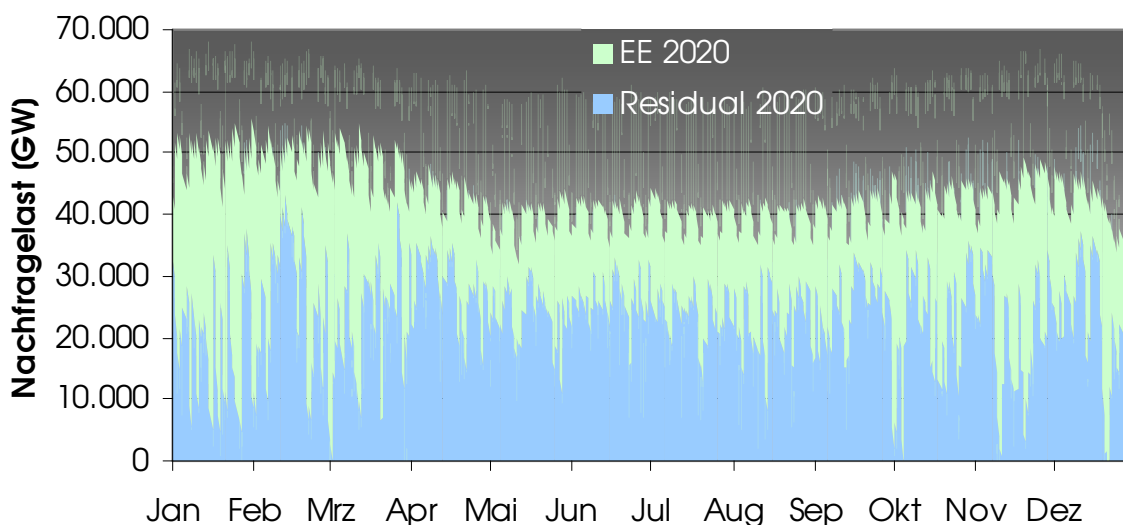
---

<sup>50</sup> Siehe auch Stephan Schwarz, Geschäftsführer der Stadtwerke München und Präsident des AGFW; <https://www.energycareer.net/unternehmen/news/nachricht/7127>



**Abbildung 5-4: Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den übrigen Kraftwerkspark in Form der Jahresdauerlinie<sup>51</sup>**

Wie häufig ein Abschalten von Großkraftwerken erfolgen könnte, wird in Abbildung 5-5 beispielhaft für 2020 simuliert. Unter Berücksichtigung einer installierten Leistung von heute rund 40 GW<sub>el</sub> allein durch Kernenergie und Braunkohle sowie einer angenommenen benötigten Mindestleistung von rund 40% (16 GW<sub>el</sub>) kommt es hier insbesondere in den Wintermonaten – noch unberücksichtigt von Netzrestriktionen - zu Zwangsabschaltungen. Insgesamt liegen in dieser Simulation 1.100 h unterhalb der 16 GW<sub>el</sub>.



**Abbildung 5-5: Residual- und EE-Einspeiselastgang für 2020**

<sup>51</sup> EE inkl. Laufwasser

Hundt et. al (2009) kommen dagegen zu dem Ergebnis, dass aufgrund der Kapazitäten an Pumpspeichern im Jahr 2020 die konventionellen Kraftwerke auf Mindestleistung<sup>52</sup> durchfahren und ihre wirtschaftlich notwendigen Volllaststundenzahlen erreichen können. Auch im Jahr 2030 bleiben zu Zeiten höchster EE-Einspeisung durch Pumpspeicher rund 8 GW<sub>el</sub> aus konventionellen Kraftwerken am Netz. Das Modell unterstellt dabei 9,5 GW<sub>el</sub> an Pumpspeicherleistung (Deutschland und dt. Betreiber in Österreich, Luxemburg und der Schweiz), 0,8GW<sub>el</sub> an Druckluftspeichern und 1 Mio. Elektrofahrzeuge in 2020 bzw. 5 Mio. E-Fahrzeuge in 2030, die zur Abfederung der EE-Einspeisung genutzt werden.

Eine Studie des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) hat ebenfalls diese Thematik untersucht und die zukünftigen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark aufgezeigt. Diese Studie geht zwar von einem optimistischeren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Vergleich zum Leitszenario 2009 des BMU aus, dies ändert jedoch nichts an deren Aussagekraft. Durch die Annahme des verstärkten Ausbaus wird lediglich die zeitliche Dringlichkeit, mit der die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks stattzufinden hat, erhöht. Grob zusammengefasst sind die Ergebnisse dieser Studie [Saint-Drenan 2009]:

- Der Bedarf an Kraftwerken, die durchgängig Strom generieren, sinkt deutlich.
- Der klassische Grundlastbereich am Strommix wird sich mit steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien auflösen.
- Der Großteil der konventionellen Kraftwerke wird immer weniger Betriebsstunden im Jahr erreichen.
- Die Anforderung an die Flexibilität von Kraftwerken wird sich merklich erhöhen.

Im Verbund können Kondensationskraftwerke in Bezug auf die regelbare Leistung – hier unberücksichtigt von Netzrestriktionen - durchaus eine nicht unerhebliche Flexibilität eröffnen, wie Tabelle 5-1 verdeutlicht. Beispielsweise könnte ein 300 MW Block für Steinkohle pro Minute um 12 MW sowohl auf- wie auch abgeregelt werden, sofern er bereits die Betriebstemperatur erreicht hat und die entsprechende Leistungsänderung möglich wäre. Unter Berücksichtigung des in 2020 im Leitszenario unterstellten Kraftwerksparks könnten somit im theoretisch optimalen Fall rund 1,5 GW/Min. an regelbarer Brutto-Leistung durch Kohlekondensationskraftwerke zur Verfügung stehen.

---

<sup>52</sup> Kraftwerke im Allgemeinen und konventionelle Dampfkraftwerke im Besonderen, können eine gewisse Mindestleistung nicht unterschreiten, bei Nachfrage unter der Mindestleistung müssen diese abschalten (siehe Tabelle 5-1).

	Braunkohle DT-KW	Steinkohle DT-KW	Erdgas GuD	Erdgas GT	Erdgas BHKW
Kaltstart (> 50h Stillstand)	9 h	6 h	5 h	< 1 h	< 0,5 h
Warmstart (8-50h Stillstand)	5 h	4 h	3 h	< 0,5 h	< 0,5 h
Heißstart (< 8h Stillstand)	-	1 h	< 1 h	< 0,5 h	< 0,5 h
Leistungsänderungsgeschw.	3 %/min	4 %/min	6 %/min	20 %/min	*
Mindestleistung	40 %	38 %	33 %	20 %	*
Wirkungsgradverluste bei min. Leistung	5 %-Punkte	6 %-Punkte	11 %-Punkte	22 %-Punkte	*

\* die Leistungen einzelner BHKW sind generell so gering ( $\leq 10$  MW), dass diese normalerweise nur an- oder abgeschaltet werden

**Tabelle 5-1: Gegenüberstellung der Flexibilitätskennzahlen verschiedener Kraftwerke** <sup>53</sup>

Neben den rein technischen Anforderungen an die Flexibilität von Kraftwerken bedeutet dies vor allem finanzielle Konsequenzen durch verringerte Einsatzzeiten. Dies gilt insbesondere für die kapitalintensiven Braun- und Steinkohlekraftwerke, die sich in der Vergangenheit über ihre geringeren Brennstoffkosten und langen Laufzeiten finanziert haben. Durch die künftig sinkenden Laufzeiten werden diese in Zukunft ihre Kapitalkosten langfristig nicht decken können. Dies wurde bereits durch zahlreiche aufgegebene Kohlekraftwerksplanungen (Berlin, Bremen, Dörpen, Düsseldorf, Emden, Ensdorf, Germershem, Kiel, Köln-Niehl, Lubmin, Mainz, Quierschied-Weiher, Stade, Wilhelmshaven) bestätigt. Die Hälfte dieser Kraftwerke wurde offiziell aus wirtschaftlichen Gründen oder zugunsten eines Gaskraftwerks (geringere Kapital- und CO<sub>2</sub>-Kosten) aufgegeben.

Groscurth (2009) kommt zudem zu dem Schluss, dass aufgrund des derzeitigen Marktdesigns und der steigenden Einspeisung der EE mit sinkenden Börsenpreisen und damit abnehmenden Anreizen für die Investition in teure Kraftwerksprojekte zu rechnen ist. Lediglich Kraftwerke mit geringen Investitionskosten, die auch flexibel auf anderen Teilmärkten des Strommarktes agieren können, werden sich aufgrund des Bedarfs an Kraftwerksleistung durchsetzen. Zu diesem Ergebnis kommen auch Matthes et al (2009), gehen aber davon aus, dass es sich hierbei nur um ein vorübergehendes Phänomen handelt, da die Nachfrage nach flexiblen Kraftwerken neue Gaskraftwerke – die dann durchaus aufgrund der Preisentwicklung bei den Emissionsberechtigungen auch günstiger als Kohle liegen können – auf den Plan rufen wird.

Es bedarf demnach schnell und flexibel agierender Kraftwerke, welche die Lücke zur Nachfrage zeitgleich füllen können müssen und zudem mit einer geringen Anzahl an Volllaststunden auskommen. Zu diesem Zweck kommen Gasturbinen, Motoranlagen und Speicher, denen allgemein ein großes Einsatzpotential im künftigen Strommarkt vorausgesagt wird [Matthes 2007; Hundt 2009; Saint-Drenan 2009], zum Einsatz.

<sup>53</sup> eigene Zusammenstellung, basierend auf [Grimm 2007], [Hohmeyer 2009] und [Hundt 2009]



Entsprechend kommt dem Brennstoff Gas kurz- bis mittelfristig eine entscheidende Rolle zu. Das Spektrum des Gaseinsatzes für die Stromerzeugung reicht derzeit von großen Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) über Gasturbinen und BHKW-Anlagen bis hin zu Mikro-BHKWs im Heizungskeller von Einfamilienhäusern.

### **5.2.2 Zum Zubau konventioneller Kraftwerke unter besonderer Berücksichtigung von Gas-GuD-Kraftwerken und Gasturbinen**

Die Stromerzeugung stellt die größte Quelle für die durch Menschen freigesetzten Treibhausgase, vorrangig CO<sub>2</sub>, aber auch im Hinblick auf die übrigen vom Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase, dar. Daher bildet die Minderung von Treibhausgasen im Stromerzeugungssektor eine zentrale Herausforderung, die sich an mittel- und langfristigen Reduktionszielen von 40% bis 2020 bzw. mindestens 80% bis 2050 orientiert.

Trotz der Bemühungen, die Anwendungseffizienz von Strom zu erhöhen, den Anteil der EE an der Stromerzeugung auszubauen und den KWK-Anteil auszuweiten, bedarf es noch einiger Jahrzehnte, bis eine klimaneutrale Stromerzeugung vollständig umgesetzt ist. Investitionen in Kondensationskraftwerke bleiben daher weiterhin von Bedeutung, werden sich aber künftig mehr an der Ausgestaltung des EU-Emissionshandelssystems orientieren müssen. Dieses sieht ab 2013 eine vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen vor, was ab einem gewissen Preisniveau richtungweisend für die Wahl des eingesetzten Brennstoffs sein wird. [Matthes 2007]

Bei den fossilen Brennstoffen besitzt das Erdgas die geringsten Emissionen je eingesetzter kWh Primärenergie. Durch die zudem effizienteren Möglichkeiten der Verstromung in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD) sinkt der spezifische Emissionsfaktor je kWh Endenergie noch weiter ab. Mit zunehmenden Kosten für die Emissionsberechtigungen könnten damit mittelfristig Erdgaskraftwerke trotz höherer Brennstoffkosten wirtschaftlicher als Kohlekraftwerke sein [Matthes 2007]. Hinzu kommt, dass die Investitionskosten bezogen auf die installierte elektrische Leistung um zwei Drittel bis drei Viertel niedriger als die spezifischen Investitionskosten für ein Kohlekraftwerk liegen. Sie können daher im Unterschied zu den im vorangegangenen Kapitel genannten Steinkohlekraftwerken mit wesentlich weniger Jahresbetriebsstunden auskommen, um wirtschaftlich zu sein. Zugleich können Gasturbinen innerhalb eines großen Teillastspektrums betrieben werden und im Vergleich zu Kraftwerken mit festen Brennstoffen wesentlich schneller geregelt werden, wie Tabelle 5-1 ebenfalls zeigt. Von der bisherigen Orientierung an einem zentralen Kraftwerkspark wären demnach große GuD-Anlagen und große Gasturbinen die idealen Partner zu der fluktuierenden EE-Einspeisung. Sie sind einerseits in höherem Grad flexibel als Kondensationskraftwerke mit Festbrennstoffen, sehr effizient (zumindest die GuD), besitzen aufgrund dieser Effizienz und der Nutzung von Erdgas als Brennstoff geringe Emissionswerte und helfen somit, die Klimaziele zu erreichen. Zudem sind die spezifischen Kosten je installierter Leistung sehr gering, was sie für einen Einsatz von nur vergleichsweise wenigen Volllaststunden pro Jahr prädestinieren würde.

Die Flexibilität von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen wird jedoch mit hohen Wirkungsgradeinbußen erkauft. In Anbetracht des Bedarfs eines effizienteren Umgangs mit den fossilen Brennstoffen stellt sich die Frage, ob es hier nicht geeignetere Systeme gibt.

Und während auf dem Reißbrett die fluktuierende Erzeugung allein durch eine ausreichende Anzahl von großen Gasturbinen oder GuD-Anlagen flankiert werden könnte, scheitert diese Lösung derzeit an den konkreten Investitionsentscheidungen sowie möglicherweise an nicht frei verfügbaren oder nicht geeigneten Standorten.

### **5.2.3 Zur Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung**

Der Vorteil der Kraft-Wärme-Kopplung wird allgemein in der Primärenergieeinsparung gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme gesehen. Prinzipiell ist ein KWK-Betrieb mit jedem Brennstoff, respektive mit jeder Stromerzeugungstechnologie möglich, bei der Abwärme auf einem nutzbaren Temperaturniveau anfällt oder aus dem Prozess ausgekoppelt werden kann. Je nach Größe und verwendeter Technologie (Dampfturbinen, Gasturbinen, Motoren, Brennstoffzellen) sind maximale Nutzungsgrade von derzeit bis zu 95 % möglich. Im Vergleich der Systeme ist der KWK somit immer dann der Vorrang einzuräumen, wenn sie vom gesamten Jahresnutzungsgrad mindestens genauso gut ist wie getrennte Systeme.

Aufgrund dieser hohen Primärenergieeffizienz (PEE) wird der KWK seitens des Gesetzgebers ein Einspeisevorrang eingeräumt. Somit besteht gegenüber Gasturbinen und GuD-Anlagen ohne Abwärmenutzung – generell gegenüber allen konventionellen reinen Stromerzeugungsanlagen - der Vorteil, dass die KWK-Anlagen gemäß §4, Abs.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz hinsichtlich ihrer Stromeinspeisung vorrangig zu behandeln sind. Sie müssen daher mit zunehmender Einspeisung von EE-Strom zunächst nicht mit einer Trennung vom Netz rechnen. Rechtlich gesehen ist die KWK hinsichtlich des Einspeisevorrangs den EE gleich gestellt. Für die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist das ein wichtiges Signal.

Unabhängig dieses Vorrangs kann die fluktuierende Einspeisung der EE sowie Netzrestriktionen dazu führen, dass auch KWK-Anlagen geregelt werden müssen. Dies führt gegenüber heutigen Verhältnissen u.U. zu geringeren Volllaststunden, was möglicherweise die Wirtschaftlichkeit beeinflussen kann. Kraftwerke mit geringen Investitionskosten – wie es Gasturbinen und GuD darstellen – stellen sich hier gegenüber konventionellen Dampfkraftwerken deutlich besser. Sie können auch mit einer geringen Volllaststundenzahl wirtschaftlich betrieben werden. KWK-Anlagen gehören, bezogen auf die Kosten je installierter Leistungseinheit, mitunter zu den teuersten Kraftwerken. Andererseits jedoch können sie auf eine nahezu konstante Einnahmequelle aus dem Wärmeabsatz zurückgreifen. Ob diese zusammen mit den Einnahmen aus dem Stromverkauf, KWK-Bonus, vermiedenen Netznutzungsentgelten und steuerlichen Vorteilen beim Brennstoffbezug aber für eine Wirtschaftlichkeit bei geringer Volllaststundenzahl ausreicht, ist fallspezifisch zu untersuchen und kann nicht generell unterstellt werden.

Eine hohe Zahl an Investoren in der Energiewirtschaft – hier sind neben den Kommunen auch Contractoren und Wohnungsbaugesellschaften zu nennen -, deren Renditeansprüche in aller Regel weniger hoch sind, als die von Investoren in Großkraftwerke, unterstreicht jedoch, dass sich der Betrieb solcher Anlagen durchaus lohnen kann.

In ihrer Flexibilität sind KWK-Anlagen den konventionellen Kraftwerken gleichgestellt. Die Fahrweise konventioneller Kraftwerke ist abhängig von der Technologie (Dampfturbinen, Gasturbinen, Motoren), und diese wiederum teilweise vom genutzten Brennstoff. Tabelle 5-1 stellt die Flexibilität der Technologien gegenüber und zeigt deutlich, dass Motoren und Turbinen innerhalb weniger Minuten ihre Volllast erreichen.

Sowohl zentrale wie dezentrale KWK-Anlagen besitzen Vorteile im Hinblick auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien, die nachfolgend einander gegenübergestellt werden sollen:

zentrale KWK	dezentrale KWK
<ul style="list-style-type: none"> <li>• höhere Flexibilität der Stromerzeugung</li> <li>• Stromerzeugung nach Fahrplan möglich</li> <li>• Transaktionsaufwand (z.B. Teilnahme am Stromhandel) tolerierbar</li> <li>• bei GuD-Konzepten sehr hoher Wirkungsgrad</li> <li>• hohe Stromkennzahl möglich, d.h. relativ hohe Stromerzeugung im Vergleich zum bestehenden Wärmebedarf</li> <li>• die Wärmebedarfsdurchmischung steigt mit der Zahl der angeschlossenen Verbraucher, wodurch eine Vergleichmäßigung des Absatzes und eine Verringerung der vorzuhaltenden Wärmeleistung eintritt; dadurch nimmt der mittels KWK abdeckbare Wärmebedarfsanteil zu</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stärkere Entlastung der Stromnetze aufgrund der Einspeisung in eine der unteren Spannungsebenen</li> <li>• höhere Vermeidung von Stromnetzverlusten</li> <li>• insbesondere bei objektbezogenen Konzepten: Minimierung von Wärmeverlusten in den Wärmeverteilungsnetzen</li> <li>• günstigere Voraussetzungen zur Ausnutzung von gebotenen Gelegenheiten zur Errichtung einer KWK-Anlage</li> <li>• Investitionsumfang für viele Akteure geeignet</li> <li>• geringer Planungsvorlauf zur Errichtung einer Anlage erforderlich</li> </ul>

**Tabelle 5-2: Gegenüberstellung von zentralen und dezentralen KWK-Lösungen im Hinblick auf den mit dem Ausbau der EE verbundenen Restriktionen (in Anlehnung an Schulz 2009)**

Gegenüber der getrennten Erzeugung hat die Kraft-Wärme-Kopplung jedoch die zusätzliche Restriktion, dass sie Wärme bedarfsgerecht bereitstellen muss. Zum einen, um ausreichende Einnahmen aus dem Verkauf von Wärme zu haben, zum anderen, um die hohen Nutzungsgrade zu erreichen und damit eine effiziente Verwertung des Brennstoffes zu gewährleisten. Der Zubau von Kraft-Wärme-Kopplung ist somit auch eng verbunden mit der Entwicklung des Wärmebedarfs sowie den Rahmenvorgaben zu dessen Bereitstellung. Zwar wird in Zukunft die Wärmenachfrage aufgrund des besseren Dämmstandards im Neubau und der Sanierung von Altbauten zurückgehen. Bei derzeitigen Quoten von unter 1 % im Neubau (StaBu 2010) und rund 2 % im Bestand (co2-online, IPB 2010) sollte dies die Wirtschaftlichkeit in den nächsten Jahrzehnten aber nicht zu sehr in Bedrängnis bringen. Weiterhin mag in Verbindung mit dem Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) sowie der Energieeinsparverordnung (EnEV) die Option bestehen, dass die Nachfrage nach Klimakälte auf Basis von Sorption ansteigt (u.a. Peterson 2009) und sich somit ein neuer Absatzmarkt für die Wärme entwickelt.

Sofern KWK aber aufgrund des Einspeiseverhaltens der fluktuierenden Erneuerbaren Energien stromgeführt gefahren wird, kann es zu Zeiten kommen, da die Wärme nicht zeitgleich benötigt wird. Andererseits kann die wärmegeführte Fahrweise dazu führen, dass Strom in das Stromnetz eingespeist wird, das bereits durch EE ausreichend versorgt ist und somit eine Übereinspeisung verursacht.

Windeinspeisung und bisher typische KWK-Fahrweise gehen nicht natürlicherweise Hand in Hand, doch gibt es Möglichkeiten, eine Symbiose zu erzeugen. Unter Verwendung von Wärmespeichern und Spitzenkesseln kann aus technischer Sicht eine Fahrweise sichergestellt werden, welche sowohl eine flexible Anpassung an das Einspeiseverhalten der EE gewährleistet, als auch eine Sicherung der Wärmeversorgung zulässt (vgl. auch Mauch 2009, van Bergen 2010). Neue moderne Anlagen werden zudem regelmäßig mit einem Wärmespeicher errichtet, um „so die Strom- und Wärmeerzeugung zeitweise entkoppeln zu können“ [Traube 2010].

Dass dieses Konzept scheinbar auch wirtschaftlich ist, davon möchten die LichtBlick AG und die Volkswagen AG derzeit überzeugen. Am 9. September 2009 verkündete der Ökostrom-Anbieter LichtBlick AG in Kooperation mit der Volkswagen AG, im Laufe der nächsten Jahre 100.000 Mini-BHKW deutschlandweit in den Markt bringen zu wollen. Die Anlagen sollen mit Gasmotoren von VW betrieben werden und haben eine elektrische Leistung von 20 kW sowie eine thermische Leistung von 34 kW. Im Jahr 2011 erwartet LichtBlick bereits einen Absatz von einigen tausend Stück, 2012 sollen 10.000 Anlagen zugebaut werden. Das Ziel von 100.000 BHKW dürfte damit auf etwa 10 Jahre ausgelegt sein.

Das Unternehmen wirbt damit, dass durch die Anlagen etwa 2.000 MW installiert werden, die damit konventionelle Kraftwerke in dergleichen Größenordnung überflüssig machen. Hierzu sollen die Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk gepoolt werden und so genannten „Schwarmstrom“ erzeugen, der Netzschwankungen ausgleichen kann. Dazu sollen die BHKW zentral erfasst und je nach Netzbedarf gefahren werden.

Nach LichtBlick und VW drängt jetzt mit EnVersum und SenerTec die zweite Unternehmens-Kooperation in den Markt des Contractings vernetzter Mini-BHKW<sup>54</sup>. Im Unterschied zum erst genannten Konsortium ist dieses durch die 25.000 installierten SenerTec Dachs-BHKW-Anlagen bereits im Markt.

Nach Ansicht von Schulz (2010) werden Kleinanlagen jedoch hinsichtlich ihres Potentials, als Poolingkonzept mittelfristig große Kraftwerke ersetzen zu können, überschätzt. Das Thema wird seiner Ansicht nach durch die großen Stromversorger sowie die Gasversorger angetrieben, um Nah- und Fernwärme-Aktivitäten einzudämmen, welche die eigenen Geschäfte stören würden. Große Anlagen bieten zudem zu geringen Kosten eine weitaus höhere Erzeugungsflexibilität als Mini-BHKW.

Auch sieht das KWK-G keine Steuerungsanlage vor, wie sie bei den Anlagen, die nach EEG gefördert werden, verlangt wird. Inwiefern demnach überhaupt auf den derzeitigen Bestand zurückgegriffen werden kann – auch wegen möglicher Restriktionen seitens der Eigentümer – bleibt abzuwarten.

Aber zumindest für mittelgroße Anlagen im Bereich von ein bis einigen Megawatt scheinen sich die Praktiker einig. So erklären sowohl Johannes van Bergen, Geschäftsführer der Stadtwerke Schwäbisch-Hall, und Götz Brühl, Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim, während eines Symposiums im Schloss Mühlberg im Juli 2010, dass mit Wärmespeichern bereits heute schon die Möglichkeit besteht, genau zu den Stunden des Tages mit den höchsten Strompreisen die KWK-Anlagen laufen zu lassen. Hiermit wird nicht nur eine hohe Wertschöpfung erreicht, sondern auch eine Stabilisierung des gesamten Stromsystems. Auch die steigende Einspeisung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist da kein Hindernis. KWK-Laufzeiten von vier bis zwölf Stunden am Tag füllen nach Aussage von Brühl genau die Lücke, die der Wind lässt. *„Einen Wärmespeicher als Stromspeicher zu nutzen ist nämlich die billigste Lösung“*. Hinzu komme, dass sich Motoren-BHKW äußerst schnell regeln lassen: *„Unsere 3-MW-Maschinen sind aus dem Stand innerhalb von 90 Sekunden mit Vollast am Netz und können in noch kürzerer Zeit wieder abgeschaltet werden.“*

Wie bereits eingangs zu diesem Kapitel gesagt, ist einem KWK-System immer dann der Vorrang einzuräumen, wenn der Jahresnutzungsgrad mindestens gleich oder besser einer getrennten Erzeugung ist. Nachfolgend wird gezeigt, dass der für Saarbrücken geplante Kraftwerkspark in seiner maximalen Ausbaustufe einen ökologisch sinnvollen Beitrag zur Deckung der Residuallast im Übergang zu einem Stromsystem aus 100% erneuerbaren Energien leisten kann. Dafür wird ein zukünftiger Saarbrücker Kraftwerkspark mit den folgenden Kenngrößen angenommen:

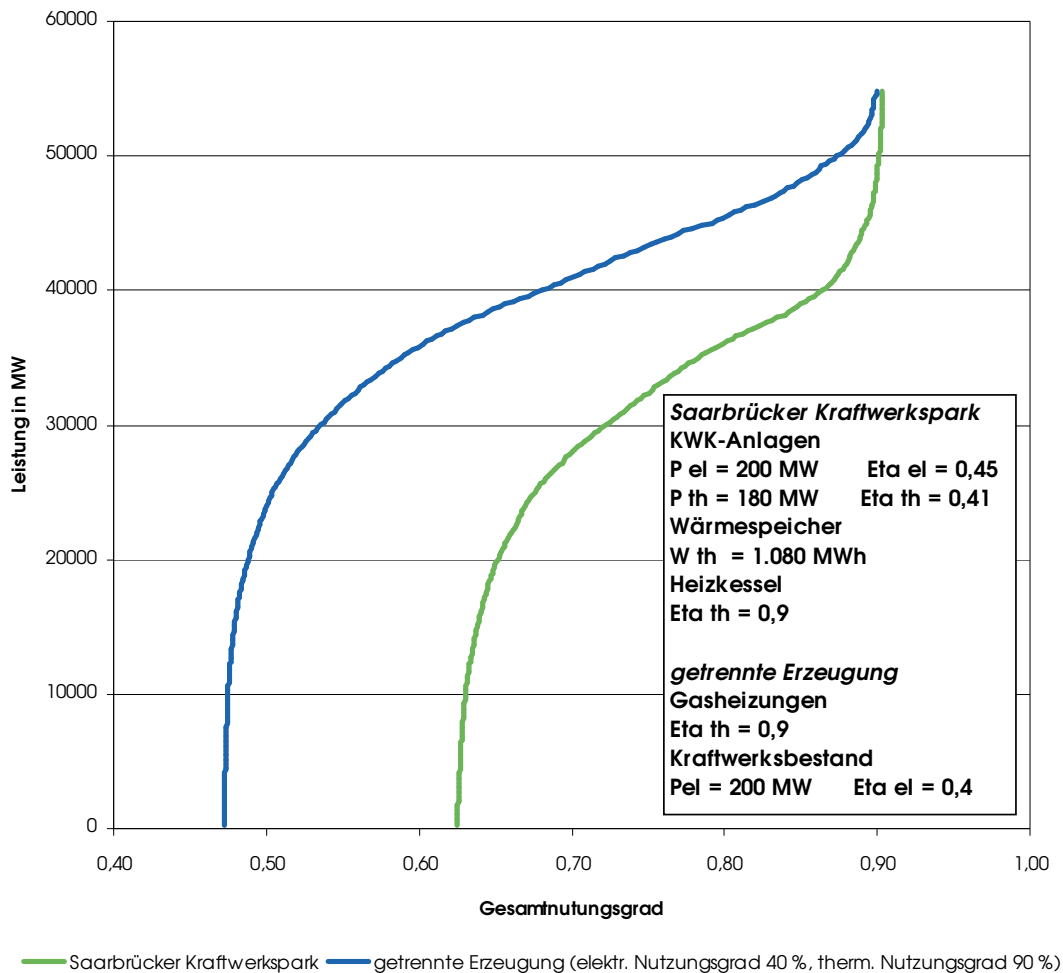
- 200 MW elektrische Leistung
- 180 MW thermische Leistung
- 45 % elektrischer Nutzungsgrad
- 41 % thermischer Nutzungsgrad

---

<sup>54</sup> LichtBlick - Schwarmstrom-Konzept bekommt Konkurrenz in der eigenen Stadt; <http://www.fair-news.de/news/LichtBlick-Swarmstrom-Konzept++bekommt+Konkurrenz+in+der+eigenen+Stadt/52576.html>

- Wärmespeicher mit einer Kapazität von 1.080 MWh (6 h \* 180 MW th)
- Heizkessel mit einer thermischen Leistung von 220 MW und einem Wirkungsgrad von 90 %

Dieser wird dann zur Deckung der für das Jahr 2020 simulierten bundesweiten Residuallast eingesetzt. Dabei wird er konsequent stromgeführt ohne Berücksichtigung der Wärmenachfrage eingesetzt. Dazu wird die Residuallast in 200 MW Bänder unterteilt, die durch die elektrische Leistung der KWK-Anlagen abgedeckt werden können. Folglich fahren die KWK-Anlagen Vollast bei vorhandener Residuallast oder stehen still. Die während der Fahrzeiten produzierte Wärme wird über einen Wärmespeicher gepuffert. Ist der Wärmespeicher voll, dann wird die Wärme entweder erst gar nicht produziert oder gegebenenfalls heruntergekühlt. Daneben wird der Wärmebedarf bei entleertem Wärmespeicher über einen Heizkessel gedeckt. Ergebnisse dieser Einsatzweise ist die durch die KWK-Anlagen erzeugte Strommenge, die der zur Deckung des 200 MW-Residuallastbandes benötigten Strommenge entspricht, sowie die durch die KWK-Anlagen erzeugte Wärmemenge minus einem eventuell herunter gekühlten Wärmeanteil, der von den KWK-Anlagen eingesetzte Brennstoff sowie die durch den Heizkessel erzeugte Wärmemenge und den dafür benötigten Brennstoffeinsatz. Aus diesen Ergebnissen lässt sich der Gesamtnutzungsgrad errechnen und mit der getrennten Erzeugung der Strom- und Wärmemenge vergleichen. Dabei wird für die elektrische Erzeugung ein Brennstoffnutzungsgrad von 40% angenommen, der dem aktuell existierenden Kraftwerkspark entspricht, und für die Wärmeerzeugung ein Brennstoffnutzungsgrad von 90 %, der den aktuell installierten Gasheizungen entspricht. In der folgenden Grafik werden die errechneten Gesamtnutzungsgrade für die zur Deckung der Residuallast benötigten 200 MW-Bänder dargestellt. Dabei sind die Bänder, analog zur Darstellung der Residuallast, auf der linken Achse aufgetragen und die Nutzungsgrade auf der unteren Achse. Grün stellt den Saarbrücker Kraftwerkspark aus KWK-Anlagen dar, blau stellt die getrennte Erzeugung dar.

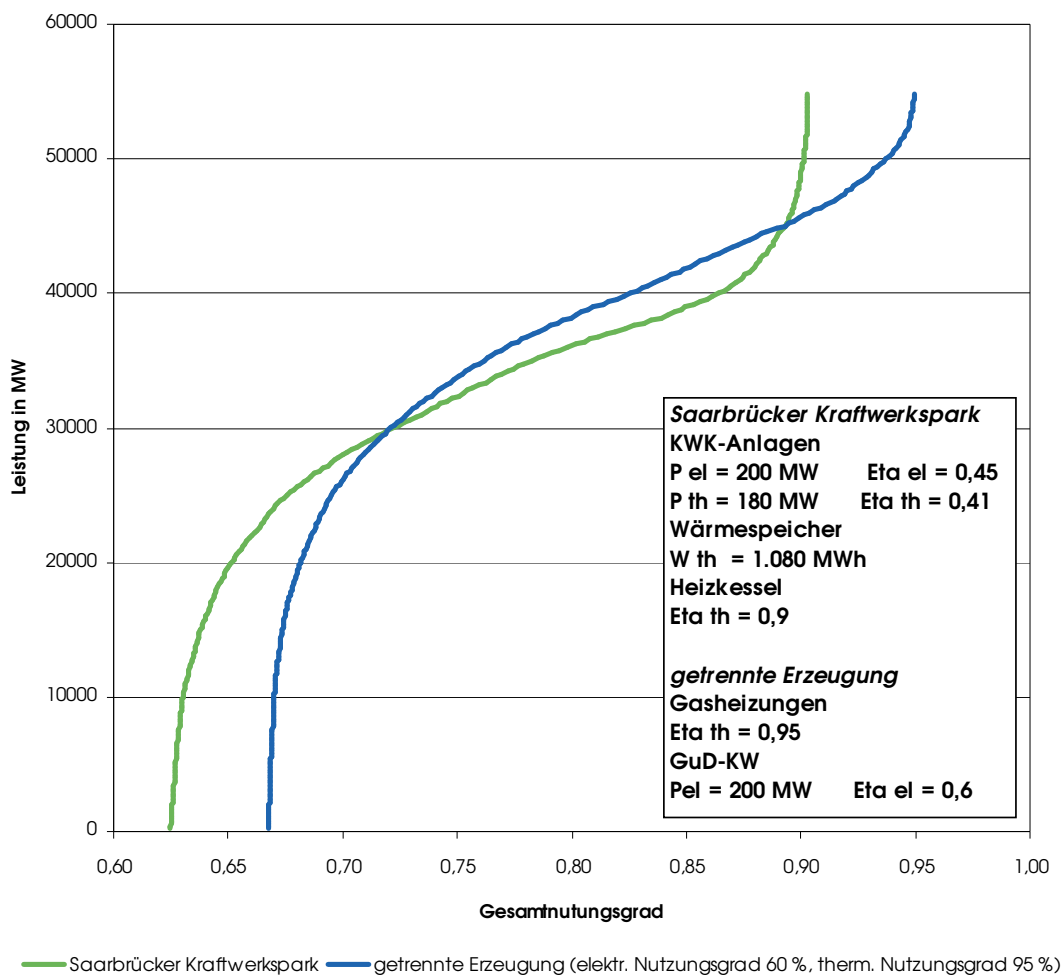


**Abbildung 5-6: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastdeckung 2020**

Es ist ersichtlich, dass der Gesamtnutzungsgrad des Saarbrücker Kraftwerksparks immer höher ist als der der getrennten Erzeugung. Daraus folgt, dass zukünftig auch weiterhin das Privileg eines Vorrangs von KWK-Anlagen gegenüber der konventionellen Stromerzeugung gerechtfertigt ist und die KWK ein wichtiger Baustein für einen energieeffizienten Übergang zu einem Stromsystem aus 100% erneuerbaren Energien ist.

In aktuellen wissenschaftlichen Publikationen wird vermehrt gefordert, dass KWK nicht mehr mit den Technologien, die sie verdrängt, verglichen werden soll, sondern mit dem Stand der Technik in der getrennten Erzeugung. Würde man diese Vorgehensweise unterstellen, dann würde dies für die Pläne der VVS bedeuten, dass diese als Alternative zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ein rein Strom erzeugendes GuD-Kraftwerk betrachten müsste, plus einen Austausch der bestehenden Heizungen durch Gasbrennwärmtauscher. Dies ist natürlich in einem existierendem Fernwärmenetz und vor dem Hintergrund des Faktums, dass sich die Heizungswahl im Gebäudebestand nicht im Kompetenzbereich der VVS befindet, eine rein fiktive An-

nahme. Der Vollständigkeit halber wird jedoch auch dieser Ansatz durchgerechnet. Dabei wird für die Stromerzeugung ein Nutzungsgrad von 60% (Erdgas GuD-Anlage) und für die Wärmeerzeugung ein Gasbrennwertkessel mit einem realen Nutzungsgrad von 95% im Bestand angenommen. Dabei zeigt sich, dass im unteren Teil der nationalen Residuallast theoretisch die getrennte Erzeugung einen leichten ökologischen Vorteil von maximal 4% Nutzungsgrad bietet. Umgekehrt bieten die KWK-Anlagen des Saarbrücker Kraftwerksparks bei der Deckung der Residuallast im Bereich von 29,8 – 44,8 GW einen leichten ökologischen Vorteil, wobei dieser ebenfalls maximal bei 4% liegt. D.h. selbst bei einem solchen hochtheoretischen Wirkungsgradvergleich leistet die Saarbrücker KWK einen ökologisch sinnvollen Beitrag zur künftigen Deckung der bundesweiten Residuallast.



**Abbildung 5-7: Gesamtnutzungsgrade bei der Residuallastdeckung 2020**

Dass auch die Regierung in der Kraft-Wärme-Kopplung eine Zukunftstechnologie sieht, wird u.a. im Leitszenario des BMU deutlich. Das Leitszenario 2009 geht dabei von einem relativen Anstieg der KWK-Wärme (inkl. Objektversorgung) von derzeit rund 10% auf 15% in 2020 und knapp 20% in 2050 bezogen auf den Endenergieein-



satz zur Wärmebereitstellung (inkl. Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) aus. Der Anteil dieser leitungsgebundenen Wärmeversorgung an dem gesamten Endenergiebedarf lediglich für Raumwärme wird in den Berechnungen des Szenarios gegenüber heute bis 2020 auf knapp das Doppelte und bis 2050 auf das etwa Dreifache ansteigen.

Das im Jahr 2050 im Leitszenario genutzte Wärmepotential aus Erneuerbaren Energien wird zu knapp 60 % auf Wärmenetzen beruhen, die insbesondere im ländlichen Raum zum Einsatz kommen werden. Aufgrund der begrenzten lokalen Ressourcen von EE haben aber auch konventionell befeuerte KWK-Anlagen einen hohen Anteil an der künftigen Wärmeversorgung inne, wie bereits in Kapitel 5.2.2 verdeutlicht wurde. So steigt der Anteil gasversorgter KWK-Anlagen (inkl. Mini-KWK) bezogen auf den Wärmeabsatz aus KWK bis 2020 auf rund 18% und bis 2050 auf gut 33% gegenüber einem heutigen Anteil von rund 12%.

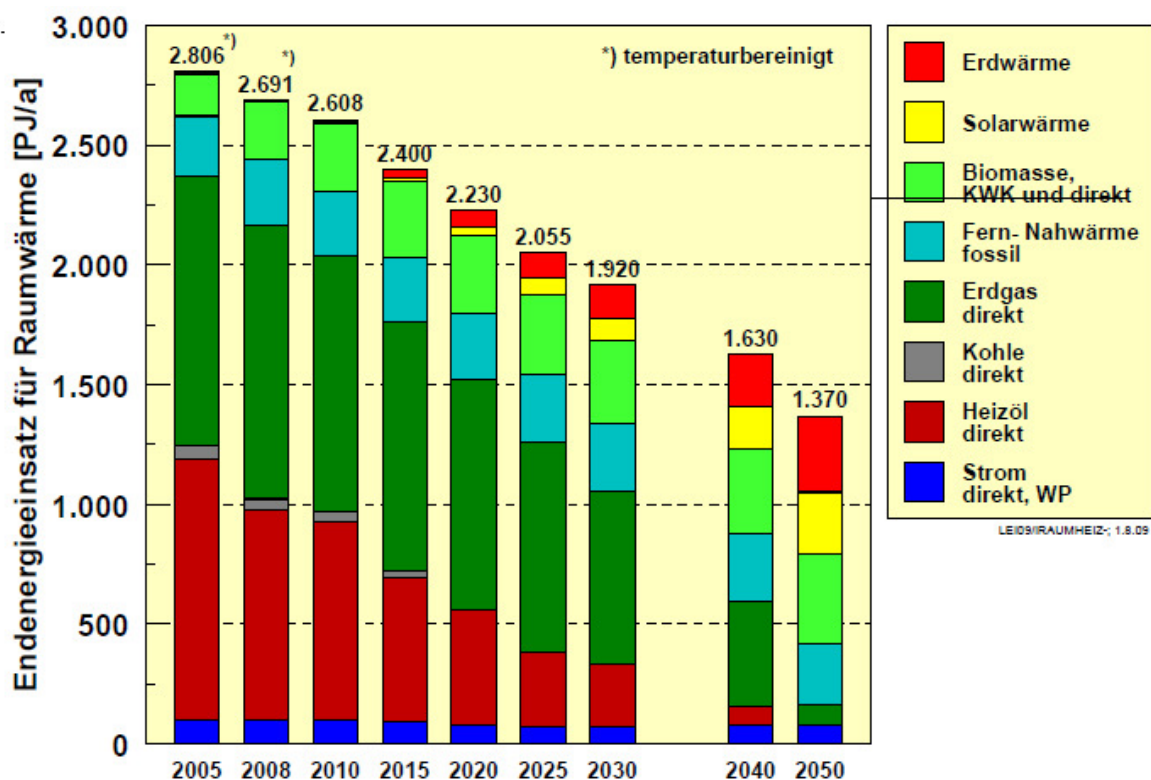


Abbildung 5-8: Entwicklung des Energieeinsatzes für Raumwärme im aktualisierten Leitszenario

Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) führte eine im Hinblick auf Wärmenetze vergleichbare Untersuchung durch [Lutsch 2005]. Der Ausbau der Fernwärmeversorgung wird auf das 2,5-fache des heutigen Wertes geschätzt, wobei die Untersuchung lediglich bis zum Jahr 2020 reicht und entsprechend höhere Zuwachsraten unterstellt sind.

Die Unterschiede zwischen den beiden Studien (Leitszenario und AGFW) liegen in ihrer Zielsetzung. Während die AGFW-Studie einen verstärkten Ausbau der Fernwärmenetze hauptsächlich auf der Basis von großen KWK-Anlagen, die in Fernwärmenetze einspeisen, unterstellt, fokussiert die Leitstudie den Aufbau von Netzen in Gemeinden mit weniger als 20.000 Einwohnern. In diesen Gemeinden leben etwa 40 % der deutschen Bevölkerung, und sie bieten zudem häufig die günstigsten Voraussetzungen zur Nutzung lokal vorhandener Potentiale von EE. Dennoch prognostizieren beide eine Verdopplung des Wärmeabsatzes über die Wärmenetze bis 2020. [Nast et al 2009]

Das aus heutiger Sicht vielleicht ambitionierte Ziel eines netzgebundenen Anteils (im Leitszenario KWK-Anlagen größer 10  $KW_{el}$ ) an der Raumwärme von rund 18% bis 2050 – der Anteil der Fernwärmeversorgung an der Raumheizung liegt derzeit bei rund 9%<sup>55</sup> –, ist in anderen europäischen Ländern bereits heute erreicht oder liegt gar noch höher. Hierzu gehören einige skandinavische Länder, deren Siedlungsstruktur für den Ausbau von Fernwärmenetzen eher ungünstig ist. Die Gebäudedichte ist in Dänemark im Mittel nur etwa halb so hoch wie in Deutschland, was wenigsten teilweise auf die ebenfalls deutlich geringere Bevölkerungsdichte zurückzuführen sein dürfte. [Nast 2004]

#### 5.2.4 Zur Rolle der Speicher

Bereits in Kapitel 5.2.1 wurde dargelegt, dass den Speichern in mehreren Studien zum Ausbau des künftigen Kraftwerksparks eine wesentliche Rolle zukommt. Einerseits werden sie als Option gesehen, die Einspeisung der Erneuerbaren Energien zwischenzuspeichern (bereits 2030 ist mit Überschüssen von stundenweise bis zu 34 GW aus EE zu rechnen<sup>56</sup>) oder die Volllaststundenzahl der konventionellen Erzeugung zu sichern. Andererseits wird der Einsatz erst zu Extremzeiten gesehen, wenn nur noch EE einspeisen und die Nachfrage gering ist bzw. um bei unerwartetem Lastabfall bei den EE einen kurzfristigen Ausgleich zu schaffen.

Insbesondere werden Pumpspeicherkraftwerke als die wesentliche Speicheroption hierbei gesehen, verfügen sie doch allein in Deutschland über eine Leistung von rund 6 GW [Tiedemann 2008]. Diese steht aber aufgrund von Systemstabilisierungszwecken und als Puffer für Grundlastkraftwerke nur bedingt für zusätzliche Speicherezwecke zur Verfügung. Durch das begrenzte Angebot wird auch ein grenzüberschreitender Austausch mit Österreich, Schweiz und insbesondere Norwegen diskutiert, da diese über hohe Speicherpotentiale verfügen. Diese summieren sich auf ein Speichervolumen von weit über 100 TWh. Doch bedarf es dann eines erheblichen Ausbaus der Grenzkuppelstellen allein zu Norwegen auf 42-69 GW bis 2050 [SRU

---

<sup>55</sup> aus BWK Bd. 61 (2009) Nr. 6, S.12; Basisjahr 2007

<sup>56</sup> Hierbei wird ein Fortschreiben des EEG vorausgesetzt, welches weiterhin die maximale Volleinspeisung aus EE-Anlagen in das Netz der öffentlichen Versorgung fördert. Bis 2050 kann es aber bei Unterstellung des Ausbauziels im Leitszenario 2009 im Extremfall und bei Abfahren auch von Biomasse- und Geothermie-Stromerzeugungsanlagen zu Einspeiseleistungen von über 50 GW kommen, sofern keine Lastmanagementsysteme greifen.

2009], sollte diese Option als Hauptweg eingeschlagen werden. Deutschland besitzt derzeit nur rund 17 GW in Summe für alle Grenzkuppelstellen.

Nur geringe Kapazitäten sind in den kommenden Jahren in Druckluftspeicheranlagen zu erwarten. Bisher gibt es in Europa lediglich ein Testkraftwerk in Huntorf bei Bremen mit insgesamt 640 MWh Speicherkapazität und einer Leistung von 320 MW<sub>el</sub> [Tiedemann 2008].

Große Hoffnung wird in chemische Speicher gelegt. Mittels Hocheffizienzэлектроlyse soll dabei Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt und bei Bedarf über Brennstoffzellen oder Gasturbinen wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Aufgrund der Flüchtigkeit von Wasserstoff werden derzeit auch Verfahren zur Koppelung des Wasserstoffs an aus der Umgebungsluft entnommenem Kohlendioxid erprobt<sup>57</sup>. Das so entstehende Methan ist wesentlich besser speicherbar und kann zudem über die Erdgasnetze transportiert werden. Das Verfahren ist derzeit aber noch sehr verlustbehaftet.

Elektrochemische Speicher wie die Redox-Flow-Zelle sind bereits seit längerer Zeit im Einsatz. Diese Batterien bestehen aus zwei flüssigen (Redox-Flow) oder einem flüssigen und einem festen (Hybrid-Flow) Elektrolyten, die durch eine Membran getrennt sind. Bei der Redox-Flow-Batterie werden die Elektrolyte in zwei externen Tanks gelagert, wodurch eine Entkopplung von Leistung (durch die Membranfläche bestimmt) und Kapazität (durch den Tankinhalt vorgegeben) entsteht. Die Wirkungsgrade liegen je nach eingesetztem Elektrolyt bei 80% bis 85% bei Gesamtsystemwirkungsgraden von über 75%<sup>58</sup>. Von den Redox-Flow-Anlagen existieren bereits einige Großanlagen in Japan, Australien, England und den USA mit bis zu 15 MW Leistung und bis zu 120 MWh Kapazität. Zu den Hybrid-Flow-Batterien zählt die Zink-Brom-Batterie, bei der Zink in fester Form vorliegt. Diese sind mit Speichervolumina bis 500 kWh in den USA und Japan errichtet worden.

Große Batterien sind derzeit noch unwirtschaftlich, dies zumal die Speicherdichte sehr gering ausfällt. Ob daher unter Zuhilfenahme intelligenter Steuertechnologien Elektromobilität ein sinnvoller und effizienter virtueller Großspeicher in der Zukunft sein kann, ist derzeit eher fragwürdig, zumal es entsprechender Anreize für die Fahrzeughalter bedarf [Horst et al. 2009].

Lastmanagement und Lastverlagerung können dagegen ein hohes Potential eröffnen. Dies weniger bei den derzeit hoch gehandelten Smart-Metern, als vielmehr bei schaltbaren Großverbrauchern aus der Industrie, die, gebündelt angesprochen, eine sehr hohe Last nachfrageseitig darstellen können. Als Beispiel sei hier das ehemalige „virtuelle Regelenergie-Kraftwerk“ von Evonik mit 140 MW Leistung genannt<sup>59</sup>.

---

<sup>57</sup> Ein Gemeinschaftsprojekt von ZSW und iwes, veröffentlicht in Neue Energie 06/2010, S.35

<sup>58</sup> Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA): <http://www.isea.rwth-aachen.de/eess/technology/redox-flow>, Stand 21.06.2010

<sup>59</sup> Evonik Power Saar GmbH: [http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/02\\_Leistungen/pdf/Das-virtuelle-Regelkraftwerk\\_ZFK\\_102003.pdf](http://power-saar.steag-saarenergie.de/de/02_Leistungen/pdf/Das-virtuelle-Regelkraftwerk_ZFK_102003.pdf), Stand 21.06.2010

Den auf absehbare Zeit jedoch mit Abstand größten „Speicher“ stellt das maximale Abregeln der bestehenden konventionellen Kraftwerke dar. Solange es hier noch erhebliche Spielräume nach unten gibt – selbst in Perioden negativer Börsenpreise in den Jahren 2008 und 2009 wurden Atom- und Braunkohlekraftwerke nur wenig abgeregelt – macht die teure und mit hohen Verlusten einhergehende Speicherung des Stroms aus Erneuerbaren Energien weder ökonomisch noch ökologisch Sinn.

## 6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Der in dieser Studie untersuchte Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung im bestehenden Fernwärmenetz Saarbrückens ist unter ökonomischen, ökologischen und energiewirtschaftlichen Kriterien durchweg zu empfehlen. Die Investitionsrechnungen in allen Ausbauvarianten sind positiv und zeigen eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 19 bis 23% auf. Die Bestrebungen der VVS, als Querverbundsunternehmen wieder in die Strom- und Wärmeproduktion einzusteigen, sind daher nachvollziehbar und auch empfehlenswert. Die vergleichsweise hohe Verzinsung kann durch eine konsequent strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlagen erreicht werden. Dies ist trotz gleichbleibend angenommenem Wärmebedarf im bestehenden Fernwärmenetz möglich.

Vor dem Hintergrund des Klimaschutzes und der Umstellung unseres Stromsystems auf 100% Erneuerbare Energien stellt sich eine solche Fahrweise auch als zukunftsweisend dar. In der Übergangszeit (2020 - 2050) werden auf Grund der hohen fluktuierenden Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik die Anforderungen an die zum Ausgleich nötigen fossilen Kraftwerke steigen. Dies beinhaltet sowohl die technischen Aspekte als auch energiewirtschaftliche. Technisch gehören die geplanten Anlagen zu den am besten zu regelnden Kraftwerksarten (GuD-Kraftwerke und Blockheizkraftwerke). Im energiewirtschaftlichen Kontext wird zukünftig mit volatileren Strompreisen an der Börse gerechnet. In Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien ist mit niedrigen Preisen zu rechnen, umgekehrt vor allem in Schwachwindzeiten dafür mit relativ hohen Preisen. Daher sind die aktuellen Bestrebungen der VVS, flexible stromgeführte Kraftwerke zu errichten, aus energiewirtschaftlicher Sicht eindeutig zu befürworten.

Ökologisch betrachtet wird durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung eine erhöhte Brennstoffeffizienz erreicht, und es können CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Der weitere Zubau von KWK-Anlagen in Saarbrücken (GuD Südraum und BHKWs) führt zu Emissionsminderungen von bis zu 46 Tsd. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Bei dem auf Saarbrücken übertragenen bundesdeutschen Treibhausgasminderungsziel von 40% müssen insgesamt rund 220 Tsd. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr bis 2020 eingespart werden. Dazu kann der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung einen wichtigen Beitrag leisten. Es zeigt sich aber auch, dass neben dem KWK-Ausbau weitere emissionsmindernde Maßnahmen ergriffen werden müssen. Diese Maßnahmen sollten, falls sie nicht bereits verfolgt werden, den weiteren Ausbau von Wärmenetzen und von Erneuerbaren Energien beinhalten. Zudem sollte soweit möglich bei der energetischen Sanierung von Gebäuden und dem effizienten Umgang mit Energie im Allgemeinen geholfen werden.

Konkret halten wir die bereits beschlossene Errichtung der Gas GuD-Anlage Südraum sowie von drei BHKWs mit einer Leistung von jeweils 2 MW<sub>el</sub> in Saarbrücken im Gesamtpaket mit dem beschlossenen Ausbau des bestehenden

Heizkraftwerks Römerbrücke sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht für sinnvoll.

Der Bau von bis zu 17 weiteren BHKWs erscheint nach unseren Berechnungen ebenfalls ökonomisch und ökologisch sinnvoll, allerdings nimmt der ökologische Grenznutzen mit jedem weiteren zusätzlichen BHKW ab.

Die Gutachter empfehlen daher, den Bau jedes weiteren BHKW – über die drei bereits beschlossenen hinaus - sorgfältig daraufhin zu überprüfen, ob

- die zusätzliche Wärmemenge auch mittelfristig absetzbar ist,
- die Entwicklung der Gas- und Strombörsenpreise die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gewährleistet,
- der Einsatz von Biogas statt Erdgas möglich ist.

Darüber hinaus empfehlen die Gutachter grundsätzlich eine Weiterentwicklung der eingeschlagenen Eigenerzeugungsstrategie der Stadtwerke mit dem Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung signifikant zu erhöhen. Dafür wären sowohl die lokalen Möglichkeiten zu prüfen als auch ein überregionales Engagement – ggf. in Kooperation mit anderen Stadtwerken – auszuloten.

## 7 Sensitivitätsrechnung

Nachdem die Studie auf unserer Homepage ([www.izes.de](http://www.izes.de)) Anfang Oktober veröffentlicht wurde, wird sie bereits bundesweit diskutiert. Zentrum der Diskussion sind naturgemäß die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 4. Dabei wurde insbesondere auch über den angenommenen Gaspreis von 20 €/MWh diskutiert, dieser wurde von einigen als zu niedrig eingeschätzt. Dieser Gaspreis wurde natürlich mit dem Auftraggeber abgestimmt und ist nach dessen Angaben in Saarbrücken als realistisch anzusehen. Um die Ergebnisse der Studie jedoch besser in der breiteren wissenschaftlichen Diskussion verwenden zu können und eine bessere Vergleichbarkeit zu anderen energiewirtschaftlichen Untersuchungen zu gewährleisten, haben wir uns entschlossen, hiermit eine Sensitivitätsrechnung als Anhang hinzuzufügen, der wir deutlich ungünstigere Wirtschaftlichkeitsparameter zugrunde legen.

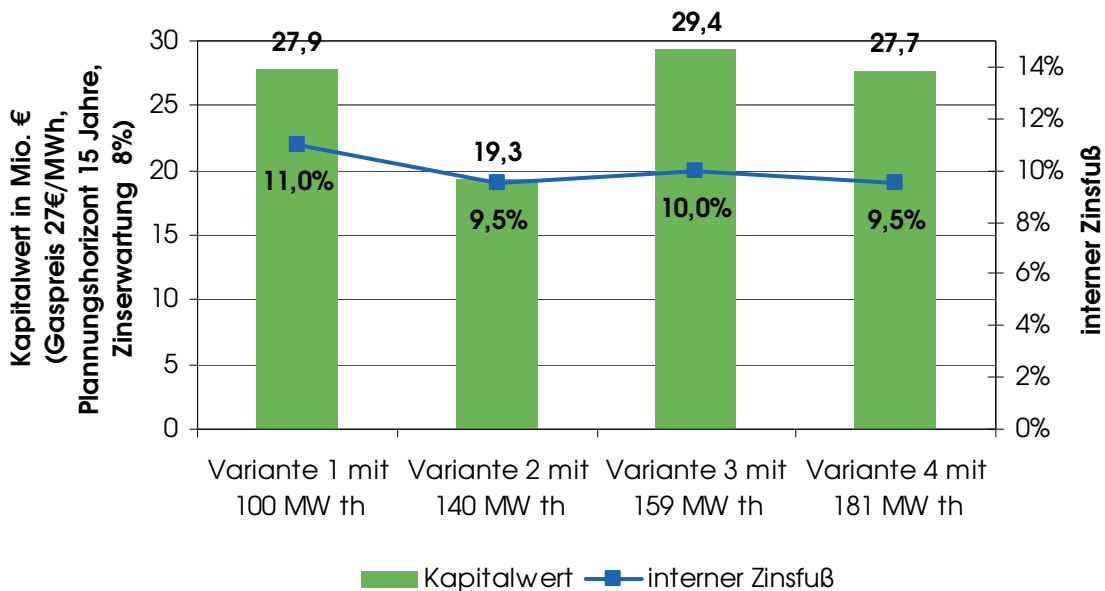
Dazu wurden die folgenden Annahmen geändert, mit denen dann analog zur Vorgehensweise in der Hauptstudie die Wirtschaftlichkeit der Investitionsalternativen berechnet wird:

- Der angenommene Gaspreis von **20 €/MWh** wurde auf **27 €/MWh** (Hu bzw. Hi) erhöht.
- Des Weiteren wurde der angenommene Planungshorizont von **20 Jahre** auf **15 Jahre** verringert, da keine Revision in den Berechnungen der Studie berücksichtigt wurde und man mit 15 Jahren bis zur ersten großen Revision rechnen kann.
- Der bisherige Verzinsungsanspruch von **5%** wurde auf **8%** erhöht, um eine bessere Vergleichbarkeit mit anderen Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Kraftwerken in der wissenschaftlichen Diskussion zu gewährleisten.

Insgesamt ergaben die Investitionsrechnungen nach Änderung der oben aufgeführten Annahmen sowohl nach Kapitalwert- als auch nach interner Zinsfußmethode weiterhin positive Ergebnisse, und alle Ausbauvarianten können weiterhin als betriebswirtschaftlich sinnvolle Investitionen angesehen werden. Die Kapitalwerte sind jetzt im Vergleich zu denen in der Hauptstudie zwar deutlich kleiner, was aber durch die einseitige Veränderung der Parameter zu erwarten war.

Analog dazu sind auch die internen Zinsfüße kleiner, dies dürfte hier aber maßgeblich an den höheren Brennstoffkosten liegen und weniger an dem um ein Viertel verkürzten Planungshorizont.

Die folgende Abbildung fasst die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung zusammen:



**Abbildung 7-1: Kapitalwerte und interner Zinsfuß im Rahmen der Sensitivitätsrechnung**

Ein letzter Diskussionspunkt schließlich, der aufgeworfen wurde, ist die Energiesteuerrückvergütung (EnergieStG). Diese tritt bei KWK-Anlagen mit einem Gesamtwirkungsgrad über 70% in Kraft. Folgerichtig ist zu erwarten, dass bei der unterstellten stark stromorientierten Fahrweise mit zusätzlicher „nur Strom“-Erzeugung die Rückvergütung nicht in allen Monaten des Jahres gewährleistet werden kann, daher anteilig Stromsteuer gezahlt werden muss und dies in die Kostenbetrachtung mit eingehen muss. Dies ist natürlich bei dieser Sensitivitätsrechnung auch der Fall, in der Variante 3 für insgesamt 5 Monate, in der Variante 4 für 6 Monate. Die anteilig höher zu zahlende Stromsteuer in Variante 4 ist auch, in Verbindung mit der konservativ hohen Gaspreisannahme von 27 €/MWh, für den sinkenden Kapitalwert und internen Zinsfuß gegenüber Variante 3 verantwortlich. Insgesamt wird dadurch jedoch die positive Bewertung aller Ausbauvarianten nicht beeinträchtigt.



## 8 Literaturverzeichnis

- AGEE 2009                      Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare-Energien: „Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung“; abrufbar im Internet unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf); Stand 08.02.2010
- BMU 2007                      Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz“; beschlossen vom Bundeskabinett am 7. November 2007
- BMU 2008                      Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008“; Stand Oktober 2008
- BMU 2009                      Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leit-szenario 2009“; Stand August 2009
- co2online, IPB 2010            Friedrich, M. et al.: „CO<sub>2</sub>-Gebäudereport 2007 – Kurzfassung“, eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), durchgeführt von co2online gGmbH und Fraunhofer Institut für Bauphysik (IBP), Berlin im November 2007
- Däumler 2000                 Däumler/Grube: „Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung“; 10. Auflage, nwb Verlag, 2000
- Groscurth 2009                Groscurth, H.-M./ Bode, S.: „Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisier-ten Strommarkt“; arrhenius Institut für Energie- und Klima-politik, Hamburg im Februar 2009
- Groscurth 2009a              Groscurth, H.-M.: „Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz“; arrhenius Institut für Energie- und Klima-politik, Hamburg im Mai 2009
- Horst 2009                     Horst, J./ Frey, G./ Leprich/U.: „Auswirkungen von Elektroautos auf den Kraftwerkspark und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland“; IZES gGmbH; Kurzstudie im Auftrag des WWF Deutschland; Saarbrücken im März 2009
- Hundt 2009                    Hundt et al: „Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio“; Institut für

- Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart im Oktober 2009
- KWK 2010      Schaumann/ Schmitz: „Kraft-Wärme-Kopplung“, 4. Auflage, Springer Verlag, 2010
- Lutsch 2005      Lutsch, W./ Witterhold, F.G.: „Perspektiven der Fernwärme und der Kraft-Wärme-Kopplung – Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus der AGFW-Studie: Pluralistische Wärmeversorgung“; Frankfurt am Main im Januar 2005
- Matthes 2007      Matthes, F. et al: „Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030“; Öko-Institut & arrhenius Institut, Studie im Auftrag des WWF Deutschland und Deutsche Umwelthilfe e.V. (BUH), Berlin/Hamburg im Juni 2007
- Matthes 2009      Matthes, F./ Hermann, H.: „Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? - Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten“; Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Berlin im September 2009
- Mauch 2009      Mauch, W.: „Zukünftige Herausforderungen für Kraft-Wärme-Kopplung - Das Projekt: Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP“; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE); LowEx Symposium 28. – 29. Oktober 2009 in Kassel
- Nast 2004      Nast, M. : „Chancen und Perspektiven der Nahwärme im zukünftigen Energiemarkt“; Tagungsband Nahwärme-Forum 2004, UMSICHT-Schriftenreihe Band 49, S. 35-55.
- Nast 2009      Nast, M. et al.: „Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes“; Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), Ausarbeitung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Stuttgart im Juli 2009
- Peterson 2009      Peterson, S.: „Mehr als Heizung und Warmwasser: Innovative Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung“; TU-Berlin, Vortrag während des KWK-Symposiums „Initiative KWK - Modellstadt Berlin“, Berliner Energietage 2009
- Saint-Drenan 2009      Saint-Drenan et al.: „Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche“; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel im Dezember 2009
- Schulz 2009      Schulz, W.: „Mehr als Heizung und Warmwasser: Innovative Fernwärme aus Kraft-Wärme-Kopplung“; Bremer

- Energie Institut, Vortrag während des KWK-Symposiums „Initiative KWK - Modellstadt Berlin“, Berliner Energietage 2009
- Schulz 2010 Schulz, W.: „Revolution durch Kraftwerke im Keller? BHKW und Solaranlagen könnten den Energiemarkt der Zukunft prägen“; Interview mit W. Schulz (Bremer Energie Institut) und A. Ballhausen (EWE AG).
- StaBu 2010 Statistisches Bundesamt: „Fortschreibung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes, lange Reihen 1969 bis 2008“, Wiesbaden 2009
- Tiedemann 2008 Tiedemann, A. et. al.: „Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken (kurz: NNE-Pumpspeicher)“; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik; im Auftrag der Vattenfall Europe Transmission GmbH; Berlin im November 2008
- Traube 2010 Traube, K.: „Schlossgespräche – Praxis spricht zu KWK“, Diskussionsrund im Schloss Mühlfeld am 12. Juli 2010; abrufbar im Internet unter: <https://www.energycareer.net/unternehmen/news/nachricht/7127>, Stand August 2010
- van Bergen 2010 van Bergen, J.: „Schlossgespräche – Praxis spricht zu KWK“, Diskussionsrund im Schloss Mühlfeld am 12. Juli 2010; abrufbar im Internet unter: <https://www.energycareer.net/unternehmen/news/nachricht/7127>, Stand August 2010
- WWF 2009 Kirchner et al.: „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050“; Prognos AG/Öko-Institut/Dr. H.-J. Ziesing, Studie im Auftrag des WWF, Basel/Berlin im Oktober 2009
- Ziesing 2007 Ziesing et al.: „Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)“; Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, Berlin im Juli 2007

## 9 Anhang

<b>Energieträger 2008</b>	<b>Energieeinsatz [MWh]</b>	<b>Emissionsfaktor<sup>60</sup> [gCO<sub>2</sub>/kWh]</b>	<b>Gesamtemissionen [Tonnen CO<sub>2</sub>/a]</b>
Fernwärme <sup>61</sup>	552.360	226,3	124.999
Erdgas	1.431.350	201,6	288.560
Heizöl <sup>62</sup>	507.600	266,4	135.225
Erneuerbare Energien Wärme <sup>63</sup>	2.790	0	0
<b>Wärme gesamt</b>	<b>2.494.100</b>	<b>220,0</b>	<b>548.784</b>
Strom BRD	811.643	572,0	464.260
Strom Römerbrücke	495.317	308,3	152.706
Erneuerbare Energien Strom	8.740	0	0
<b>Strom gesamt</b>	<b>1.315.700</b>	<b>468,9</b>	<b>616.966</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>			<b>1.165.750</b>

Tabelle 9-1: Ermittlung der wärme- und stromseitigen CO<sub>2</sub>-Emissionen temperaturbereinigt zum Jahr 1990

<sup>60</sup> Auf Basis der Liste zu Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHST)

<sup>61</sup> Der Wert für die Gesamtemissionen ist den Berechnungen der Stadt Saarbrücken entnommen.

<sup>62</sup> Abschätzung auf Basis der temperaturbereinigten jährlichen Verbrauchsentwicklungen im Zeitraum 1990 bis 2000.

<sup>63</sup> Abschätzung aufgrund der bisherigen Entwicklung zwischen 1990 und 2000