



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Abschlussbericht

Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050

Endfassung

Aachen, 13.06.2013

Bearbeitung:

Dipl.-Geogr. Martin Bartelt

Dr. Jessica Beck

Dipl.-Ing. Oliver Donner

Dipl.-Wirt.-Ing. Constanze Marambio

Dipl.-Ing. Armin Michels

Dr.-Ing. Michael Ritzau

Dipl.-Ing. Knut Schrader

Dr. Bernd Eikmeier, Bremer Energie Institut

Karen Janßen, Bremer Energie Institut

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Disclaimer	1
1 Aufgabenstellung	2
1.1 Ausgangssituation.....	2
1.2 Ziel der Untersuchung.....	3
1.3 Methodisches Vorgehen	4
2 Zusammenfassung	8
3 Wärmebedarfsszenarien	15
3.1 Basisszenario Wärme.....	15
3.1.1 Demographische Entwicklung	16
3.1.2 Aufteilung auf Sektoren	18
3.1.3 Bauliche Maßnahmen, Wohnflächenbedarf	19
3.2 Perspektivscenario Wärme	23
3.2.1 Bestimmung der Erweiterungsflächen	23
3.2.2 Ermittlung des Nutzwärmebedarfs	25
3.2.3 Wirtschaftlichkeit der Erweiterungspotenziale	29
3.2.4 Ergebnis Perspektivscenario Wärme.....	29
4 Wärmeeinspeiser	31
4.1 Industrielle Abwärme.....	31
4.2 Erneuerbare Energien	33
4.3 Müllheizkraftwerke	36
4.4 Stromorientierte Kraftwerke	38
4.5 Wärmeorientierte Kraftwerke.....	41
4.6 Heizwerke	42
4.7 Elektrokessel.....	43
5 Wärmenetze	44
5.1 Ausgangssituation.....	44
5.2 Netzvarianten	45
5.2.1 Netzvariante I Referenzvariante (Ist-Zustand 2017).....	45
5.2.2 Netzvariante II „Westverbund“	48

5.2.3	Netzvariante III „Nordspange“	49
5.2.4	Voruntersuchungen	50
5.3	Wärmespeicher	51
5.4	Netzkosten	52
5.5	Hydraulischer Nachweis	55
5.5.1	Ausgangssituation Steag-Netz.....	55
5.5.2	Ausgangssituation Netz Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH..	56
	Methodik	57
	Ergebnisse	58
6	Energiemarktszenarien.....	62
6.1	Modellierung des Strommarktes	62
6.2	Basisszenario für den Strommarkt	63
6.2.1	Ausgangslage	63
6.2.2	Ergebnisse	66
6.3	Klimaschutzszenario für den Strommarkt.....	68
6.3.1	Ausgangslage	68
6.3.2	Ergebnisse	71
7	Berechnungen.....	74
7.1	Modell.....	74
7.2	Businessplan.....	75
7.3	Berechnung der CO ₂ -Emissionen	76
8	Ergebnisse	78
8.1	Einsatz und Mengen der Wärmeerzeuger.....	79
8.2	Kosten der Wärmeerzeugung	83
8.3	CO ₂ -Emissionen.....	85
8.4	Fazit und Empfehlungen	91
	Überblick über die Netzvarianten.....	97
	Literaturverzeichnis	98
	ANHANG 1	100
	Modell des europäischen Strommarktes.....	100
	Kurzbeschreibung des BET- Modells des europäischen Strommarktes	102
	Simultanes Invest- und Dispatchmodell	102

Jährliches Dispatchmodell.....	107
Zusammenfassung	108

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1	Abgrenzung der Versorgungsgebiete im Untersuchungsgebiet; Quelle: BET 4
Abbildung 2	Bearbeitungsschema Fernwärme Ruhrgebiet, Quelle: BET 7
Abbildung 3	Bevölkerungsentwicklung im Ruhrgebiet bis 2050, Quelle: BET 17
Abbildung 4	Historische Entwicklung des Anteils sozialversicherungspflichtig Beschäftigter an der Gesamtbevölkerung (nach Wohnort), Quelle: Statistisches Landesamt NRW, Darstellung BET 18
Abbildung 5	Sektorenaufteilung der Teilnetze des Ruhrgebietes in 2010, Quelle: Fernwärmeunternehmen des Ruhrgebietes..... 19
Abbildung 6	Prognose der Entwicklung des Wärmebedarfs der Sektoren, Quelle: BET .. 21
Abbildung 7	Raumwärmebedarfsentwicklung im Ruhrgebiet bis 2050, Quelle: BET 22
Abbildung 8	Einspeisung bis 2050 im Basisszenario, klimabereinigt, gradtagszahlbereinigt, Quelle: BET 23
Abbildung 9	Schema der Hüllflächen zu bestehenden Netzstrukturen, Quelle: BEI..... 24
Abbildung 10	Lage der untersuchten Erweiterungshüllflächen, Quelle: BEI 25
Abbildung 11	Automatisierte Berechnung einer Rasterkarte, Quelle: BEI 27
Abbildung 12	Beispiel der Clusterbildung (Dortmund ohne Scharnhorst), Quelle: BEI 28
Abbildung 13	Wärmebedarf der Sekundärnetze im Basis- und Perspektivszenario, Quelle: BET 30
Abbildung 14	Entwicklung der geordneten Jahresdauerlinien industrieller Abwärme bis 2050, Quelle: BET 32
Abbildung 15	Mengen der Einspeisung Erneuerbarer Energien in die Fernwärme, Quelle: BET 34
Abbildung 16	Lastverlauf der Einspeisung Erneuerbarer Energien, Quelle: BET 35
Abbildung 17	Prognose der Abfallmengen, Quelle: Abfallwirtschaftsplan Nordrhein-Westfalen, Darstellung BET..... 37
Abbildung 18	Auskoppelbare Wärmeleistungen der Abfallheizkraftwerke (Sprung 2015 durch Ertüchtigung von RZR Herten und GMVA Oberhausen), Quelle: BET 38
Abbildung 19	Vollkosten und fixe Betriebskosten von stromorientierten Kohle-Kraftwerken, Quelle: BET..... 39
Abbildung 20	Vollkosten und fixe Betriebskosten von stromorientierten Gas-Kraftwerken, Quelle: BET..... 40
Abbildung 21	Primärnetze Fernwärme Ruhrgebiet (Bestand 2010), Quelle: BET 44
Abbildung 22	Ausgangssituation der Fernwärme Ruhrgebiet 2010, Quelle: BET 45
Abbildung 23	Netzvariante I Referenzvariante, Quelle: BET 47
Abbildung 24	Netzvariante II „Westverbund“, Quelle: BET 48
Abbildung 25	Netzvariante III „Nordspange“, Quelle: BET..... 49
Abbildung 26	Voruntersuchungen Anschluss Dortmund, Quelle: BET..... 50
Abbildung 27	Netzvariante Ostverbund, Quelle: BET 51
Abbildung 28	Übersicht Fernwärmeverbund im Ruhrgebiet, Quelle: BET 53
Abbildung 29	Nettoinvestitionen der Netzvarianten nach KWKG-Förderung, Quelle: BET 54

Abbildung 30	Darstellung Rückpumpbetrieb Primärnetz Steag, Quelle: Steag.....	56
Abbildung 31	Ergebnis Druckverlauf Lastfall 1, Quelle: BET	59
Abbildung 32	Ergebnis Druckverlauf Lastfall 2, Quelle: BET	60
Abbildung 33	Ergebnis Druckverlauf Lastfall 3, Quelle: BET	60
Abbildung 34	Ergebnis Druckverlauf Lastfall 4, Quelle: BET	61
Abbildung 35	Grad der Zielerreichung im Basisszenario für Stromnachfrage, CO ₂ -Emissionen und EE-Anteil, Quelle: BET	64
Abbildung 36	Zubau (nach oben gerichtete Balken) und Stilllegungen (nach unten gerichtete Balken) im Basisszenario, Quelle: BET	67
Abbildung 37	Entwicklung der jährlichen Strompreise für Base-, Peak- und Offpeak im Basisszenario, Quelle: BET	68
Abbildung 38	Grad der Zielerreichung im Klimaschutzscenario für Stromnachfrage, CO ₂ -Emissionen und EE-Anteil, Quelle: BET	69
Abbildung 39	Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Klimaschutzscenario, Quelle: BET	70
Abbildung 40	Vergleich des Gaspreises aus dem Basisszenario und des Fuel-Switch-Gaspreises, Quelle: BET	70
Abbildung 41	Zubau (nach oben gerichtete Balken) und Stilllegungen (nach unten gerichtete Balken) im Klimaschutzscenario, Quelle: BET	72
Abbildung 42	Entwicklung der jährlichen Base-, Peak- und Offpeakpreise im Klimaschutzscenario, Quelle: BET	73
Abbildung 43	Schematische Darstellung der KWE, Quelle: BET	74
Abbildung 44	CO ₂ -Emission von KWK-Wärme im Vergleich zu Kesselwärme Quelle BET	77
Abbildung 45	Wärmeerzeugung 2017, Quelle: BET	80
Abbildung 46	Wärmeerzeugung 2030, Quelle: BET	80
Abbildung 47	Wärmeerzeugung 2050, Quelle: BET	81
Abbildung 48	Entwicklung der KWK-Anteil Wärme, Quelle: BET	82
Abbildung 49	Wärmeerzeugungskosten, Kapitalkosten Netze und CO ₂ -Emissionen, Quelle: BET	84
Abbildung 50	Kosten- und CO ₂ -Potenziale des Westverbunds, Quelle: BET	85
Abbildung 51	CO ₂ -Emissionen der Wärmeerzeugung im Wärmebedarf Basis, Quelle: BET	86
Abbildung 52	CO ₂ -Emissionen der Wärmeerzeugung im Wärmebedarf Perspektiv, Quelle: BET	87
Abbildung 53	Quellen der Wärmeversorgung im Leitszenario 2009, Quelle: Lit [10]	88
Abbildung 54	Emissionen dezentraler Wärmeerzeugung 2017-2050, Quelle: Lit [10] und BET	88
Abbildung 55	CO ₂ -Emissionen und -Nettoemissionen durch Netzmaßnahmen und Fernwärmeausbau, Quelle: BET	89
Abbildung 56	CO ₂ -Emissionen und -Nettoemissionen durch Netzmaßnahmen und Fernwärmeausbau, Quelle: BET	90
Abbildung 57	CO ₂ -Vermeidungskosten der Netzvarianten im Basisszenario Wärme, Quelle: BET	91

Abbildung 58	CO ₂ -Vermeidungskosten der Netzvarianten im Perspektivscenario Wärme, Quelle: BET.....	92
Abbildung 59	CO ₂ -Vermeidungskosten Fernwärme Ruhr im Vergleich mit EEG-Anlagen, Quelle: Lt. [11].....	93
Abbildung 60	Übersicht Gesellschaftsform, Vorschlag Geschäftsmodell; Quelle BET	95
Abbildung 61	Strompreisschätzer auf Basis von Grenzkosten, Quelle: BET	101
Abbildung 62	Einfaches "merit order"-Modell, Quelle: BET	103
Abbildung 63	"merit order"-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte, Quelle: BET ..	104
Abbildung 64	'merit order'-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten, Quelle: BET ...	105
Abbildung 65	Modellregionen Strommarktmodell BET, Quelle: BET	106

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1	Übersicht Heizwerke42
Tabelle 2	Im Basisszenario berücksichtigte Kraftwerksprojekte65

Disclaimer

Die Untersuchungen des Gutachtens basieren neben vielfältigen eigenen Recherchen und Analysen auch auf geschäftsrelevanten Daten der Fernwärme-Versorgungsunternehmen des Ruhrgebietes, die dem Gutachter zur Kenntnis gebracht wurden. Aus nachvollziehbaren Gründen wurde mit den beteiligten Unternehmen vereinbart, dass diese im Rahmen der Untersuchung verwendeten geschäftsrelevanten Daten nicht veröffentlicht werden. Die Untersuchungsergebnisse werden daher in den entsprechenden Fällen anonymisiert und/oder als Indizierungen dargestellt.

Die Untersuchungen des Gutachtens werden überlagert von der aktuellen Fragestellung, ob das Kraftwerk Datteln 4 in Betrieb genommen werden kann oder nicht. Da dies kein juristisches Gutachten ist, wurde vereinbart, dass die Ergebnisse bezüglich Datteln 4 neutral sein sollen. Deshalb werden alle Untersuchungsvarianten jeweils mit und ohne Datteln 4 betrachtet und die erforderlichen Berechnungen durchgeführt. Das Gutachten zeigt somit Konsequenzen möglicher rechtlicher Entscheidungsverläufe auf, bezieht aber zum Genehmigungsprozess von Datteln 4 keine Stellung.

1 Aufgabenstellung

1.1 Ausgangssituation

Die nationalen Klimaschutzziele sehen eine starke Reduzierung der CO₂-Emissionen in Deutschland vor. Ziel ist die Emissionsreduzierung um 40% bis 2020 bzw. um mindestens 85% bis 2050 gegenüber 1990. In NRW werden etwa ein Drittel aller CO₂-Emissionen in Deutschland emittiert, so dass bei der Entwicklung von Maßnahmen zur Emissionsminderung NRW eine tragende Rolle zukommt.

Die Landesregierung NRW hat sich zum Ziel gesetzt, den CO₂-Ausstoß in NRW bis 2020 um mindestens 25% und bis 2050 um mindestens 80% jeweils gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Ziele von NRW liegen formal unter denen der BRD, was durch die CO₂-Lastigkeit von NRW begründet ist und keine defensive Zielstellung darstellt. Hierzu wurde ein Klimaschutzgesetz entwickelt und in Kraft gesetzt. Das Klimaschutzgesetz bildet die Grundlage für einen durch die Landesregierung zu entwickelnden Klimaschutzplan.¹

Neben der Effizienzsteigerung und dem Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien sollen auch die Emissionsminderungspotenziale durch den Ausbau von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fernwärme erschlossen werden. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Ruhrgebiet mit seiner existierenden Fernwärmeversorgung.

Aktuelle Entwicklungen führen bereits zu spürbaren Auswirkungen in der Fernwärme. So führen Effizienz- und Dämmmaßnahmen zu abnehmendem Wärmebedarf. In den vergangenen Jahren konnten die Fernwärmeversorger des Ruhrgebietes durch Netzverdichtung und -erweiterung den Wärmeabsatz in etwa konstant halten. Das Energiekonzept der Bundesregierung lässt eine Verstärkung der Effizienz- und Dämmmaßnahmen erwarten, so dass sich zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit von emissionsarmer Fernwärme ein zunehmender Handlungsbedarf abzeichnet.

Des Weiteren führt der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu einem veränderten Betrieb vorhandener fossiler Kraftwerke. So ist bereits heute feststellbar, dass die Betriebsstunden der Erdgas- und Steinkohle-Kraftwerke aufgrund des zunehmenden Anteils Erneuerbarer Energien zurückgehen. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Effekt durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien verstärkt. Diese Entwicklung zieht den Rückgang der Wärmeauskopplung aus bestehenden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nach sich. Um den ökologischen Vorteil der Fernwärme nachhaltig zu sichern, sind erhebliche Anstrengungen erforderlich, um durch zusätzliche Wärmeeinspeisung aus möglichst CO₂-armen Wärmequellen, beispielsweise industrieller Abwärme, Abfallverbrennungsanlagen oder Erneuerbaren Energien, die Emissionen weiter zu senken.

¹ Quellenangabe: Klimaschutzgesetz NRW vom 13:01:2013

Die Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet besteht seit über 50 Jahren. Aktuell werden 25 Sekundärnetze betrieben, von denen einzelne über Primärnetze der E.ON-Fernwärme, der Steag und der Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH verbunden sind.

1.2 Ziel der Untersuchung

Das Ziel dieser Untersuchung ist die Analyse, inwieweit durch eine weitere Vernetzung der heute isoliert betriebenen Fernwärmeteilnetze im Ruhrgebiet die ökologischen Vorteile der Fernwärmeversorgung langfristig kosteneffizient verbessert werden können. Als Wertmaßstab für die Sinnhaftigkeit einer Versorgungslösung werden die jeweiligen CO₂-Vermeidungskosten ermittelt. Auf dieser Basis werden Handlungsempfehlungen für das Land NRW entwickelt.

Die Untersuchung hat folgende Schwerpunkte:

- Ermittlung der Vorteile und Synergien, die durch eine weitere Vernetzung im Ruhrgebiet mit einer gesamthaften Optimierung der vielfältigen Anlagen erschlossen werden können.
- Untersuchung der wirtschaftlich erschließbaren zusätzlichen Wärmepotenziale im Umkreis der vorhandenen Sekundärnetze zum Ausgleich der dämmungsbedingten Wärmeeinsparungen.
- Identifikation von Handlungsoptionen zur Erschließung CO₂-armer Wärmequellen u.a. aus standortabhängigen Optionen, wie Abwärme aus Industrie und Abfallheizkraftwerken und Erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Verbundoptimierung.
- Optimierung des Erzeugungsportfolios aus Kraft-Wärme-Kopplung, Abfallheizkraftwerken, industrieller Abwärme, Erneuerbaren Energien, Elektrokesseln und fossilen Heizwerken.
- Untersuchungen der Entwicklung des KWK-Anteils.
- Untersuchung des Potenzials von Wärmespeichern und power-to-heat (Nutzung von billigem Strom aus Überschüssen der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien).

Die Durchführung des Projektes erfolgt unter Beteiligung der Fernwärmeversorgungsunternehmen des Ruhrgebietes. Hierzu wurde ein projektbegleitender Ausschuss gebildet. Der projektbegleitende Ausschuss dient zur Vernetzung vorhandener Informationen und zur Abstimmung projektspezifischer Ansätze, die die Grundlage für die durchzuführende Untersuchung bilden.

Die Untersuchung geschieht unter Einbeziehung der vorhandenen Netzinfrastruktur und Kraftwerke über einen Zeitraum von 2017 – 2050 mit Stützjahren im Fünfjahresabstand. Zur Gewährung robuster Ergebnisse werden sowohl für den Wärmebedarf als auch für den Energiemarkt jeweils zwei Szenarien betrachtet. Die Parameter und wesentlichen Rahmenbedingungen für die Szenarien wurden Ende 2011 mit den Projektpartnern definiert und für die nachfolgenden umfangreichen Rechenmodelle und Analysen zu Grunde gelegt. Zum Teil haben sich seitdem einige Entwicklungen an den Energiemärkten noch dynamischer vollzogen (z. B. Strompreisverfall durch den noch dynamischeren Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Preisverfall der CO₂-Zertifikate). Die grundsätzlichen Aussagen und Schluss-

folgerungen des Gutachtens werden dadurch aber nicht verändert, da hier ein sehr langfristiger Untersuchungshorizont bis 2050 gewählt wurde.

In Datteln beabsichtigt E.ON die Fertigstellung des Kraftwerks „Datteln 4“, die allerdings zum gegenwärtigen Zeitpunkt aufgrund der ungeklärten Genehmigungssituation fraglich ist. Aus diesem Grund werden die Untersuchungen sowohl mit als auch ohne das Kraftwerk Datteln 4 durchgeführt.

Das Untersuchungsgebiet erstreckt sich auf die fernwärmeversorgten Gebiete des Ruhrgebietes gemäß Abbildung 1. Ausgangspunkt der Untersuchung sind die vorhandenen Transport- bzw. Primärnetze der Steag (bis 180°C), der Fernwärmeverbund Niederrhein (bis 180°C) und der E.ON-Fernwärme (bis 130°C). Dampfnetze dienen vorrangig der Lieferung von Prozesswärme an Industrie und Gewerbe und werden nicht betrachtet.

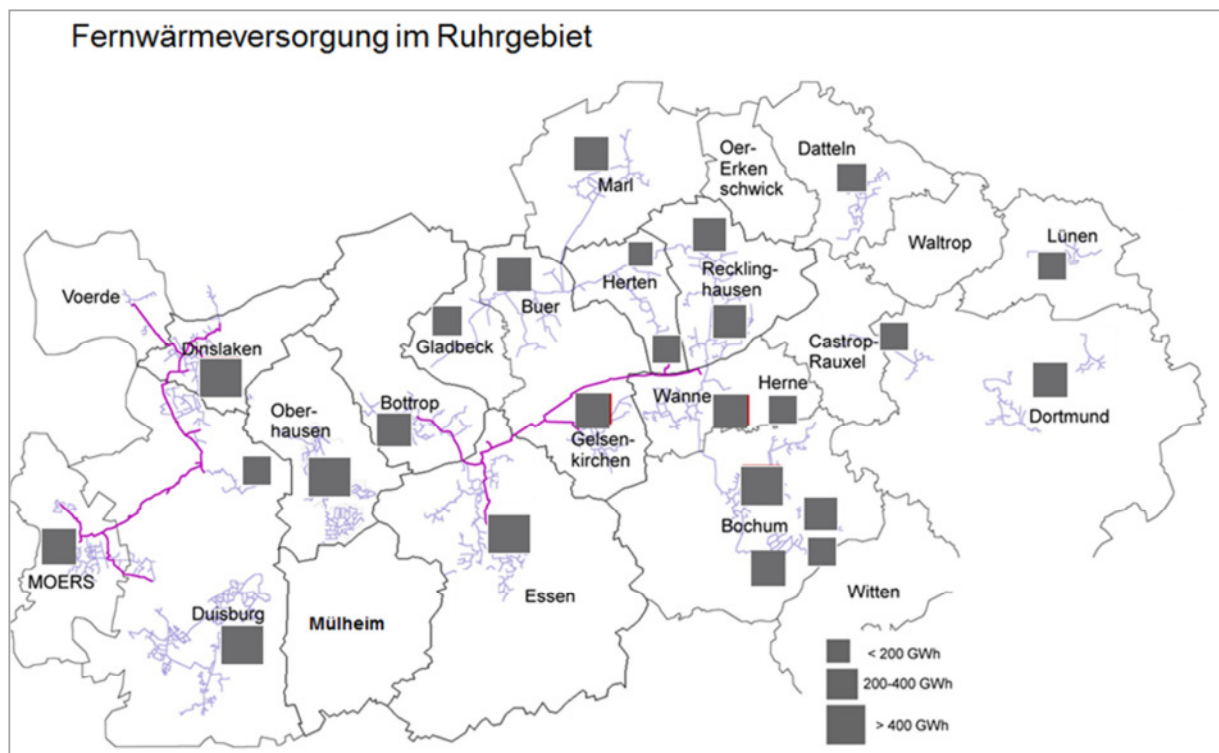


Abbildung 1 Abgrenzung der Versorgungsgebiete im Untersuchungsgebiet²; Quelle: BET

1.3 Methodisches Vorgehen

Die Erarbeitung belastbarer und robuster Projektergebnisse erfordert die Erstellung von Szenarien für ergebnisbeeinflussende Größen. Ziel ist es, neben der Szenarientwicklung eine modellgestützte Einsatzoptimierung aller Kraftwerke und Wärmeeinspeiser durchzuführen. Bedingung hierbei ist die Deckung des Wärmebedarfs der versorgten Sekundärnetze. Zur Bearbeitung werden folgende Arbeitspakete gebildet (siehe auch Abbildung 2):

² einschließlich Dortmund Scharnhorst

■ Szenarien für die Entwicklung des Wärmebedarfs (Nachfrageseite)

Erstellung von zwei Szenarien - „Basis“ und „Perspektiv“ - der Entwicklung des Wärmebedarfs in den einzelnen Sekundärnetzen: Das Basis-Szenario berücksichtigt die spezifischen Verbrauchsrückgänge durch Energieeffizienz- und -einsparmaßnahmen sowie durch demographische Veränderungen und eine eher „passive“ Fernwärmestrategie, die nur Verdichtungsmaßnahmen in den Netzen berücksichtigt. Das Perspektivszenario geht von einer „aktiven“ Fernwärmestrategie aus, in der die wirtschaftlichen Erweiterungspotenziale in Angrenzung an die bestehenden Netze erschlossen werden. Absatzmindernd werden auch im Perspektivszenario spezifische Verbrauchsrückgänge als Folge von Energieeffizienz- und -einsparmaßnahmen berücksichtigt.

■ Entwicklung des Wärmeerzeugungsportfolios (Angebotsseite)

Zur Deckung des Wärmebedarfs werden unterschiedliche Erzeugungsportfolios entwickelt. CO₂-arme oder -freie Wärmequellen werden vorrangig genutzt. Für den zukünftigen Umfang dieser Einspeiser werden Potenziale der Abwärme aus Industrie und Abfallverbrennung und Erneuerbaren Energien im Ruhrgebiet ermittelt. Die Wärmebedarfswerte der Sekundärnetze abzüglich der Potenziale der Vorrang-Wärmeeinspeiser bilden die residuale Wärmelast, die durch bestehende oder neu zu errichtende fossile Wärmeerzeuger und/oder Elektrokessel bzw. Heizwerke gedeckt werden muss. Die erforderliche Wärmeerzeugungskapazität des Kraftwerkparks zur Deckung der residualen Last ist an das jeweilige Wärmebedarfsszenario und die jeweilige Netzvariante anzupassen. Nach dem Lebensdauerende der vorhandenen Anlagen (Sterbelinie) werden bedarfsgerecht nach dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit neue Anlagen konzipiert und an den Verbrauchsschwerpunkten lokalisiert.

Entwicklung von Netzvarianten

Ausgehend von den drei im Ruhrgebiet vorhandenen Transportnetzen werden drei Verbundnetzvarianten, die die bestehenden Primärnetze über neue Leitungen und Wärmeübergabestationen verbinden, konzipiert und untersucht. Die Ausgangsnetzvariante stellt den „fortgeschriebenen Ist-Zustand“ dar, der die Situation zu Beginn des Betrachtungszeitraumes (2017) abbildet. Diese Variante beinhaltet Maßnahmen, die nicht im direkten Zusammenhang mit dem Westverbund stehen, aber im Gesamtkonzept berücksichtigt sind.

Mit dieser Variante werden die zwei Varianten höherer Vernetzung verglichen. Durch den steigenden Vernetzungsgrad können insbesondere standortabhängige Wärmeeinspeiser wie Abwärme aus Industrie und Abfallheizkraftwerken und weitere bestehende Sekundärnetze an den Verbund angeschlossen werden. Die Sekundärnetze werden nur als Ausspeisepunkte aus dem Primärnetz betrachtet und sind selbst nicht Gegenstand der Untersuchung. Weiterhin werden neue Wärmespeicher in den Primärnetzen untersucht.

In Voruntersuchungen werden Einzelfragen der Netzvarianten geklärt und die Vorzugslösungen in die Hauptvarianten übernommen.

■ Energiemarktszenarien

Als energiewirtschaftliche Basis werden zwei unterschiedliche Szenarien der Strom-, Brennstoff-, CO₂-Preise, der Stromnachfrageentwicklung und des Ausbaus der Er-

neuerbaren Energien entwickelt. Das Energiemarktszenario „Basis“ spiegelt den passiven Fall „business as usual“ wider, in dem die energiepolitischen Ziele nur teilweise erreicht werden. Das Energiemarktszenario „Klimaschutz“ stellt ein aktives Szenario dar, in dem die energiepolitischen Ziele der Bundes- und Landesregierung für Erneuerbare Energien, Effizienz und Netze vollständig erreicht werden.

■ **Einsatzoptimierung der Wärmeeinspeiser und -speicher**

Die Abbildung der Bestandsanlagen wird auf der Grundlage der technischen Daten und Kennfelder nach Angaben der Betreiber vorgenommen, die Neuanlagen werden mit typischen technischen Daten modelliert. Mit einer Einsatzsimulation wird der Einsatz der Vorrangwärmeerzeuger (Abwärme aus Industrie und Abfallverbrennung und Erneuerbaren Energien) und der fossilen Kraft- und Heizwerke und der Elektrokessel stundenscharf simuliert (Optimierungstool GAMS)³. Die verwendete Zielfunktion dabei ist die Wirtschaftlichkeit durch Optimierung des Deckungsbeitrages aus Stromerlösen abzüglich sämtlicher variabler Kosten mit der Nebenbedingung der Deckung des Wärmebedarfs der Sekundärnetze. Auf diese Weise wird berücksichtigt, dass die stromseitigen Erlöse für Stromkraftwerke von vorrangiger Bedeutung sind.

Die Einsatzsimulation erfolgt für alle drei Netzvarianten, die zwei Wärmebedarfsszenarien und die zwei Energiemarktszenarien jeweils mit und ohne Datteln 4, so dass insgesamt 24 Varianten betrachtet werden.

■ **Businessplan zur Ermittlung der Wärmegesamtkosten**

Die Wärmegesamtkosten umfassen in dieser Analyse die Wärmeerzeugungskosten sowie die Transport- und Wärmeverlustkosten der Primärnetze. Sie gliedern sich auf in fixe, betriebsunabhängige Kosten für Kapital, Wartung und Betrieb und variable Kosten für Brennstoffe und sonstige arbeitsabhängige Betriebskosten. Die variablen Wärmekosten ergeben sich aus:

- dem Stromverlust oder den Kosten für den Zwangsbetrieb stromorientierter Kraftwerke und
- den Vollkosten für wärmeorientierte Kraftwerke und Erzeuger.

Die Wärmefixkosten ergeben sich aus Leistungspreisen für die stromorientierten Kraftwerke und aus sämtlichen Fixkosten der wärmeorientierten Kraftwerke. Die CO₂-Emissionen werden für KWK-Anlagen nach ihrem Stromverlust oder äquivalentem Stromverlust nach der Dresdner Methode⁴ ermittelt.

■ **Ergebnisse**

Es werden sämtliche Kostenpositionen für alle 24 Varianten berechnet. Als Ergebnis werden folgende Positionen ausgewiesen:

- Mengengerüste der Wärme aus Kraftwerken, sonstigen Erzeugern und an Netzknotenpunkten.

³ Siehe Anhang

⁴ Siehe Kapitel 7.3

- Gesamtkosten der Wärmeübergabe aus fixen, variablen und weiteren Kosten und Erlöse am Übergabepunkt an die Sekundärnetze (Die Gesamtkosten werden im Index dargestellt.).
- Gesamtinvestitionskosten der Netzmaßnahmen und Betriebskosten der neuen Primärnetze. Die Kapitalwerte der bestehenden Primärnetze und Sekundärnetze gehen nicht in die Untersuchung ein.
- Spezifische CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung.
- Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen (Nettoemissionen aus Emissionen der Wärmeerzeugung und Gutschrift vermiedener Emissionen durch verdrängte dezentrale Erzeugung).

■ Nutzwertanalyse

Aus den Modellrechnungen werden in einer vergleichenden Bewertung die Wärmege- samt-kosten und die CO₂-Emissionen für die höheren Netzvarianten denen der Netzva- riante „fortgeschriebener Ist-Zustand“ gegenübergestellt. Im Falle von CO₂- Einsparungen ergeben sich im Vergleich zum „fortgeschriebenen Ist-Zustand“ je nach Höhe der Wärmege-stehungskosten positive oder negative CO₂-Vermeidungskosten, deren Attraktivität im Vergleich zu den CO₂-Vermeidungskosten von Anlagen nach dem Erneuerbaren Energiegesetz (EEG) bewertet wird.

Die Untersuchung erfolgt für den Zeitraum 2017 – 2050.

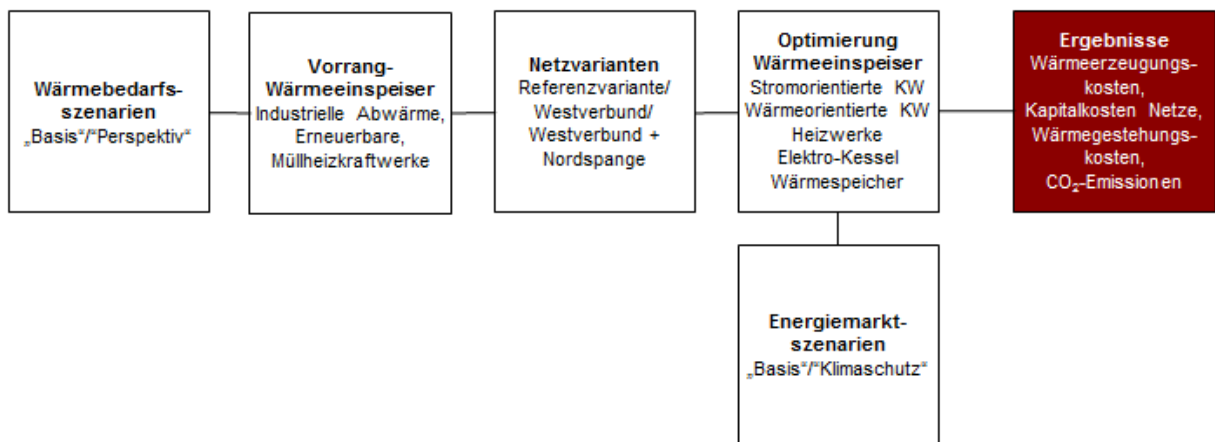


Abbildung 2 Bearbeitungsschema Fernwärme Ruhrgebiet, Quelle: BET

2 Zusammenfassung

Zielstellung NRW

Die nationalen Klimaschutzziele sehen eine starke Reduzierung der CO₂-Emissionen in Deutschland vor. Die Landesregierung NRW hat sich zum Ziel gesetzt, einen wesentlichen Beitrag zur CO₂-Einsparung in der Bundesrepublik zu leisten, da auf NRW ca. 1/3 der CO₂-Emissionen der Bundesrepublik entfallen. Die Landesregierung NRW strebt an, den CO₂-Ausstoß in NRW bis 2020 um mindestens 25% und bis 2050 um mindestens 80% gegenüber 1990 zu reduzieren. Neben anderen Maßnahmen sollen hierzu Emissionsminderungspotenziale durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (u.a. KWK-Impulsprogramm NRW) und durch Vernetzung, Verdichtung und Erweiterung der Fernwärme, insbesondere im Ruhrgebiet, erschlossen werden. Von besonderer Bedeutung ist hierbei auch der Erhalt der relativen Wirtschaftlichkeit bzw. die Vermeidung von abwendbaren Verteuerungen der Fernwärme für Endkunden.

Problemaufriss

Die absehbaren, durch die Energiewende ausgelösten Entwicklungen lassen spürbare Auswirkungen auf die Fernwärme erwarten. So führen Effizienz- und Wärmedämmmaßnahmen, die von der Bundesregierung gefördert werden, zur Abnahme des Wärmebedarfs, die durch die Erschließung wirtschaftlicher Fernwärmepotenziale mit Netzausbau und -erweiterung kompensiert werden kann. Für den vorhandenen Kraftwerkspark im Ruhrgebiet ist durch Stilllegungen und im Zusammenhang mit den sinkenden Margen durch die steigende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eine Verknappung des Fernwärmeangebotes absehbar, die durch geeignete Flexibilisierungen, alternative Wärmespeicher und/oder Wärmespeicher aufgefangen werden kann. Ziel ist es dabei, eine Erhöhung der Wärmegestehungskosten zu vermeiden und die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme zu erhalten. Handlungsoptionen können beispielsweise neu zu bauende, hocheffiziente Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger oder die Erschließung emissionsarmer Wärmequellen, wie beispielsweise der Nutzung der Abwärme aus Industrie und Abfallverbrennung und der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien, sein. Perspektivisch kann auch Wärme aus „neuen“ Anwendungen, wie beispielsweise „power to heat“ (Wärmeerzeugung aus Überschussstrom Erneuerbarer Energien), genutzt und so ein Beitrag zur Integration der Erneuerbaren Energien geleistet werden.

Vorgehensweise

In dem Gutachten „Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050“ wird untersucht, mit welchen Maßnahmen ein Beitrag zur Erreichung der energiepolitischen Zielstellungen des Landes NRW geleistet werden kann und welche wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen damit einhergehen. Zur Bewertung der unterschiedlichen Versorgungskonzepte werden als wesentliche Kriterien die Gesamtkosten der Wärmeversorgung und ihre CO₂-Emissionen berechnet. Die Berechnungen erfolgen auf der Basis von zwei unterschiedlichen Energiemarktszenarien, zwei Wärmebedarfsszenarien, verschiedenen Netzvarianten sowie mit und ohne die Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4. Mit der Erstellung von Szenarien wird die Robustheit der Ergebnisse bewertet. Die Betrachtung wird von 2017 bis 2050 auf der Basis von Stützjahren durchgeführt.

Wärmebedarfsszenarien (Nachfrageseite)

Als Fernwärmebedarf im Sinne der Untersuchung werden die für die Sekundärnetze benötigten Wärmemengen incl. der Netzverluste der Primärnetze zu Grunde gelegt. Die Bandbreite der möglichen Entwicklung der Fernwärmenachfrage wird durch zwei Szenarien dargestellt. Auf der Basis sozioökonomischer Daten, Quoten der energetischen Gebäudesanierung, Quoten des Gebäudeabrisses und Ansätzen der Wohnraumentwicklung je Person wurde ein Wärmebedarfsszenario „Basis“ für alle 25 Sekundärnetze entwickelt. Dieses Szenario basiert auf dem Ansatz „business-as-usual“ von eher passiven Sekundärnetzbetreibern und führt zu einem merklichen Rückgang des Fernwärmeabsatzes auf 62% in 2050 gegenüber 2010. Die Spanne der Endwerte liegt für die einzelnen Sekundärnetze zwischen 52% und 68%.

Im Wärmebedarfsszenario „Perspektiv“ wird der aktive Ausbau der Fernwärmeversorgung abgebildet. Hierzu wurde der Wärmebedarf von Gebäuden in der Umgebung der Sekundärnetze und der neuen Primärtrassen mit Nutzung von 3D-Laserscanningdaten untersucht. Nach Kriterien der Wärmelastdichte und von Schwellmengen wurde ein Teil der möglichen Potenziale als wirtschaftlich und damit als fernwärmewürdig ermittelt. Die Addition des Basis-szenarios und der fernwärmewürdigen Erweiterungspotenziale incl. der Netzverluste ergibt unter Berücksichtigung einer zeitlichen Anschlussentwicklung das Szenario „Perspektiv“. Dieses „aktive“ Fernwärmeausbau-Szenario führt zu einer Erhöhung des Fernwärmeabsatzes auf 113% in 2050 gegenüber 2010 in einer Spannweite von 59% bis 200% in den einzelnen Sekundärnetzen. Die größten Erweiterungspotenziale finden sich in Essen, Dortmund, Bochum, Moers und Oberhausen, wobei in Dortmund für die Erweiterung die Umstellung des Dampfnetzes auf Heißwasser erforderlich ist.

Entwicklung des Wärmeerzeugungsportfolios (Angebotsseite)

Die möglichen Wärmeeinspeisungen aus Abwärme der Industrie und Abfallverbrennungsanlagen und aus Erneuerbaren Energien werden wegen ihrer Emissionsfreiheit im Sinne der Ziele von NRW als vorrangige Wärmeeinspeiser berücksichtigt. Es wurden zu den sechs bestehenden drei zusätzliche neue Auskopplungen industrieller Abwärme von Thyssen Krupp als Wärmeangebot berücksichtigt. Alle neun Abwärmequellen der Industrie wurden zur Abbildung ihrer Verfügbarkeit bis 2050 auf 60% abgeschmolzen. Für zwei der drei Abfallverbrennungsanlagen ist die Ausweitung der Wärmeauskopplung technisch möglich und wurde berücksichtigt.

Trotz der Berücksichtigung eines Abschmelzens der Abwärme aus Abfallheizkraftwerken zum Ende des Betrachtungszeitraums aufgrund rückläufiger Abfallmengen steigt das Wärmeangebot aus Abfallheizkraftwerken bis 2050 auf 154% gegenüber 2010.

Die Entwicklung der Fernwärme aus Erneuerbaren Energien wurde in Anlehnung an verschiedene Studien angesetzt Lt. [16]. Die Struktur des Ruhrgebietes als industrieller Ballungsraum lässt erwarten, dass sich der Ausbau der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien eher unterdurchschnittlich entwickeln wird. Aus diesem Grund wird angesetzt, dass sich das Aufkommen bis 2050 geringer entwickelt, als vielfach in der Literatur vermerkt. Es wird angesetzt, dass sich das Aufkommen an Erneuerbaren Energien gegenüber 2010 auf 800 GWh/a in 2050 vervierfacht.

Die gesamte Wärmeversorgung kann mit den vorgenannten zusätzlichen Wärmeerzeugungspotenzialen, dem verfügbaren vorhandenen Kraftwerkspark und den vorhandenen Spitzenheizwerken nicht langfristig gedeckt werden, so dass über den Betrachtungszeitraum neue Wärmeerzeuger benötigt werden. Hierzu werden KWK-Kraftwerke, Elektro-Kessel („power to heat“) sowie Spitzenheizwerke als Investitionsalternativen analysiert. Als KWK-Kraftwerke kommen dafür nur wärmeseitig ausgelegte KWK-Anlagen in Betracht, da nach beiden Energiemarktszenarien und dem gegenwärtigen Marktdesign stromgeführte Erdgas- oder Steinkohle-KWK-Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die erforderlichen neuen KWK-Anlagen wurden je Untersuchungsvariante für eine gesicherte Fernwärmeversorgung des Ruhrgebietes nach energiewirtschaftlichen Grundsätzen ausgelegt.

Für die Elektrokessel wurde angenommen, dass ab 2030 politisch im Sinne des Konzeptes „power to heat“ eine Kostenentlastung in Bezug auf die EEG-Umlage und Netzentgelte erfolgt. In Voruntersuchungen wurde weiterhin ermittelt, dass Wärmespeicher in den Primärnetzen für die Fernwärme im Ruhrgebiet wirtschaftlich betrieben werden können.

Entwicklung von Netzvarianten

Die Wärmegestehungskosten und wärmebedingten Emissionen werden durch den Umfang der Vernetzung beeinflusst. Zur Optimierung der Vernetzung werden drei Primärnetzvarianten entwickelt:

- Netzvariante I: Referenzvariante als fortgeschriebener Istzustand des Anfangsjahres 2017
- Netzvariante II: Westverbund mit Neubautrassen von Walsum nach Oberhausen, von Duisburg nach Oberhausen und von Oberhausen nach Essen
- Netzvariante III: Nordspange zusätzlich zum Westverbund mit einer neuen zusätzlichen Verbindung zwischen den Netzen der Steag und dem E.ON-Netz bei Westerholt (zusätzlich zur Verbindung bei Herne, die sich derzeit in der Realisierungsphase befindet)

Im Falle der Inbetriebnahme von Datteln 4 wird eine Wärmetrasse von Datteln nach Recklinghausen mit einer Stichleitung nach Castrop-Rauxel/Dortmund-Bodelschwingh berücksichtigt. In Voruntersuchungen wurde eine Trasse von Lünen nach Herne (Ostverbund) verworfen, jedoch eine Anbindung von Dortmund an das Kohlekraftwerk in Lünen als sinnvoll ermittelt. Für das Sekundärnetz Dortmund ist eine Umstellung von Dampf auf Heißwasser vorgesehen. Die Umstellung auf Heißwasser in Dortmund ermöglicht eine Wärmeversorgung aus dem hocheffizienten Neubaukraftwerk Lünen der Trianel und den wirtschaftlichen Ausbau des umgestellten Netzes. In Voruntersuchungen wurde ein Anschluss von Dortmund an Lünen als sinnvoll ausgewiesen und ab 2025 berücksichtigt. In weiteren Voruntersuchungen wurden Wärmespeicher in den Primärnetzen als wirtschaftlich sinnvoll ausgewiesen.

Energiemarktszenarien

Für das Projekt Fernwärme Ruhr wurden zwei Energiemarktszenarien entwickelt. Das Energiemarktszenario „Basis“ spiegelt den passiven Fall „business as usual“ wider, während das Energiemarktszenario „Klimaschutz“ ein aktives Szenario darstellt, in dem die energiepolitischen Ziele der BRD und des Landes NRW für Erneuerbare Energien, Effizienz und Netze erreicht werden.

Kosten der Wärmeversorgung

Die Ermittlung der Wärmekosten der einzelnen Einspeiser erfolgt nach energiewirtschaftlichen und praxisorientierten Grundsätzen für die Wärmeerzeugung. Wesentlichen Einfluss auf den Wert der Wärme stellt ihre Verfügbarkeit dar. Die Kosten der Abwärme aus Abfallverbrennung werden in Höhe der anlegbaren Wärmekosten aus konventionellen KWK-Kraftwerken angesetzt, da sie die gleiche Verfügbarkeit aufweisen. Die Kosten der industriellen Abwärme liegen dabei wegen ihrer geringeren Verfügbarkeiten unter den Wärmekosten von konventionellen Kraftwerken. Die Wärmekosten aus Erneuerbaren Energien liegen bei gleicher Verfügbarkeit kostenbedingt über den anlegbaren Kosten. Weitere Wärmekosten ergeben sich aus den Investitionen in neue Primärnetze, Wärmespeicher und erforderliche Nebenanlagen als Kapital- und Betriebskosten. Für Kraftwerksneubauten als auch für Netz- und Speicherneubauten werden Zuschläge nach dem novellierten Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) berücksichtigt. Kapitalkosten für bestehende Primärnetze wurden nicht angesetzt.

CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung

Als CO₂-Emissionen der Wärmeerzeuger werden ihre lokalen, brennstoffbezogenen Emissionen angesehen Wärme aus Erneuerbaren Energien und aus der Müllverbrennung sowie Abwärme aus der Industrie werden als emissionsfrei betrachtet⁵. Für KWK-Anlagen werden der Wärme die Emissionen zur Kompensation des Stromverlustes nach der Dresdner Methode zugeordnet. Elektrokesseln und benötigtem Pumpstrom werden Emissionen nach dem Strommix Deutschland angerechnet.

Modellrechnungen

Zur Analyse des komplexen Betriebseinsatzes wurde zugeschnitten für das zu untersuchende Fernwärmeversorgungsgebiet im Ruhrgebiet ein Optimierungsmodell durch BET entwickelt und verifiziert. Dabei wird der gesamte Erzeugungspark im Stundenraster modelliert unter Beachtung der technischen und zeitkoppelnden Restriktionen der einzelnen Anlagen, wie Mindest- und Maximalleistungen, Startkosten, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten, Restriktionen aus der Kraft-Wärme-Kopplung (P-Q-Diagramm, Stromkennziffer) sowie Netzkapazitäten und Verluste im Primärnetz. In Modellrechnungen mit diesem eigens von BET entwickelten Optimierungstool für Stützjahre im 5-Jahresraster wurden die Abnahmen der vorrangigen Einspeiser, der Kraftwerkseinsatz und der Speicherbetrieb für alle Varianten in den Szenarien untersucht. Die Modellrechnungen

⁵ Die in der Industrie anfallenden CO₂-Emissionen werden grundsätzlich den Produktionsprozessen zugeordnet, Abwärme, die bei den Produktionsprozessen anfällt, wird häufig ohne Nutzung an die Umwelt abgegeben. Die Nutzung dieser industriellen Abwärme verursacht somit keinen erhöhten Brennstoffeinsatz und keine CO₂-Emissionen.

Hauptzweck der Müllverbrennungsanlagen ist die kontrollierte, möglichst umweltverträgliche Entsorgung von Haus- und Gewerbeabfällen. Ziel ist hierbei, die im Abfall enthaltene Energie zu möglichst hohen Anteilen zu nutzen (Müllheizkraftwerke). Somit sind die entstehenden Emissionen dem Hauptzweck der Anlage nämlich der Abfallentsorgung zuzuschreiben. Müllheizkraftwerke unterliegen nicht dem Emissionshandel, die Wärme aus Müllheizkraftwerken kann daher als emissionsfrei angesehen werden.

Erneuerbare Energieträger werden allgemein mit einem Emissionsfaktor von 0 t/MWh bewertet

erfolgen mit der Zielfunktion der Optimierung der Deckungsbeiträge der Kraftwerke unter der Nebenbedingung der Wärmebedarfsdeckung in insgesamt 24 Varianten.

Nutzwertanalyse

Aus den Modellrechnungen werden in einer vergleichenden Bewertung die einsatzoptimierten variablen Wärmekosten und die CO₂-Emissionen der Verbundnetzvarianten denen der Referenzvariante als fortgeschriebenem Istzustand gegenübergestellt. Im Falle von CO₂-Einsparungen der Verbundnetzvarianten ergeben sich positive oder negative CO₂-Vermeidungskosten, deren Attraktivität im Vergleich mit CO₂-Vermeidungskosten von Anlagen nach dem Erneuerbaren Energiegesetz (EEG) bewertet wird.

Ergebnis

Die Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass mit dem Westverbund CO₂-Emissionen deutlich eingespart werden können, wobei jedoch die Vollkosten der neuen Verbundnetze nicht vollständig gedeckt werden. Die Realisierung des Westverbundes wird folglich nur möglich, wenn die Kostenunterdeckung durch geeignete Fördermaßnahmen ausgeglichen wird. Für alle Varianten entstehen dadurch CO₂-Vermeidungskosten. Setzt man die Höhe des Fehlbetrages ins Verhältnis zur Emissionsminderung, werden die Emissionsminderungskosten sichtbar. Diese liegen bei den Bestwerten des EEG und können folglich als attraktiv angesehen werden (Abbildung 59). Die eingesparten CO₂-Mengen steigen im Westverbund mit Zunahme des Fernwärmeabsatzes im Perspektivszenario, da mit der Erweiterung der Fernwärme dezentrale Wärmeerzeugungen mit höheren spezifischen Emissionen verdrängt werden. Gleichzeitig sinken die Kosten der Wärmebereitstellung durch die höhere Ausnutzung der fixen Kostenbestandteile, wodurch geringere CO₂-Vermeidungskosten entstehen. Ein Ziel des Verbunds besteht weiterhin darin, die Wirtschaftlichkeit und Flexibilität der Wärmeeinspeiser im Gesamtsystem zu verbessern bzw. zu erhöhen. Damit wird auch die Abhängigkeit von einzelnen Einspeisungen reduziert. Abfallpolitische Notwendigkeiten, die den Wegfall von Einspeisern zur Folge haben können, sind zudem in einem Verbund besser verkraftbar.

Im Mittel der Energiemarktszenarien und bezüglich der Frage zu Datteln 4 ergeben sich für den Westverbund mit der Erweiterung zum Wärmebedarf Perspektiv die folgenden CO₂-Einsparungen und CO₂-Vermeidungskosten, die sich von 66,8 €/t im Wärmebedarf Basis auf 34,5 €/t bei Realisierung des Perspektivszenarios reduzieren.

CO₂-Vermeidungskosten Westverbund kumuliert 2017 bis 2050	CO ₂ -Einsparung Mt	Minderungskosten €/t
Westverbund Wärme Basis	1,57	66,81
Gesamt Westverbund Wärme Perspektiv	3,04	34,5

Einen wesentlichen Beitrag zur Emissions- und Kostenminderung leistet die durch den Netzverbund ermöglichte stärkere Ausnutzung der emissionsfreien Abwärmern aus Industrie und Abfallverbrennung im Westverbund.

Die Ergebnisse der Untersuchung können als robust angesehen werden, da sie für beide Energiemarktszenarien gelten und im Grunde, unabhängig davon sind, ob das Kraftwerk Datteln 4 in Betrieb geht oder nicht.

Fazit und Ausblick

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Erstellung der Referenzvariante und im Folgenden der Ausbau des Westverbundes der Fernwärme im Ruhrgebiet einen Beitrag zur Emissionsminderung in NRW leistet und gleichzeitig die Zukunftsfähigkeit der Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet im Sinne der Ziele von NRW erhöht.

Durch den Netzausbau, die Errichtung von Speichern wird das Gesamtsystem flexibler. So kann auch der bei steigender EE-Stromerzeugung aus Systemsicht sinnvolle Einsatz von „Power-To-Heat“ integriert werden. Insgesamt wird dadurch eine wichtige Voraussetzung zur Erschließung wirtschaftlicher Vorteile zum Nutzen der Fernwärmeunternehmen und der Wärmekunden geschaffen. Durch Realisierung des Westverbundes erhöht sich darüber hinaus sich die Sicherheit des Gesamtsystems gegenüber Veränderungen im Kraftwerkspark.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für diesen Verbund ist die Bündelung der Unternehmensinteressen durch die Gründung einer gemeinsamen Verbundgesellschaft, in die die vorhandenen und neuen Primärnetze des Ruhrgebietes eingebracht werden und die die Errichtung und den Betrieb der Primärnetze besorgt. Eigentümer dieser Gesellschaft sollten die Fernwärmeversorger des Ruhrgebietes - beispielsweise entsprechend dem eingebrachten Kapital und/oder dem Anteil ihrer Fernwärmebezugsmengen - sein, um die freie Verfügbarkeit der Primärtrassen für den Wärmetransport zu gewährleisten. Der weitere Geschäftszweck der Verbundgesellschaft Ruhr ist wettbewerbs- und kartellrechtlich im Sinne der optimierten Versorgung des Ruhrgebietes auszugestalten.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Eigenwirtschaftlichkeit des Verbundes bei den derzeitigen Rahmenbedingungen auch bei der Erweiterung der Fernwärme nicht vollständig erreicht werden kann. Die Realisierung des Verbundes wird folglich nur durch geeignete Fördermaßnahmen möglich sein.

Eine Förderung für das Leitprojekt Fernwärmeschiene Niederrhein und Ruhr sollte in ausgewogener Weise

- die Realisierung des Westverbundes und
- die Realisierung des Wärmeperspektivszenarios einschließlich der damit teilweise verbundenen Umstellung von Dampf auf Heißwasser

anreizen um auch zukünftig eine sichere, ökologische Fernwärme im Ruhrgebiet zu erreichen. Weiterhin ist die Förderwürdigkeit der folgenden für den Verbund vorteilhaften Maßnahmen zu prüfen:

- Anbindung industrieller Abwärme in Bochum und Duisburg,
- Erhöhung der Wärmeleistung der Abfallheizkraftwerke RZR und GMVA und

- Errichtung des Bypass Recklinghausen.

Die Untersuchungen haben des Weiteren gezeigt, dass weitere Potenziale der Vernetzung im Ruhrgebiet vorhanden sind und analysiert werden sollten.

3 Wärmebedarfsszenarien

Zur Klärung der Zukunft der Fernwärme im Ruhrgebiet ist die Entwicklung des zukünftigen Fernwärmebedarfs als Nachfrage von großer Bedeutung. Untersucht wird die zeitliche Entwicklung des Wärmebedarfs bis 2050 in den 25 Sekundärnetzen gemäß Abbildung 2. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass Effizienzmaßnahmen in den Gebäuden zu einem abnehmenden Wärmebedarf der versorgten Gebäude führen. Durch die von den Fernwärmeversorgern in der Vergangenheit betriebene Netzverdichtung und -erweiterung konnte ein Ausgleich geschaffen werden, so dass der historische Fernwärmeabsatz 2000 bis 2010 im Mittel im Ruhrgebiet leicht zugenommen hat. Durch die Effizienzbemühungen im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung ist davon auszugehen, dass Maßnahmen zur Reduzierung des Wärmebedarfs zusätzliches Gewicht bekommen. Sowohl das Energiekonzept der Bundesregierung als auch verschiedene Studien sehen das größte Einsparpotenzial im Wärmesektor für Gebäude.

- Gemäß einer Analyse des ewi/Prognos Lt. [16] wird der Energieverbrauch im Haushaltsbereich bis 2050 entscheidend durch die Erzeugung von Raumwärme bestimmt, wobei in diesem Bereich die größte Einsparung stattfindet.
- Gemäß einer Analyse des DLR Lt. [2] stammen 77% der im Wärmebereich erreichten CO₂-Reduktionen aus der Gebäudesanierung und aus dem fossilen KWK-Ausbau.
- Gemäß einer Analyse des BMU Lt. [10] wird eine Absenkung des Nutzenergiebedarfs für Raumwärme bis 2050 auf unter 50% erwartet.

Es ist daher zu analysieren, ob und wie der Fernwärmeabsatz wirtschaftlich mittel- und langfristig seinen Beitrag zur emissionsarmen Wärmeversorgung leisten kann. Von maßgeblicher Bedeutung für die zu untersuchenden Problemstellungen ist die Frage, wie hoch das Neuanschlusspotenzial im Untersuchungsgebiet ist.

In der Untersuchung wird der Wärmebedarf von 2017 bis 2050 in zwei Szenarien abgebildet:

- Wärmebedarf Basis
- Wärmebedarf Perspektiv

Das Basisszenario berücksichtigt Fernwärmeverdichtungsmaßnahmen, aber keine Fernwärmeerweiterungen und bildet damit eine eher passive Fernwärmestrategie ab. Im Perspektivszenario wird von einer aktiven Fernwärmestrategie ausgegangen, die die vorhandenen wirtschaftlichen Erweiterungspotenziale der Fernwärme erschließt. Das Perspektivszenario enthält somit gegenüber dem Basisszenario die wirtschaftlichen Erweiterungspotenziale. Die beiden Szenarien des Wärmebedarfs zeigen die Bandbreite zwischen passiver und aktiver Fernwärmepolitik auf.

3.1 Basisszenario Wärme

Zur Entwicklung der Wärmebedarfsszenarien werden folgende lokale bzw. regionale Einflussfaktoren berücksichtigt:

- Aufteilung des Wärmebedarfs auf die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Industrie und soziale Infrastruktur
- Demographische Bevölkerungsentwicklung der Städte mit Fernwärmenetzen (Indiz für den Sektor Haushalte)
- Umfang und Entwicklung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in den fernwärmeversorgten Städten (Indiz für die Sektoren Gewerbe, Industrie und soziale Infrastruktur)
- Bauliche Maßnahmen (Sanierungs-, Abriss- und Neubauquoten, Wohnflächenbedarf, flächenbezogener Wärmebedarf)

Als energetische Kennwerte des Ausgangszustandes 2010 der Fernwärme Ruhr wurden für die Netze ermittelt:

- | | |
|-----------------------|-------------------|
| • Gesamtmenge | 6.485 GWh/a |
| • Netzhöchstlast | 2309 MW |
| • Vollbenutzung Netze | 2.100 – 3.300 h/a |
| • Liniendichte Netze | 1,3 – 4,2 MWh/m/a |

3.1.1 Demographische Entwicklung

Die demographische Entwicklung, die Entwicklung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten und die personelle Wohnraumentwicklung basieren auf Daten des Statistischen Bundesamtes bzw. des Statistischen Landesamtes NRW. Der Anteil der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten von 2000 bis 2010 beruht auf Daten des Statistischen Landesamtes NRW. Die Bevölkerungsentwicklung ist in Abbildung 3 dargestellt. Sie basiert auf:

- historischen Daten bis 2010, Quelle: Statistisches Landesamt NRW,
- der Bevölkerungsprognose 2011 bis 2029, Quelle: Statistisches Landesamt NRW und
- der Bevölkerungsprognose 2030 bis 2050, Fortschreibung der Daten mit 10-Jahrestrend.

Insgesamt wird von einer rückläufigen Einwohnerzahl im Ruhrgebiet um durchschnittlich 17% bis 2050 ausgegangen, wobei der größte Bevölkerungsrückgang in Herten (Rückgang um 33% bis 2050) und der geringste Bevölkerungsrückgang in Dinslaken (Rückgang um 5% bis 2050) erwartet wird. Der Bevölkerungsrückgang im Ruhrgebiet ist in etwa doppelt so hoch wie im gesamten Bundesland NRW.

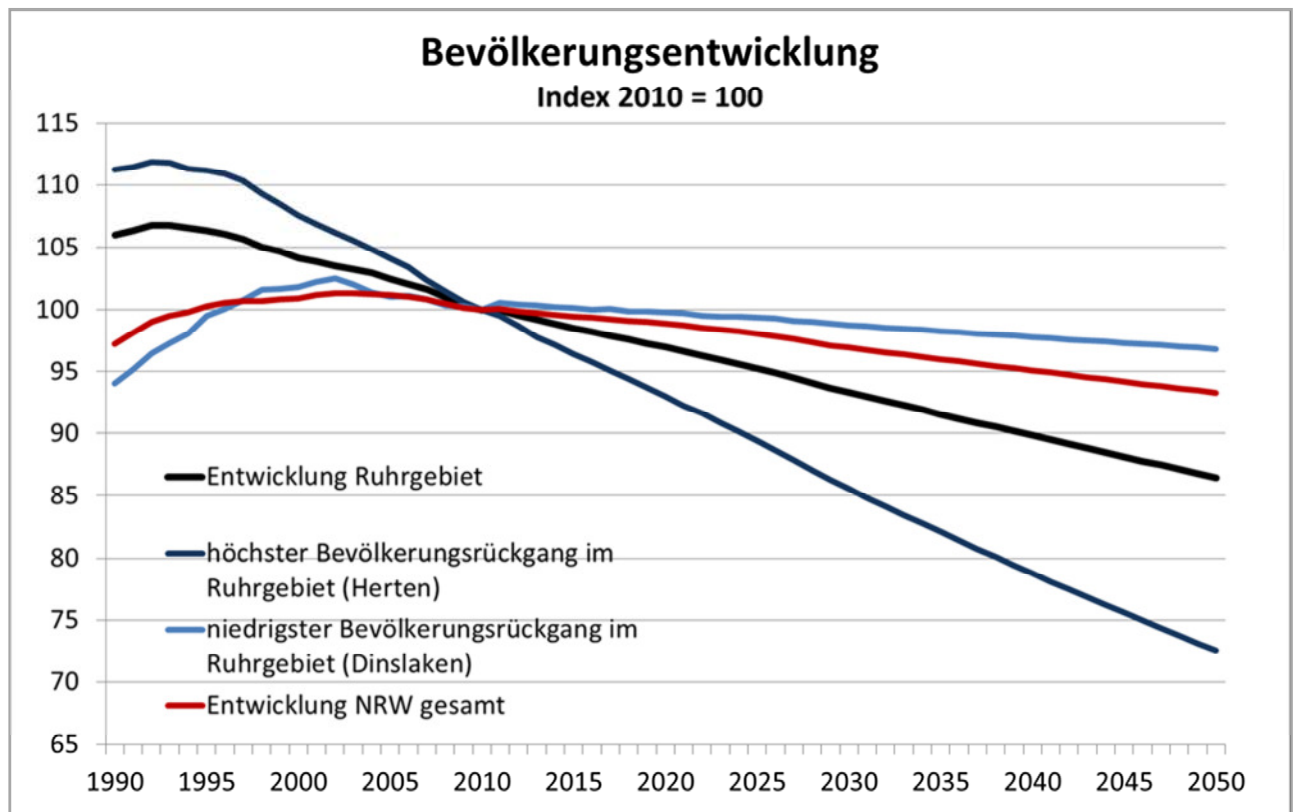


Abbildung 3 Bevölkerungsentwicklung im Ruhrgebiet bis 2050, Quelle: BET

Die Entwicklung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten basiert auf Daten des statistischen Landesamtes NRW. Der Anteil sozialversicherungspflichtig Beschäftigter an der Gesamtbevölkerung (nach Wohnort) ist in Abbildung 4 dargestellt. Aus der Entwicklung der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im Zeitraum 1995 – 2010 wird für jede Stadt die Sanierungsquote abgeleitet. Ein Rückgang der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im Zeitraum 1995 – 2010 führt zu einer niedrigen Sanierungsquote, ein Anstieg zu einer höheren Sanierungsquote.

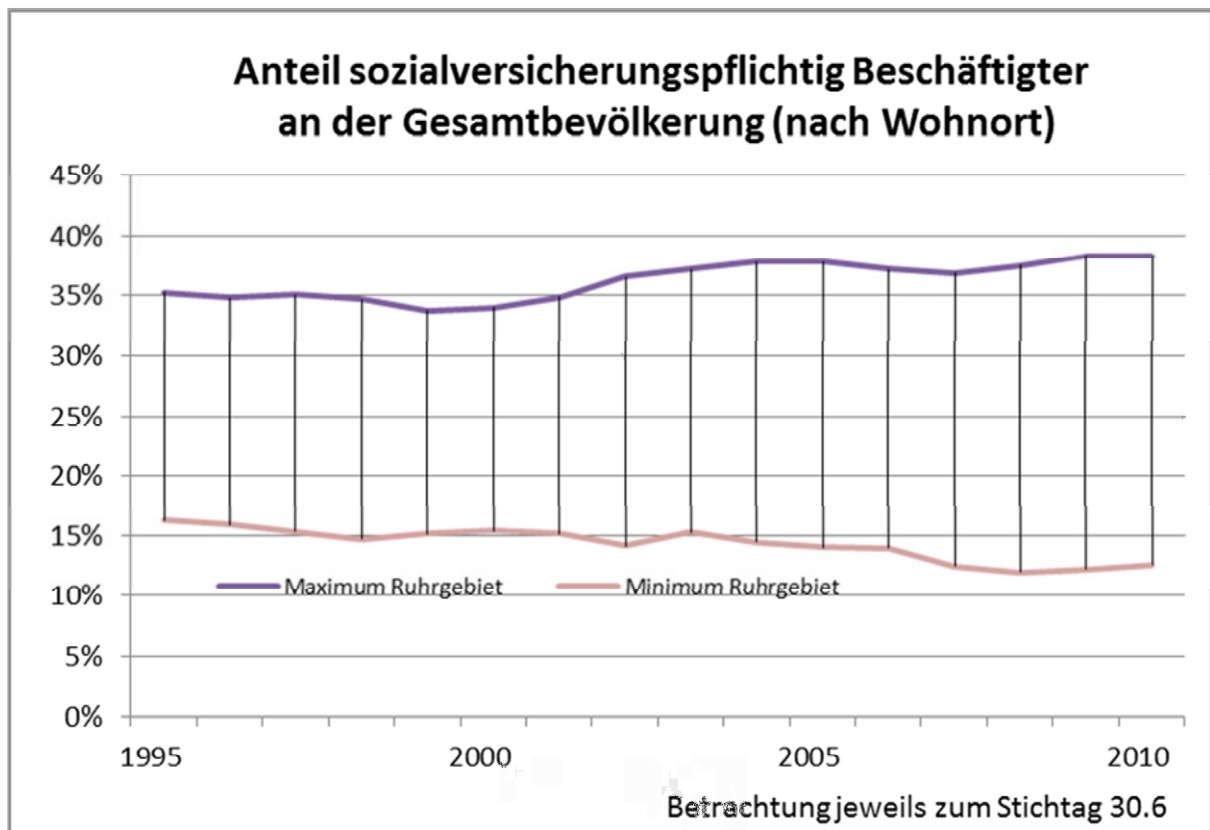


Abbildung 4 Historische Entwicklung des Anteils sozialversicherungspflichtig Beschäftigter an der Gesamtbevölkerung (nach Wohnort), Quelle: Statistisches Landesamt NRW, Darstellung BET

3.1.2 Aufteilung auf Sektoren

Basis für die Prognosen des Wärmebedarfs sind die temperaturbereinigten Wärmebedarfsmengen 2010, die in die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Industrie und soziale Infrastruktur aufgliedert werden. Die Verteilung erfolgt nach Angaben der Versorger - wobei die Differenzierung von Industrie, Gewerbe und sozialer Infrastruktur nicht immer eindeutig war - oder durch eigene Berechnungen auf der Grundlage der sozialversicherungspflichtig beschäftigten Personen im jeweiligen Versorgungsgebiet, wenn keine Angaben vorlagen.

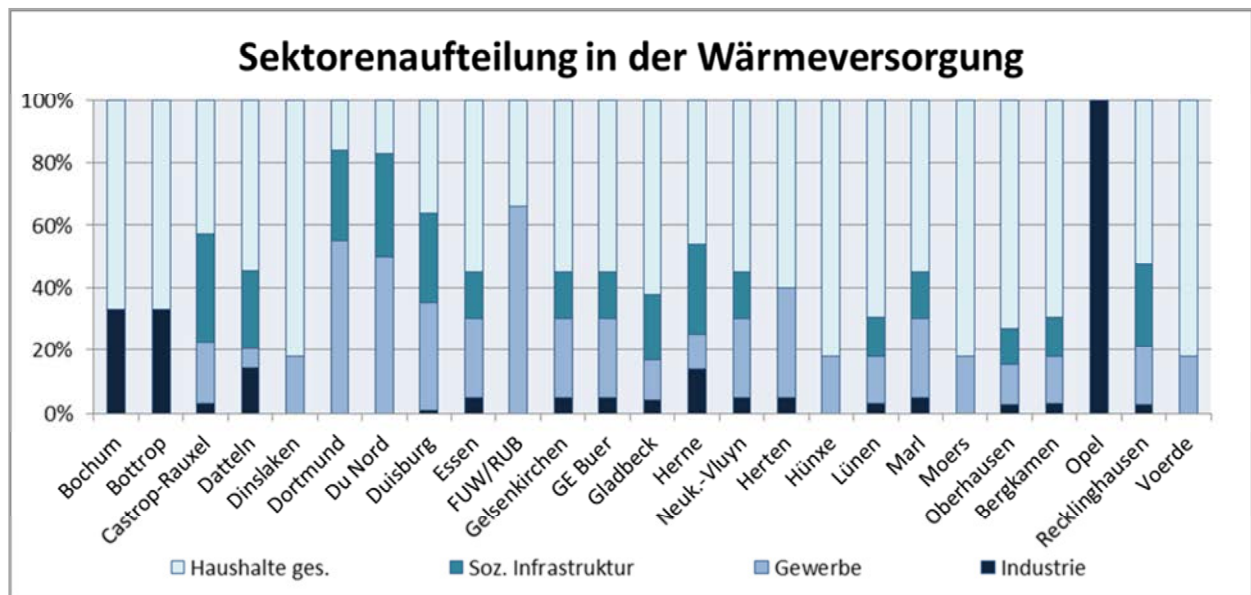


Abbildung 5 Sektorenaufteilung der Teilnetze des Ruhrgebietes in 2010, Quelle: Fernwärmeunternehmen des Ruhrgebietes

3.1.3 Bauliche Maßnahmen, Wohnflächenbedarf

Der Wärmebedarf des Sektors „Wohnen“ ändert sich durch Neubau, Sanierung und durch den Abriss alter, schlecht gedämmter Gebäude. Durch den Ersatz alter Gebäude mit hohem Wärmebedarf durch neue mit niedrigem Wärmebedarf sinkt bei etwa gleichbleibender Wohnfläche der Wärmebedarf. Diese Entwicklung wird überlagert durch den Anstieg der personenbezogenen Wohnfläche.

Berücksichtigt werden Neubauquoten, für die eine Abhängigkeit mit der demographischen Entwicklung abgebildet wird. Neubauquoten in stark schrumpfenden Städten sind niedriger als in Städten mit schwächerem Bevölkerungsrückgang.

Als weitere Einflussgrößen werden einschlägige bauliche und energetische Kennwerte und abschließend der Einfluss des klimabedingten Temperaturanstieges berücksichtigt. Je Sekundärnetz wurden in Abstimmung mit den örtlichen Versorgern die jeweiligen Kenngrößen in ihrer Entwicklung bis 2050 ermittelt und bei der Erstellung des Basisszenarios berücksichtigt:

- Sanierungs- und Abrissquoten der Städte
- Neubauquoten
- Flächenspezifischer Raumwärmebedarf
- Personenspezifische Wohnfläche
- Personenspezifischer Warmwasserbedarf
- Verdichtungsquoten (Anschlussgrad)
- Abschätzung der bis 2050 erwarteten klimabedingten Temperaturentwicklung bis 2050 mit Abbildung der Auswirkungen auf den Wärmebedarf

Die vorliegende Studie unterliegt der Annahme, dass die Sanierungsquote über die Zeit konstant bleibt. Der Raumwärmebedarf sinkt dadurch im Vergleich zum Stand 2010 auf rund

- 86% im Jahr 2030 und rund
- 70% im Jahr 2050.

Zu annähernd gleichen Ergebnissen kommt das Bremer Energie Institut (BEI) in seiner Studie Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen Lit. [3]. Die Studie geht im Trendszenario von der Fortschreibung der Sanierungsraten aus der jüngsten Vergangenheit aus. Bei den älteren Baualtersklassen liegen sie zwischen 1,0%/a und 1,3%/a, dabei ist eine energetische Sanierungsqualität entsprechend den Standards der Energieeinsparverordnung (EnEV) angesetzt. Der Raumwärmebedarf sinkt dadurch im Vergleich zum Stand 2010 bei solchen Gebäuden auf rund 86% im Jahr 2030 und rund 70% im Jahr 2050.

Für den Wärmebedarf von Abrissgebäuden werden 200 kWh/m²/a in 2010 und 100 kWh/m²/a in 2050 angenommen. Für Neubauten werden 50 kWh/m²/a in 2010 und 12 kWh/m²/a in 2050 erwartet. Sowohl der Neubau als auch die Sanierung im Bereich der Haushalte und der sozialen Infrastruktur werden staatlich gefördert, dies wird bis 2050 so angesetzt.

Die Prognose des Wärmebedarfs erfolgt für die Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und öffentliche Infrastruktur mit folgenden Ansätzen:

- Gewerbe: Reduzierung durch Effizienzmaßnahmen um 1 %/a
- Industrie: Reduzierung durch Effizienzmaßnahmen um 0,5 %/a
- Soziale Infrastruktur: Reduzierung um 3 %/a

Die Ansätze für Gewerbe und Industrie leiten sich aus historischen Untersuchungen ab, der erhöhte Ansatz für soziale Infrastruktur wurde wegen der hohen Fördermittel in diesem Bereich angenommen.

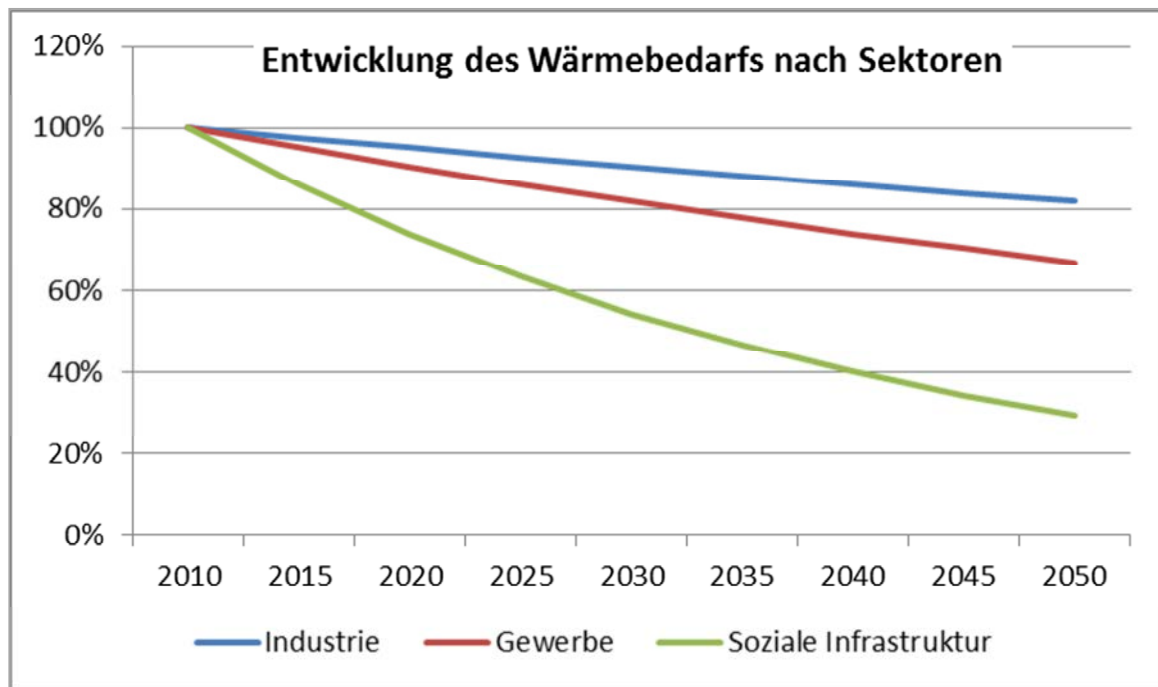


Abbildung 6 Prognose der Entwicklung des Wärmebedarfs der Sektoren⁶, Quelle: BET

Das Basisszenario stellt die „Minimumvariante“ der Entwicklung des Wärmebedarfs dar. Nur die üblichen Verdichtungsmaßnahmen der Netze werden angenommen, Erweiterungsmaßnahmen erfolgen in diesem „passiven“ Szenario nicht.

In der nachfolgenden Abbildung ist die im Basisszenario ermittelte Entwicklung des spezifischen Raumwärmebedarfs im Ruhrgebiet im Vergleich mit der Entwicklung in anderen Studien dargestellt. Es wird dabei deutlich, dass die Entwicklung im Ruhrgebiet eine geringere Minderung als in der Vergleichsliteratur aufweist.

⁶ Unter sozialer Infrastruktur sind Gebäude des Bildungssystems, des Gesundheitssystems, Kulturelle Einrichtungen, Gebäude der öffentlichen Sicherheit, Gebäude zur Kinderbetreuung und des Pflegedienstes zusammengefasst

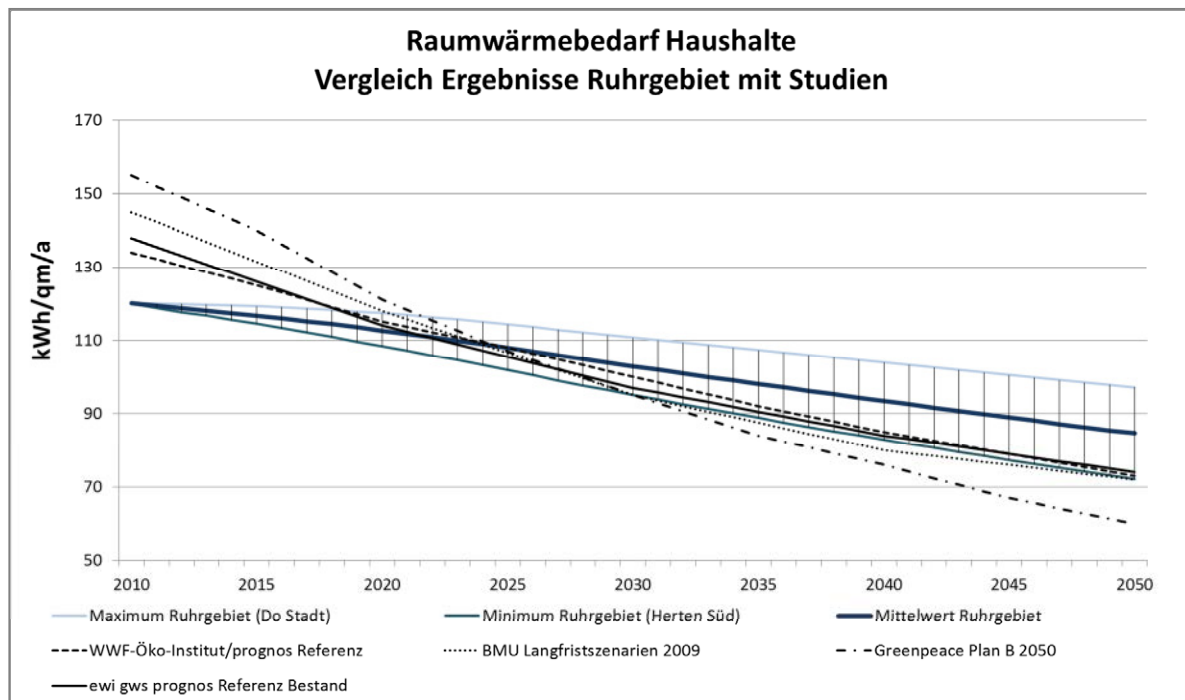


Abbildung 7 Raumwärmebedarfsentwicklung im Ruhrgebiet bis 2050, Quelle: BET

In der vorliegenden Untersuchung werden nur fernwärmeversorgte Gebiete berücksichtigt. Bei den fernwärmeversorgten Gebäuden handelt es sich schwerpunktmäßig um verdichtete Gebäudestrukturen, die niedrigere spezifische Wärmebedarfswerte aufweisen als Ein- und Zweifamilienhäuser, die in den Vergleichsstudien enthalten sind. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass aufgrund der überdurchschnittlich zurückgehenden Bevölkerungszahl im Vergleich geringere Neubauquoten anzusetzen sind. Dies führt zu einer geringeren Abnahme des spezifischen Wärmebedarfs.

Zu berücksichtigen ist bei der Prognose der beheizten Wohnfläche auch die empirisch steigende Wohnfläche je Einwohner. Im Mittel wird ein Anstieg von 39 m²/EW in 2010 auf 41 m²/EW in 2050 angenommen, was bei einer gleichzeitig schrumpfenden Bevölkerung (s.o.) zu einem nur schwächeren Rückgang des beheizten Wohnraums (8% bis 2050) führt.

Mit den oben aufgezeigten Annahmen sinken die Fernwärme-Nachfrage und damit die Einspeisung bis 2050. Nachfolgend dargestellt ist die klima- und gradtagszahl-bereinigte Fernwärmeeinspeisung im Basisszenario.

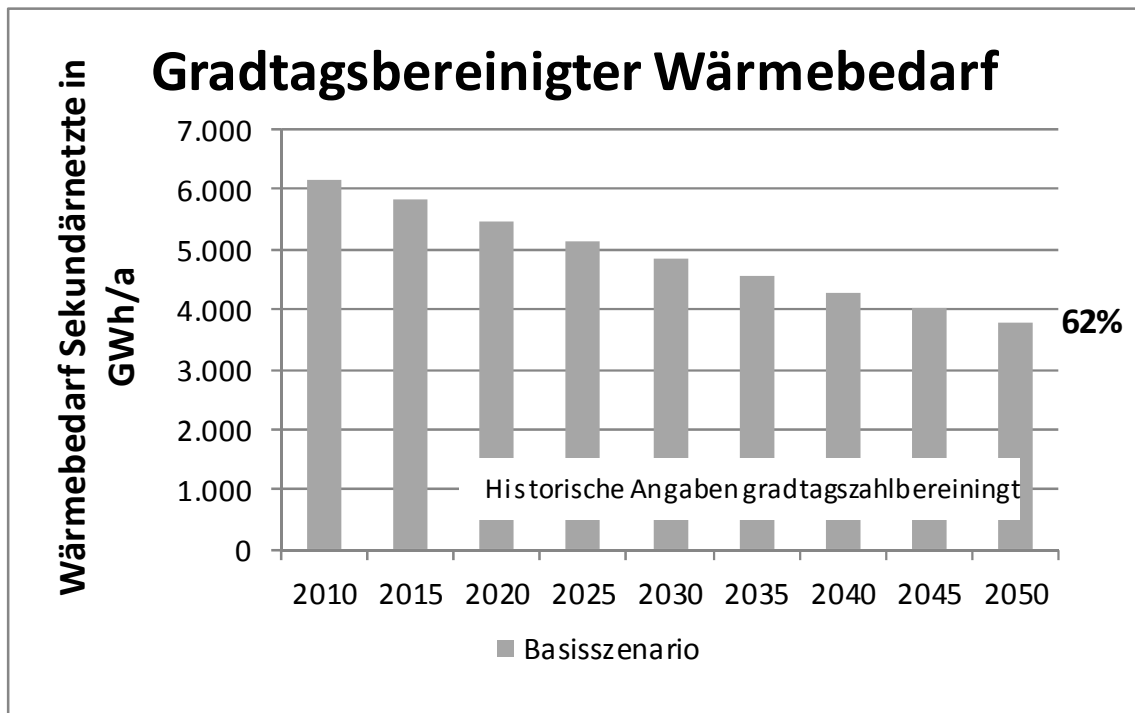


Abbildung 8 Einspeisung bis 2050 im Basisszenario, klimabereinigt, gradtagszahlbereinigt, Quelle: BET

Der Wärmebedarf sinkt über alle Versorgungsgebiete im Basisszenario bis 2050 auf 62% des Bedarfs von 2010. Die Abnahme stellt sich in den einzelnen Teilnetzen sehr unterschiedlich dar.

3.2 Perspektivszenario Wärme

Das Perspektivszenario Wärme entspricht dem Basisszenario Wärme zuzüglich der wirtschaftlichen Erweiterungspotenziale in den Sekundärnetzen, die über Verdichtungsmaßnahmen⁷ hinausgehen. Zur Ermittlung möglicher Fernwärmeerweiterungspotenziale im Ruhrgebiet hat das Bremer Energie Institut (BEI) Untersuchungen durchgeführt mit der Methodik, die für die KWK-Potenzialstudie NRW im Auftrag des Landes NRW entwickelt wurde. Als Flächen der möglichen Erweiterungspotenziale (Hüllflächen der Erweiterung) werden dabei die Siedlungsbereiche definiert, die einen Abstand von 50m bis 1000m um die bestehenden Netze bzw. einen Abstand von bis 1000m zu den Primärnetzen aufweisen. Zudem werden weitere verdichtete Erweiterungsgebiete („Pakete“) betrachtet, die einen Abstand von max. 3 km von den neu vorgesehenen Primärtrassen haben.

3.2.1 Bestimmung der Erweiterungsflächen

Abbildung 9 verdeutlicht schematisch die Erweiterungsflächen (Hüllflächen) der bestehenden Netzstrukturen. Im Bestandsnetz (oranger Bereich) wurden die Verdichtungspotenziale be-

⁷ Die möglichen Verdichtungsmaßnahmen sind im Basisszenario berücksichtigt.

reits im Basisszenario abgeschätzt. Im Netzerweiterungsbereich (blaue Fläche) werden nun zusätzliche Fernwärmeanschlusspotenziale für das Perspektivszenario Wärme quantifiziert.



Abbildung 9 Schema der Hüllflächen zu bestehenden Netzstrukturen, Quelle: BEI

Wenn sich die Hüllflächen verschiedener Sekundärnetze überschneiden (Abstand der Netze < 2 km), werden sie etwa in der Mitte geteilt, so dass die Überlappung wegfällt. Dabei dienen Siedlungsstrukturmerkmale, wie Bahnlinien, große Straßen oder ähnliches, als Trennlinien. Die Hüllflächen der Primärnetze werden als nachrangig eingestuft, da Wärmeverbraucher nicht einzeln, sondern nur als Pakete an die Primärtrassen anzuschließen sind.

Die Gebiete einer Stadt werden nicht zusammengeführt, sondern einzeln abgebildet. Die 1.000m Hüllfläche schneidet teilweise durch die Gebiete der „Pakete“. Um Doppelzählungen zu vermeiden, haben die 1.000m Hüllflächen Vorrang vor den „Paketen“. Abbildung 10 zeigt die Lage aller untersuchten Erweiterungshüllflächen.

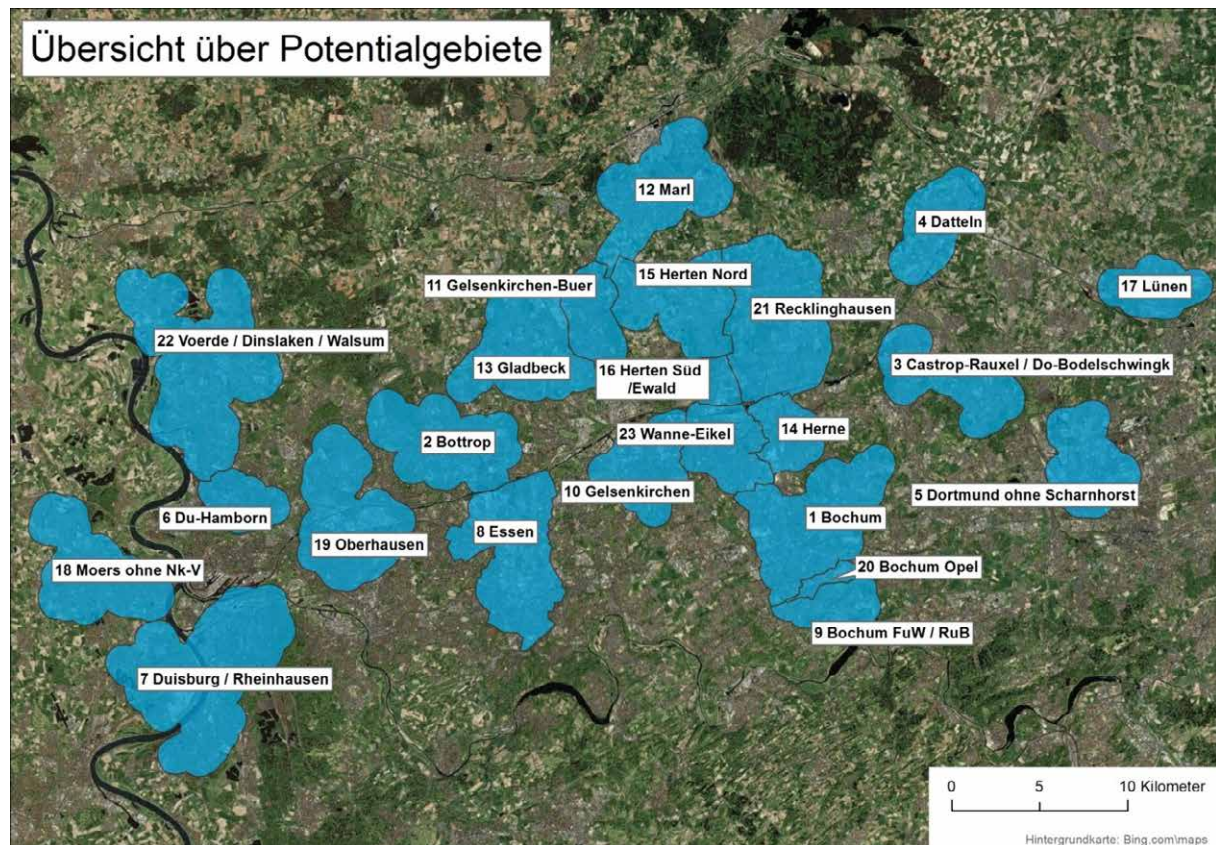


Abbildung 10 Lage der untersuchten Erweiterungshüllflächen, Quelle: BEI

3.2.2 Ermittlung des Nutzwärmebedarfs

Die Methode zur Bestimmung des Nutzwärmebedarfs der Gebäude stammt aus dem Projekt *Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen* [4].

Die Wärmebedarfsermittlung beruht auf der Nutzung von 3D-Laserscanningdaten, welche für alle Gebäude in NRW Angaben über die Nutzungsart, die Gebäudehöhe und -grundfläche sowie die Stockwerkzahl enthalten. Für die Untersuchungsflächen wurden durch die Verwendung von zahlreichen Verbrauchsdaten und einer speziellen Gebäudetypologie jedem Wohn- und Nichtwohngebäude ein flächenspezifischer Wärmebedarfswert sowie ein Gesamtbedarfswert zugewiesen. Bei den Wohngebäuden spielen das Alter sowie das Verhältnis Oberfläche zu Volumen (A/V-Verhältnis) eine entscheidende Rolle, bei den Nichtwohngebäuden vor allem die Nutzungsart (Branche). Der industrielle Wärmebedarf der Dampferzeugung bleibt bei dieser Betrachtung, wie in der gesamten Untersuchung, unberücksichtigt.

Im nächsten Schritt werden Raster (Kantenlänge 40m * 40m) definiert (siehe Abbildung 11, oberes Teilbild). Jeder Rasterzelle wird der kumulierte Wärmebedarf aller in ihr gelegenen Gebäude, konzentriert auf den Gebäudemittelpunkt, zugewiesen. Nun lässt sich eine räumliche Verteilung des Wärmebedarfs, auf Pixel basiert, darstellen (siehe Abbildung 11, mittleres Teilbild). Bei der Betrachtung dieser Karte fällt die abgetrennte Wärmebedarfsverteilung auf,

die sich aus der eindeutigen Gebäude-Rasterzelle-Zuordnung ergibt. Dies entspricht jedoch in einigen Fällen nicht der realen Ausdehnung der Bebauung, da sich große Gebäude über mehrere Rasterzellen erstrecken können. Das Rasterbild weist deshalb an einigen Stellen noch Lücken in einer geschlossen bebauten Siedlung auf. Um diesen Nachteil auszugleichen, werden für die Darstellung zusammenhängender Wärmebedarfsgebiete die Pixel interpoliert, d.h. der halbe Wert einer Rasterzelle wird in Abhängigkeit der Entfernung der Nachbarzellenmittelpunkte an die acht Nachbarpixel verteilt; regelmäßig erfolgt dies wechselseitig. Als Ergebnis der Pixelinterpolation ergibt sich eine Rasterkarte mit einem „weichgezeichneten“ Abbild zusammenhängender Wärmebedarfsgebiete (siehe Abbildung 11, unteres Teilbild). Es ist deutlich sichtbar, wie durch diese Vorgehensweise die kleinen Lücken in den Siedlungsgebieten geschlossen werden, größere unbebaute Bereiche hingegen nicht. Das Gebiet wird außerdem etwas größer; dieser Effekt wird durch eine nachgeschaltete Randbeschneidung minimiert (Rasterzellen mit einem Bedarfswert unter 7,5 MWh/a werden gelöscht).

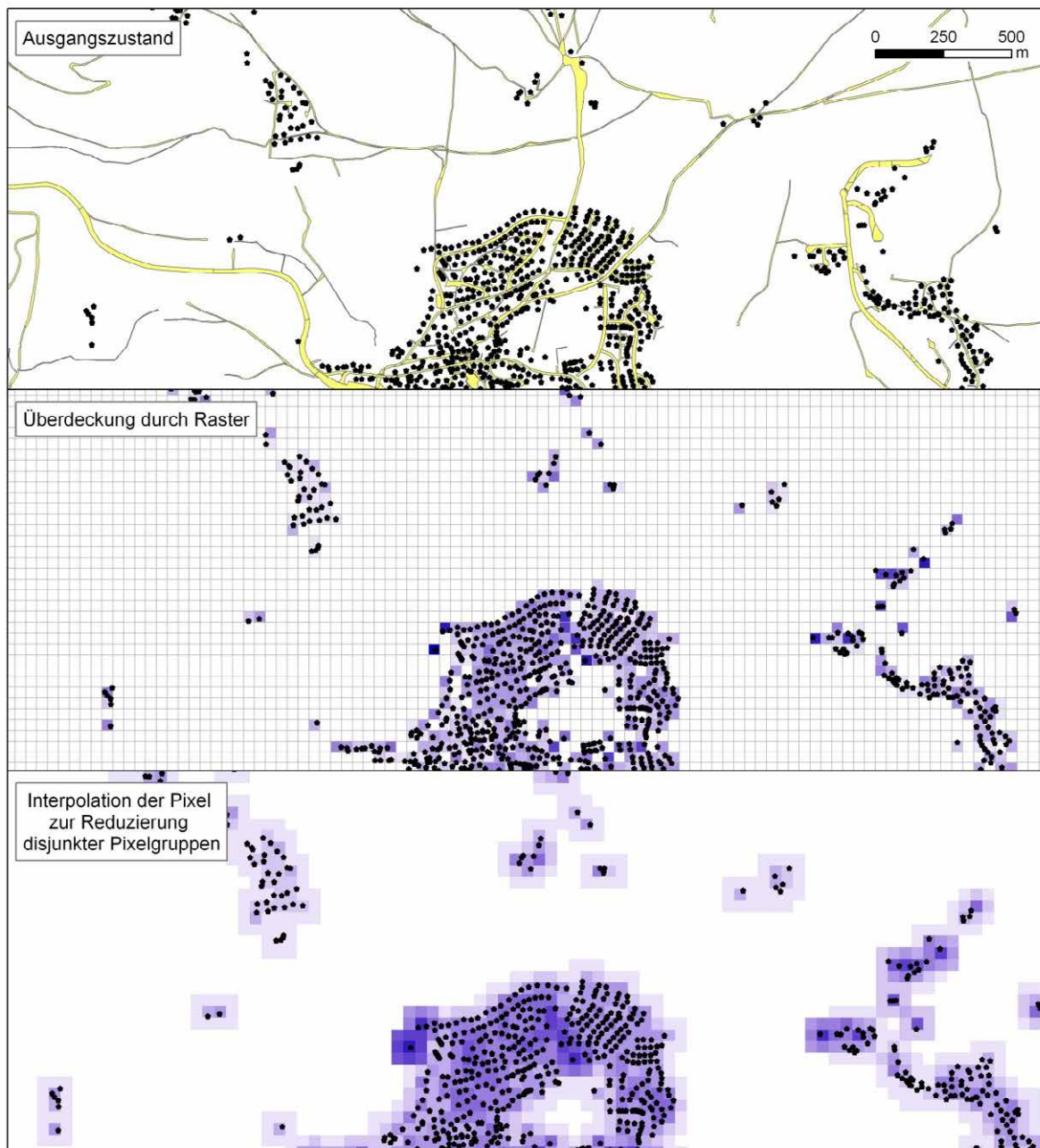


Abbildung 11 Automatisierte Berechnung einer Rasterkarte, Quelle: BEI

Anschließend werden Cluster aus angrenzenden bzw. zusammenhängenden Rastern mit einem jeweiligen Wärmebedarf von mindestens 7,5 MWh/ Raster gebildet. Mit der Fläche der Cluster als Vielfachem der Rasterfläche und dem aufsummierten Wärmebedarf der beteiligten Raster lässt sich die Wärmelastdichte des Clusters bestimmen. In Abbildung 12 lassen sich an einem Beispiel die steigenden Wärmelastdichten anhand der Farben Gelb bis Braun erkennen.

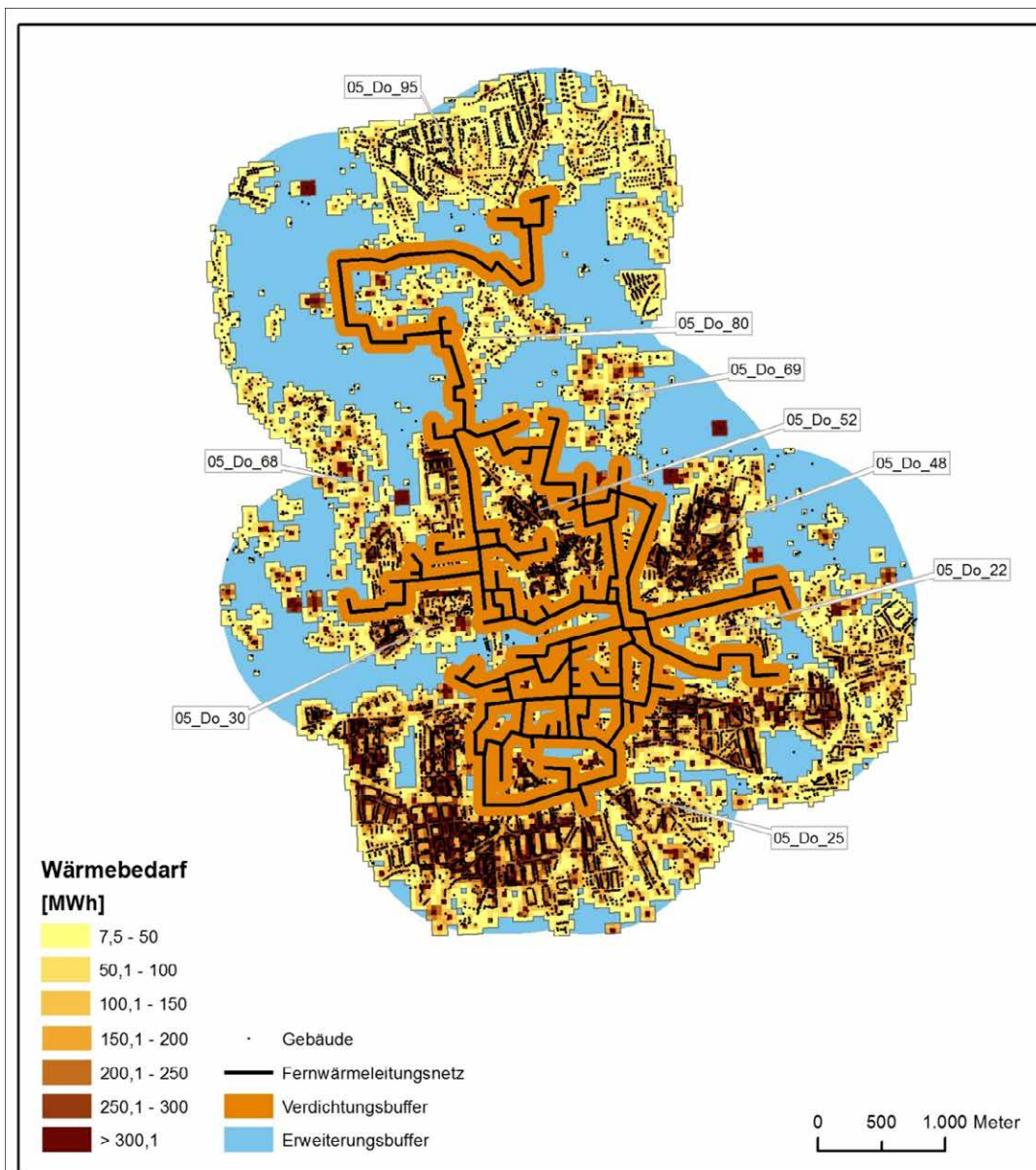


Abbildung 12 Beispiel der Clusterbildung (Dortmund ohne Scharnhorst), Quelle: BEI

3.2.3 Wirtschaftlichkeit der Erweiterungspotenziale

Die Wirtschaftlichkeit der Erweiterungspotenziale ist nur in Gebieten mit einer hohen Wärmelastdichte gegeben. Nur in solchen Gebieten sind die Fixkosten für Errichtung und Betrieb der Trassen bis zum Endkunden wettbewerbsfähig. Für diese Untersuchung wurden folgende in der Fernwärmewirtschaft üblichen Ansätze getroffen (Erfahrungswerte BET):

- Maximale Fixkosten der Trassen beim Endkunden 30 €/MWh
- Kosten der Trassen beim Versorger 80-100 €/m/a
- Ergebnis der Mindestliniendichte 3,0 MWh/m/a
- Trassenbedarf der Flächenversorgung 11 km/km²
- Erreichter Anschlussgrad 65%

Der Trassenbedarf der Flächenversorgung von 11 km/km² entspricht in etwa dem Mittelwert der 27 untersuchten Sekundärnetze. Ausgehend von diesen Kenngrößen werden die Cluster als fernwärmewürdig eingestuft, deren Wärmelastdichte über 50.000 MWh/km² liegt und deren Größe 1000 MWh/a übersteigt.

Im Ergebnis wurden 7,6 % der bewerteten Clustern als fernwärmewürdig eingestuft.

3.2.4 Ergebnis Perspektivscenario Wärme

Die Ergebnisse des Perspektivscenario des Wärmebedarfs ergeben sich aus der Addition des Basisszenarios und den ermittelten Erweiterungspotenzialen. Das Perspektivscenario beinhaltet zwei Unterszenarien. Nach Aussagen von E.ON wird der Ausbau der Fernwärme durch E.ON-Netz der E.ON nur dann erfolgen, wenn das Kraftwerk Datteln 4 in Betrieb geht. Das Wärmeperspektivscenario beinhaltet folglich in den Varianten ohne das Kraftwerk Datteln 4 im E.ON-Netz nur das Wärmebasisszenario, da eine Erschließung durch Dritte nicht angenommen wurde, und in den Varianten mit Betrieb des Kraftwerks Datteln 4 auch im E.ON-Netz den zusätzlichen Wärmebedarf durch Erschließung der Netzausbaupotenziale.

In Abbildung 13 ist die Entwicklung des Wärmebedarfs der Sekundärnetze in den Perspektivscenarien bis 2050 abgebildet und dem Basisszenario gegenübergestellt. Es wurde angenommen, dass der Wärmebedarf von Opel und der Ruhruniversität Bochum (RUB) ab 2025 von eigenen Anlagen und nicht aus den Wärmeschienen bedient wird. Ohne Opel und RUB entwickelt sich der Wärmebedarf im Basisszenario auf 62% und im Perspektivscenario auf 113% der Werte von 2010. Im Perspektivscenario kann also der einsparungsbedingte Rückgang der Fernwärmemengen überkompensiert werden.

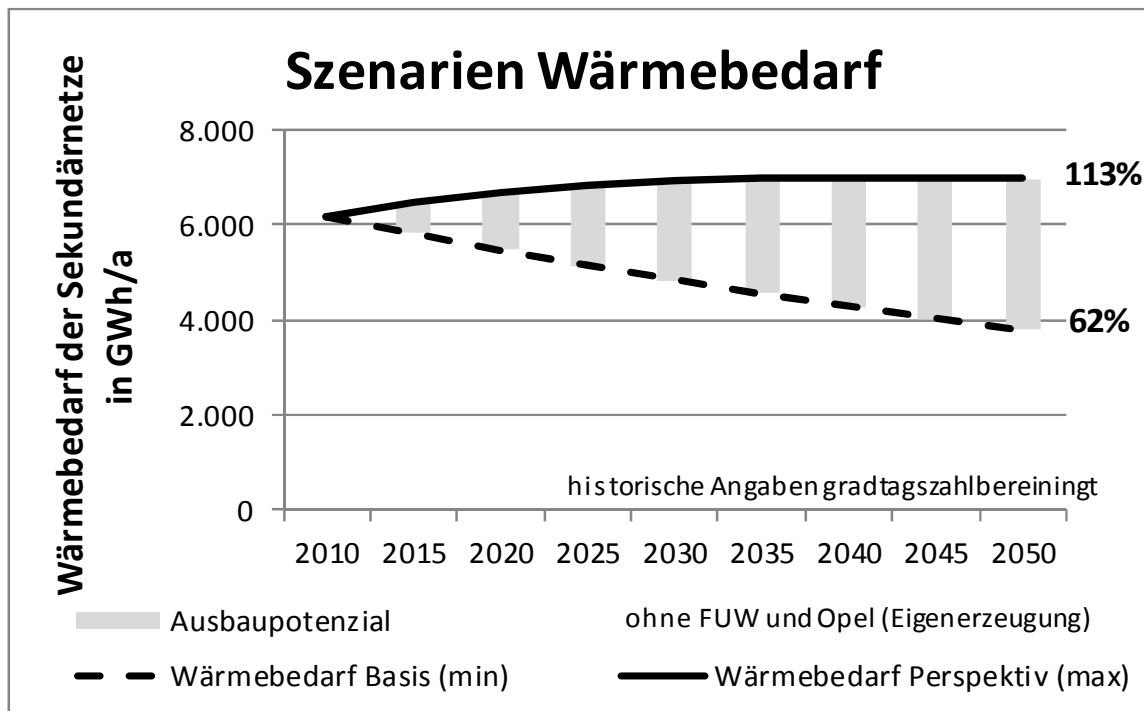


Abbildung 13 Wärmebedarf der Sekundärnetze im Basis- und Perspektivszenario, Quelle: BET

4 Wärmeeinspeiser

Für eine Bewertung der Fernwärme Ruhrgebiet ist der Wandel der Wärmeeinspeisungen von 2017 bis 2050 nach der Sterbelinie der Kraftwerke und vor dem Hintergrund der politischen Ziele zu untersuchen. Als Wärmeeinspeiser werden im Konzept Fernwärme Ruhrgebiet folgende Familien von Erzeugungsanlagen unterschieden:

- Industrielle Abwärme
- Erneuerbare Energien
- Abfallheizkraftwerke
- Strom-Kraftwerke
- wärmeorientierte Kraftwerke
- (Wärmespeicher)
- Heizwerke
- Elektrokessel

Aus ökologischen Gründen werden die Einspeiser industrielle Abwärme, Erneuerbare Energien und Abfallheizkraftwerke wegen ihrer Emissionsfreiheit als Vorrang einspeiser behandelt.

4.1 Industrielle Abwärme

Industrielle Abwärme ist unbesicherte Wärme, deren Verfügbarkeit von den betrieblichen Gegebenheiten der industriellen Quellen abhängt. Für diese Untersuchung sind die Angebotsmengen maßgeblich, die sich aus der Nennleistung und den mittleren Verfügbarkeiten ergeben. Die tatsächlichen Abnahmemengen hängen von der Aufnahmefähigkeit der Netze im Ruhrgebiet ab und sind Ergebnisse der Simulation der einzelnen Netzvarianten.

Im Ruhrgebiet existieren zurzeit sieben Einspeiser industrieller Abwärme:

- Angebot bestehender Einspeiser
 - Beeckerwerth
 - Schwelgern
 - Sachtleben
 - Oberhausen
 - Dortmund
 - Lünen

In Summe werden jährlich etwa 730 GWh in die Wärmenetze eingespeist, wobei heute schon das Angebot über diesem Wert liegt. Im Rahmen der Potenzialermittlung wurden von Thyssen Krupp AG zusätzliche Potenziale für industrielle Abwärme im Ruhrgebiet benannt:

- Angebot Neupotenziale Thyssen Krupp
 - Beeckerwerth
 - Bochum Wattenscheid
 - Duisburg Hüttenheim

Die neuen Abwärmepotenziale belaufen sich in Summe auf jährlich etwa 1040 GWh. Für die Modellierung der Angebotsmengen industrieller Abwärme wurden die spezifischen Verfügbarkeiten je Quelle mit einer entsprechenden Anzahl von Ausfalltagen angenommen. Für die Entwicklung der industriellen Abwärme wurde angenommen, dass die verfügbaren Mengen für die bestehenden Einspeiser und für die Neupotenziale je Einspeisung auf pauschal 60% bis 2050 absinken. Die Absenkung soll berücksichtigen, dass die mittel- und langfristigen Verfügbarkeiten der Quellen industrieller Abwärme einer Unsicherheit durch Produktionsveränderungen oder Firmenschließungen unterliegen.

Über den Betrachtungszeitraum ergeben sich geordnete Dauerlinien der maximalen Einspeise- bzw. Angebotsmengen, die sich aus der Kombination der Einzelverfügbarkeiten der Quellen ableiten (vergleiche Abbildung 14).

Das Jahr 2010 sticht heraus, da die zusätzlichen Abwärmepotenziale von Thyssen Krupp noch nicht berücksichtigt sind. Auch mit Berücksichtigung der angesetzten Abschmelzung der industriellen Abwärme auf 60% bis 2050 liegen die Mengen in 2050 fast 50% über den Mengen von 2010.

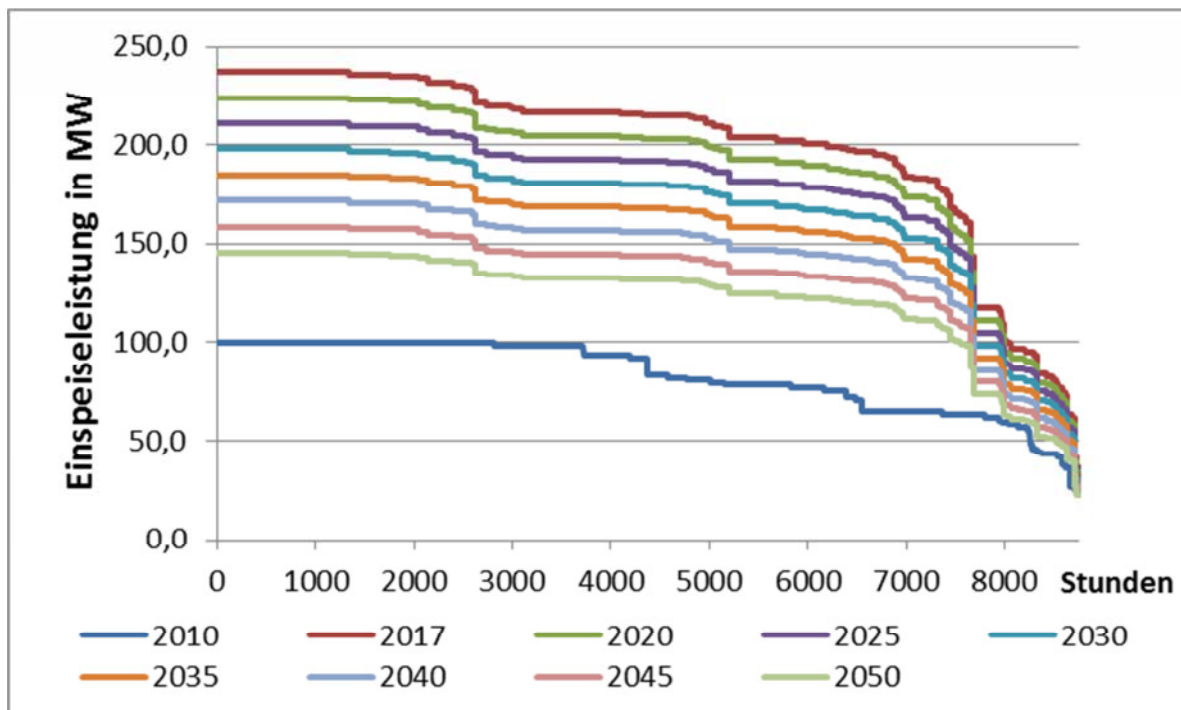


Abbildung 14 Entwicklung der geordneten Jahresdauerlinien industrieller Abwärme bis 2050, Quelle: BET

Die Wärmekosten der industriellen Abwärme werden mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis abgebildet. Der Leistungspreis wurde in Abhängigkeit von den Entfernungen der jeweiligen Einspeiser zum Wärmenetz kostenbasiert angesetzt. Als Arbeitspreis wurde ein

Wert unterhalb der üblichen bzw. anlegbaren Stromverlustkosten von Strom-Kraftwerken zuzüglich einer Marge angesetzt.

4.2 Erneuerbare Energien

Im Ruhrgebiet werden zurzeit 4 Wärmeerzeuger mit Erneuerbaren Energien und einer Gesamtleistung von ca. 25 MW und einer Wärmemenge von 200 GWh/a betrieben:

- Dinslaken (Biomasse)
- Moers (Biomasse)
- Oberhausen (Biomasse)
- Bochum Kornharpen (Deponiegas)

Als potenzielle Einspeiser von Wärme aus Erneuerbaren Energien kommen im Ruhrgebiet grundsätzlich in Frage:

- Feste Biomasse (Primärnetz und Sekundärnetze)
- Biogas (nur Sekundärnetze)
- Geothermie (Primär- oder Sekundärnetze)
- Solarthermie (nur Sekundärnetze)

Die Entwicklung der Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Ruhrgebiet wird in einem Top-down-Ansatz auf Basis der politischen Zielstellungen angesetzt, wobei die spezifischen Gegebenheiten des Ruhrgebietes berücksichtigt werden.

Das politische Ziel ist die Reduktion der CO₂-Emissionen der Fernwärme bis 2050 um 80% gegenüber 1990 [5]. In [1] wird der Anteil Erneuerbarer Energien an der Fernwärmeerzeugung in 2050 in ganz Deutschland mit 53% - 65% angegeben. Allerdings ist zu erwarten, dass Anteile Erneuerbarer Energien in der Fernwärme in Höhe von 60% oder mehr im Ruhrgebiet wegen seines städtischen und industriellen Charakters als Ballungsraum nicht erreicht werden können.

In dieser Untersuchung werden für das Ruhrgebiet Mengen der Einspeisung Erneuerbarer Energien in die Fernwärme in Höhe von 800 GWh in 2050 angesetzt. Dies entspricht mehr als einer Vervierfachung der aktuellen Mengen und führt im Basisszenario zu einem EE-Anteil von 21% und im Perspektivszenario zu einem EE-Anteil von 12%, wie Abbildung 15 verdeutlicht.

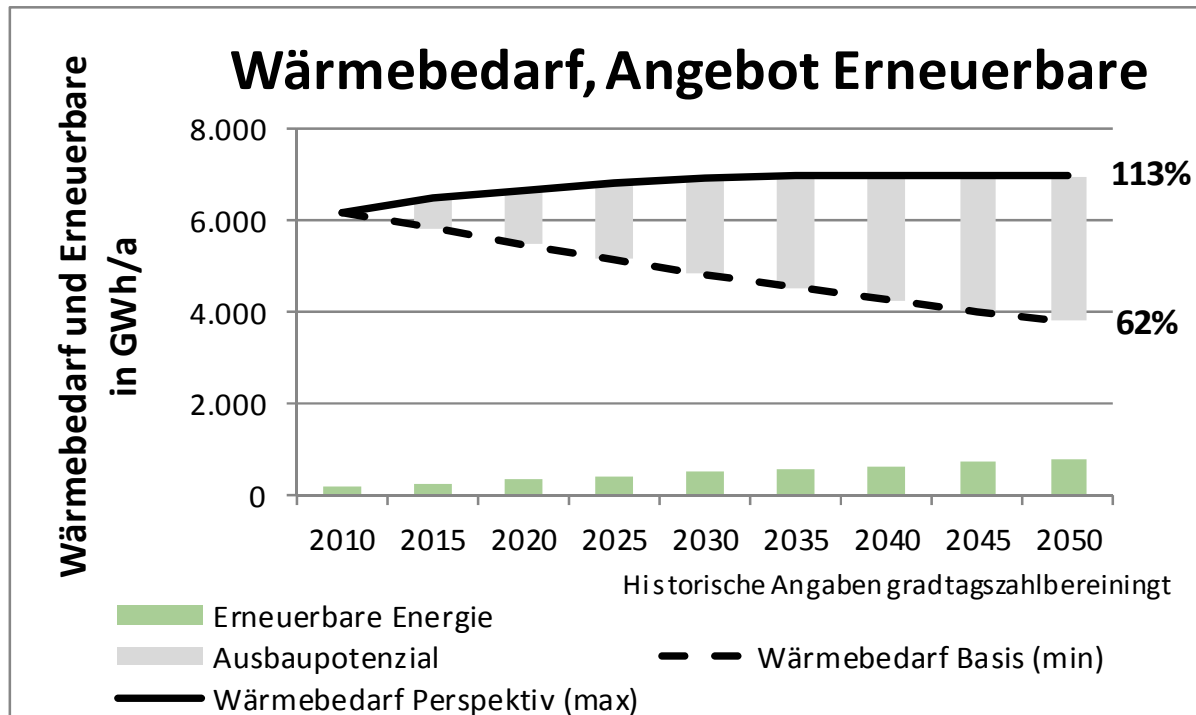


Abbildung 15 Mengen der Einspeisung Erneuerbarer Energien in die Fernwärme, Quelle: BET

Dabei wird angenommen, dass der Zubau der Erneuerbaren Energien zu gleichen Teilen in die Primär- und Sekundärnetze einspeist:

- 50% in Primärnetze
- 50% in Sekundärnetze

Die Einspeisungen in die Sekundärnetze können Einspeisungen oder auch Substitutionen, also Mengenverluste der Fernwärme sein, für die die Fernwärme die Spitzenlast und die Besicherung übernimmt. Aus systematischen Gründen werden die Substitutionen von Fernwärme durch dezentrale Erneuerbare Energien wie Einspeisungen von Erneuerbaren Energien behandelt.

Der Lastverlauf der Erneuerbaren Energien wird als grundlastorientiert angesetzt und ergibt eine Leistungsentwicklung bis 2050 gemäß Abbildung 16.

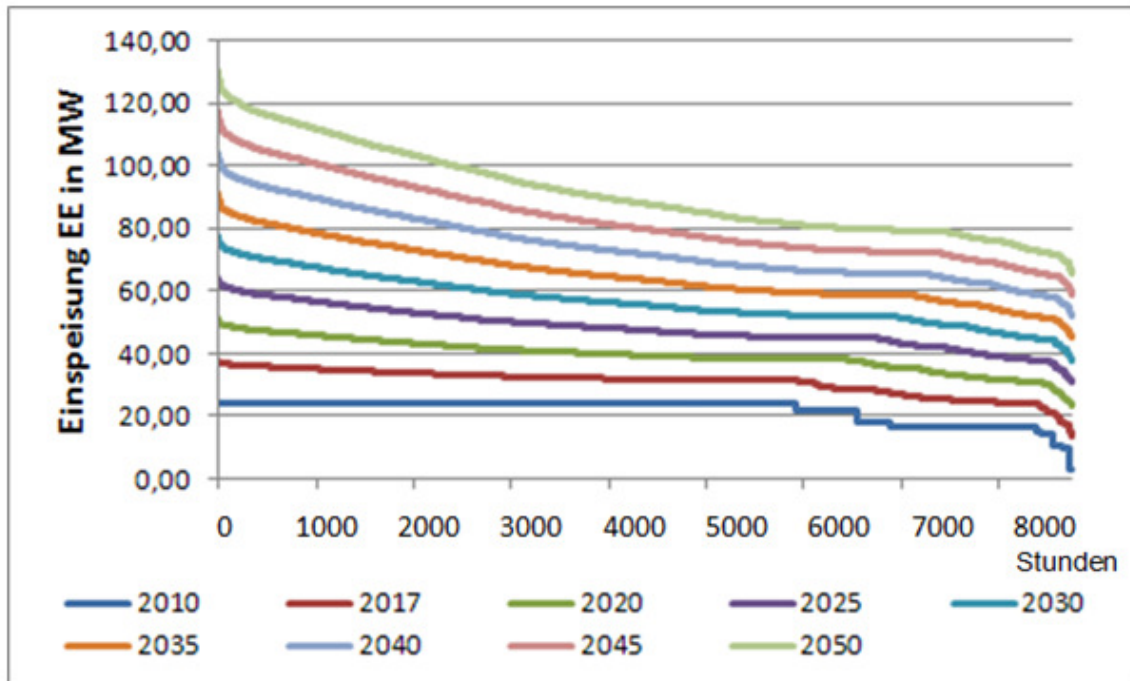


Abbildung 16 Lastverlauf der Einspeisung Erneuerbarer Energien, Quelle: BET

Die Wärmekosten der Erneuerbaren Energien werden analog zu den fossilen Erzeugern mit Stromverlustkosten bewertet. Der Arbeitspreis wird oberhalb der üblichen Stromverlustkosten angesetzt. Der Leistungspreis der Einspeisung Erneuerbarer Energien wird wie bei Kraftwerken mit 30 €/kW/a angesetzt.

Im Modell wird die Wärmeeinspeisung aus Erneuerbaren Energien als vorrangig vor den strom- und wärmeorientierte Kraftwerken und Elektrokesseln behandelt.

4.3 Müllheizkraftwerke

Im Ruhrgebiet sind die drei folgenden Abfallverbrennungsanlagen mit folgenden Wärmeauskopplungen in Betrieb:

- Essen Karnap 130 MW
- RZR Herten 25 MW
- GMVA Oberhausen 42 MW

Die bereitgestellte Wärmeleistung beträgt in Summe ca. 200 MW. Die Anlagen bestehen jeweils aus mehreren Linien und wurden in der Vergangenheit mit ca. 8.000 h/a betrieben. Für die Anlagen RZR Herten und GMVA Oberhausen werden nach entsprechenden Voruntersuchungen die technisch möglichen Ertüchtigungen der Wärmeauskopplung auf jeweils 110 MW ab 2017 berücksichtigt, so dass die Wärmeleistung ab 2017 ca. 350 MW beträgt.

Zur Prognose der zukünftigen Wärmemengen aus Müllheizkraftwerken ist eine Prognose der Abfallmengen erforderlich. Das personenbezogene Aufkommen an Haus- und Gewerbeabfall und Sperrmüll liegt im Ruhrgebiet im Mittel bei ca. 440 kg/Kopf. In [6] ist für das Abfallaufkommen im Ruhrgebiet bis 2019/2020 ein mittlerer Rückgang von bis zu 3% prognostiziert.

Für die Untersuchung wurde zur Absicherung der Ergebnisse ein stärkerer Rückgang des Aufkommens pro Kopf im Ruhrgebiet angenommen, um sichere Mengen auskoppelbarer Wärme zu erhalten. Ein Import von Abfall ins Ruhrgebiet wurde nicht berücksichtigt.

Prognose der Minderungen des Haus-, Gewerbeabfalls und Sperrmülls⁸:

- 2010 - 2020 um -2%/a
- 2021 - 2030 um -1%/a
- 2031 - 2050 um 0%/a

Mit der prognostizierten Bevölkerungsentwicklung im Ruhrgebiet ergibt sich daraus gemäß Abbildung 17 eine Reduktion des Abfallaufkommens in 2050 gegenüber 2010 auf 65%. Die Entwicklung des Gewerbeabfalls wird analog angesetzt.

⁸ Im Weiteren mit „Haushaltsabfälle“ bezeichnet.

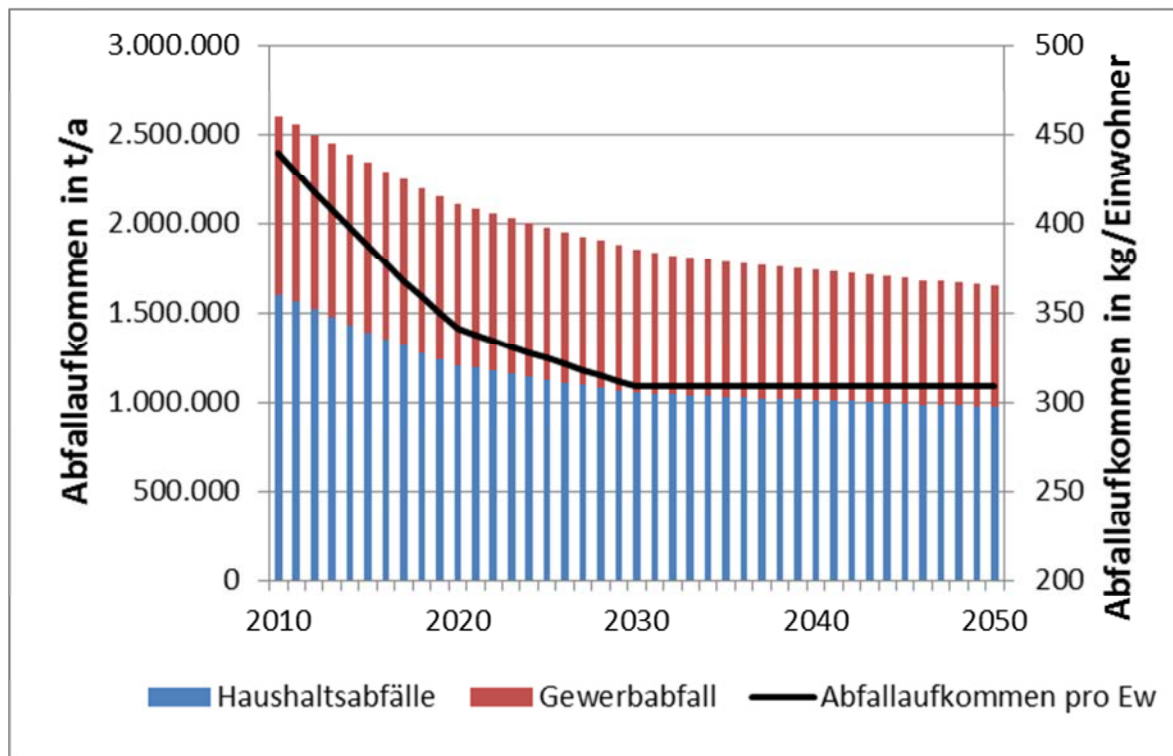


Abbildung 17 Prognose der Abfallmengen, Quelle: Abfallwirtschaftsplan Nordrhein-Westfalen, Darstellung BET

Wegen der Gleitdruckfahrweise der Abfallverbrennungsanlagen führen Mindermengen des Brennstoffes zunächst zu einer Stromeinbuße und erst verspätet auch zu einer Wärmeeinbuße. Die im Ruhrgebiet in Summe auskoppelbare Fernwärme sinkt von ca. 350 MW in 2017 auf ca. 300 MW in 2050 und ist in Abbildung 18 dargestellt.

Die Wärmekosten der Abfallverbrennungsanlagen entsprechen als Arbeitspreis dem Stromverlust zuzüglich einer Marge. Es wird davon ausgegangen, dass der anlagentechnische Aufwand zur Realisierung einer Wärmeauskopplung ähnlich ist wie in einem kohlegefeuerten Stromkraftwerk. Als Leistungspreis der Wärmeauskopplung wird analog ein Betrag von 30 €/kW/a angesetzt. Wegen der Vorteile einer hohen energetischen Verwertung des Abfalls nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz ist davon auszugehen, dass die Betreiber der Abfallverbrennungsanlagen ein Interesse an der Wärmeauskopplung haben.

Die Wärmeeinspeisung aus Abfallheizkraftwerken wird als vorrangig vor der fossilen Wärmeerzeugung und vor Elektrokesseln behandelt.

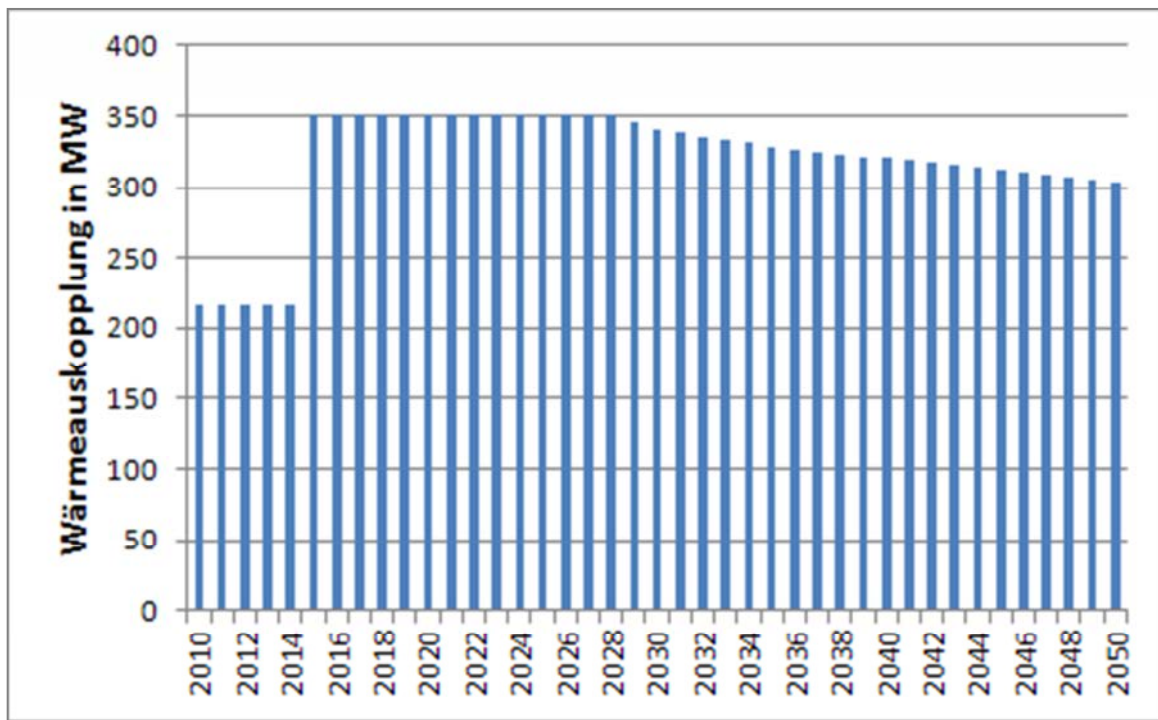


Abbildung 18 Auskoppelbare Wärmeleistungen der Abfallheizkraftwerke (Sprung 2015 durch Ertüchtigung von RZR Herten und GMVA Oberhausen), Quelle: BET

4.4 Stromorientierte Kraftwerke

Als Strom-Kraftwerke werden Anlagen bezeichnet, deren vornehmlicher Zweck in der Stromerzeugung liegt, die stromorientiert betrieben werden und die mit Entnahme-Kondensations-Turbinen zur Wärmeauskopplung ausgerüstet sind. Die folgenden Kraftwerke werden im Gutachten als bestehende stromorientierte Kraftwerke ab 2017 bis zum jeweiligen Betriebsende berücksichtigt:

- Herne 3 (Steag)
- Herne 4 (Steag)
- Hochfeld (Stw Duisburg)
- Wanheim III A (Stw Duisburg)
- Wanheim III B (Stw Duisburg)
- Walsum 9 (Steag)
- Walsum 10 (Steag)
- Datteln 4 (EON)
- Kraftwerk Knepper (EON)
- Kraftwerk Scholven (EON)
- Kraftwerk Lünen (Trianel)

Ob der Neubau von stromorientierte Kraftwerken wirtschaftlich ist, wurde für GuD-Anlagen ($600 \text{ MW}_{\text{el}}$, $300 \text{ MW}_{\text{th}}$) und Kohlekraftwerke ($1200 \text{ MW}_{\text{el}}$, $450 \text{ MW}_{\text{th}}$) exemplarisch untersucht. Danach können die Vollkosten von stromorientierten Kraftwerken mit Gas und Kohle bis 2050 in beiden Energiemarktszenarien auch bei der Berücksichtigung von KWK-Zuschlägen

nach KWKG und der Berücksichtigung der CO₂-Gratisallokation für Wärmeerzeugungen der dritten Handelsperiode derzeit nicht gedeckt werden⁹. In Abbildung 19 und Abbildung 20 sind die Deckungsbeiträge, die fixen Betriebskosten und die Vollkosten von zwei typischen stromorientierten Kraftwerken (kohlegefeuertes Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46% und gasgefeuerte GuD-Anlage mit einem Wirkungsgrad von 60%) im Vergleich zu ihren fixen Betriebskosten und ihren Vollkosten dargestellt. Bei den verwendeten Energiemarktszenarien können stromorientierte Kraftwerke ihre Vollkosten nicht erwirtschaften. Deshalb werden Neubauten von stromorientierten Kraftwerken in dieser Untersuchung nicht unterstellt.

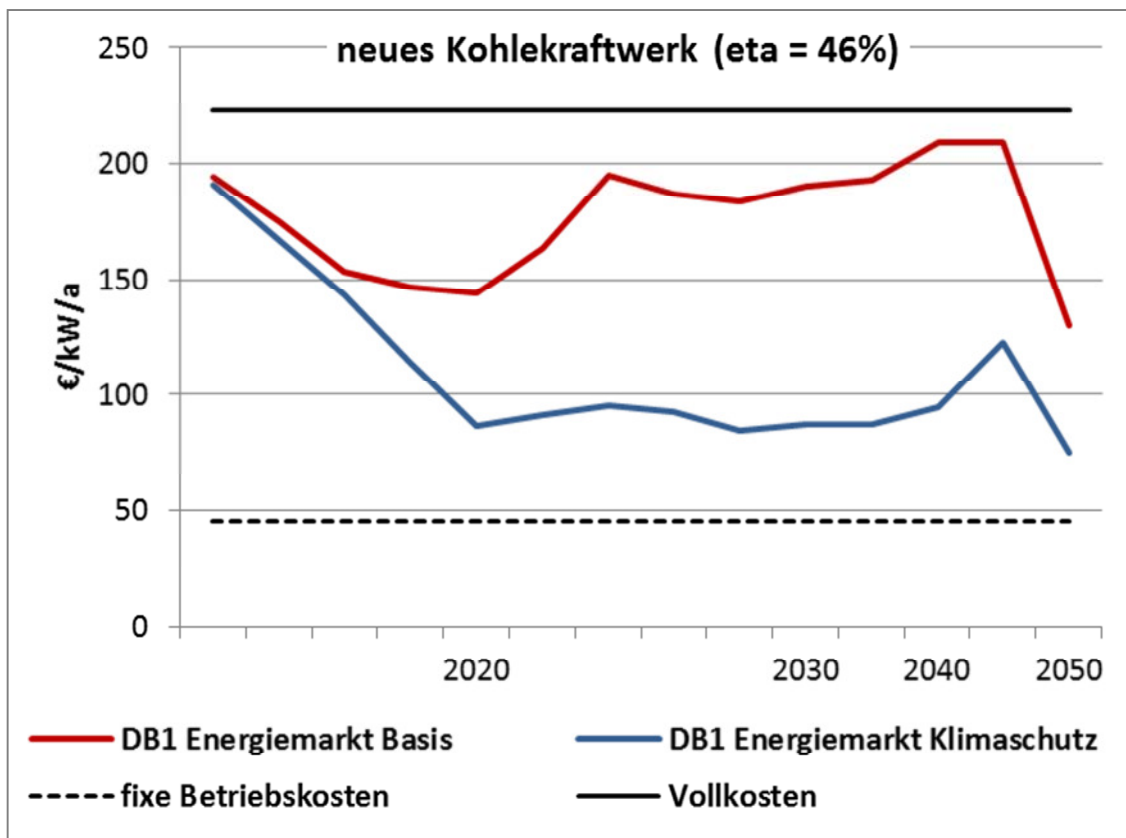


Abbildung 19 Vollkosten und fixe Betriebskosten von stromorientierten Kohle-Kraftwerken, Quelle: BET

⁹ Hierbei wurde vom aktuellen Marktdesign ausgegangen

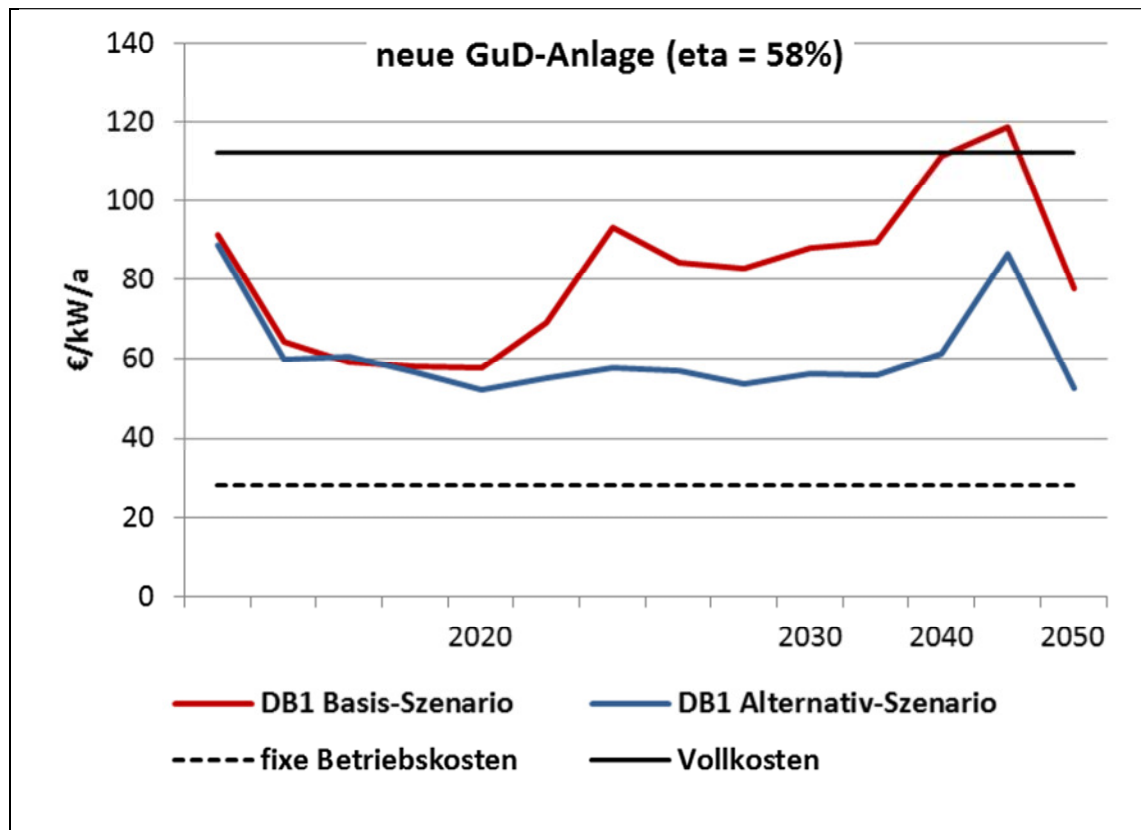


Abbildung 20 Vollkosten und fixe Betriebskosten von stromorientierten Gas-Kraftwerken, Quelle: BET

Für die bestehenden Strom-Kraftwerke wurden folgende technische Daten, die abstimmungsgemäß nicht veröffentlicht werden sollen, je Kraftwerk in den Berechnungen verwendet:

- Maximale Stromerzeugung
- Minimale Stromerzeugung
- Wärmeauskopplung bei maximaler Stromerzeugung
- Wärmeauskopplung bei minimaler Stromerzeugung
- Vorlauftemperatur
- Stromverlustkennziffer
- Revisionszeiten
- Geplante Außerbetriebsetzung

Der Leistungspreis der Wärmeauskopplung aus den stromorientierten Kraftwerken wurde wegen fehlender tatsächlicher Daten der konkreten Kraftwerke mit 30 €/kW/a für den investiven und betrieblichen Fixkostenaufwand der Wärmeauskopplung angesetzt. Die variablen Wärmeerzeugungskosten der stromorientierten Kraftwerke werden zweigeteilt modelliert. In Zeiten eines positiven Deckungsbeitrages entsprechen sie den Kosten des Stromverlustes zuzüglich einer Marge. In Zeiten der Wärmeauskopplung bei negativen Deckungsbeiträgen (Zwangsbetrieb) übernimmt die Wärme die gesamten wirtschaftlichen Verluste des Kraftwerkes ohne Marge. Die Arbeitskosten der Wärme aus stromorientierten Kraftwerken können daher bis zu den Arbeitskosten von Heizwerken steigen.

Für neu stromorientierte Kraftwerke, die zwischen dem 19.7.2012 und 31.12.2020 in Betrieb genommen werden, wird die Förderung nach dem novellierten KWK-Gesetz mit den aktuellen Fördersätzen in Höhe von gerundet 21 €/MWh KWK-Strom berücksichtigt. Für bestehende und neue Kraftwerke mit Wärmeauskopplung wird die abschmelzende CO₂-Gratisallokation für Wärmelieferungen vom 1.1.2013 bis 31.12.2026 einbezogen.

4.5 Wärmeorientierte Kraftwerke

Wärmeorientierte Kraftwerke sind KWK-Anlagen, deren vornehmlicher Zweck in der Wärmeerzeugung liegt und die mit Gegendruck- oder aber auch mit Entnahme-Kondensations-Turbinen zur Wärmeauskopplung ausgerüstet sein können. Als wärmeorientierte Kraftwerke werden in der Untersuchung folgende bestehende Kraftwerke berücksichtigt:

- Fernwärmekraftwerk Buer (E.ON)
- Kraftwerk Bochum (RWE)
- Kraftwerk Dortmund mit Vorschaltturbine (RWE)
- GuD Hiltrop (Stw Bochum)
- KWK Sterkrade (EV Oberhausen)
- KWK Alt-Oberhausen (EV Oberhausen)

In der Untersuchung werden Neubauten von wärmeorientierten Kraftwerken so unterstellt, dass die Stilllegungen der Bestandsanlagen nur soweit kompensiert werden, wie es für die Deckung der Wärmelast erforderlich ist. Die Frage der Wirtschaftlichkeit von wärmeorientierten Kraftwerken wurde nicht im Einzelnen untersucht, da diese Kraftwerke die Kosten einer Wärmeerzeugung aus Heizwerken deutlich minimieren können. Als neue wärmeorientierte Kraftwerke wurden in den einzelnen Netzvarianten und Szenarien der Untersuchung folgende Anlagen unterschiedlich berücksichtigt:

- GuD Versorgungsbereich EON
- Gasturbine Datteln
- BHKW Knepper
- Herne 5
- GuD Duisburg

Da es für diese Untersuchung unerheblich ist, wer diese Kraftwerke betreibt, wurde auf die Zuordnung der neuen Kraftwerke zu einer Betreibergesellschaft verzichtet. Die drei Kraftwerke GuD Versorgungsbereich E.ON, Gasturbine Datteln und BHKW Knepper sind nur in den Varianten ohne das Kraftwerk Datteln 4 erforderlich.

Die Wärmekosten aus wärmeorientierten Kraftwerken werden als Vollkosten bzw. Wärmekosten der Anlagen ermittelt und in eine Leistungs- und eine Arbeitskomponente aufgliedert. Beim Ansatz der Kapitalkosten werden die Baujahre der bestehenden Anlagen berücksichtigt. Für neue wärmeorientierte Kraftwerken, die zwischen dem 19.7.2012 und 31.12.2020 in Betrieb genommen werden, wird die Förderung nach dem novellierten KWK-Gesetz mit den aktuellen Fördersätzen in Höhe von gerundet 21 €/MWh KWK-Strom berücksichtigt. Für bestehende und neue Wärmekraftwerke mit Wärmeauskopplung wird die ab-

schmelzende CO₂-Gratisallokation für Wärmelieferungen vom 1.1.2013 bis 31.12.2026 angesetzt.

Die berechneten mittleren Wärmekosten der Wärmekraftwerke liegen über den mittleren Wärmekosten der Stromkraftwerke. Dies bildet ab, dass die Stromerzeugung in den Stromkraftwerken den überwiegenden Teil der Investitionskosten der Kraftwerke trägt.

4.6 Heizwerke

Heizwerke dienen zur Besicherung der Wärmeauskopplung aus Kraftwerken und zur Abdeckung der Spitzenlast. In der Untersuchung der Fernwärme Ruhrgebiet wurden die Heizwerke gemäß Tabelle 1 mit den jeweiligen Hauptbrennstoffen berücksichtigt. Die Jahresnutzungsgrade der Heizwerke liegen zwischen 70% und 90%.

Tabelle 1 Übersicht Heizwerke

Heizwerk	Brennstoff
Bochum RWE	Erdgas
Bochum, HW Stadionring	Heizöl
Bochum, Kessel Hiltrop	Erdgas
Bottrop-Innenstadt	Heizöl
Datteln	Heizöl
Dinslaken	Heizöl
Dortmund RWE	Heizöl
Duisburg HW Süd, Huckingen	Erdgas
Duisburg HWK II, Hochfeld	Heizöl
Duisburg Nord (Hamborn)	Erdgas
Essen	Heizöl
Essen-Rüttenscheid	Erdgas
Essen-Rüttenscheid	Kohle
Gelsenkirchen	Heizöl
Knepper	Heizöl
Lünen	Heizöl
Marl	Heizöl
Moers	Heizöl
Oberhausen	Heizöl
Recklinghausen Süd	Heizöl
Shamrock (Herne)	Heizöl
Westerholt (Gelsenkirchen)	Heizöl

4.7 Elektrokessel

Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung ergeben sich nach den Energiemarktszenarien bis 2050 unterschiedliche Umfänge von Zeiten mit Tiefstpreisen für Strom. In diesen Zeiten mit einem großen Angebot von Strom aus Erneuerbarer Energie ist der Einsatz von Elektrokesseln zur Wärmeversorgung (power to heat) wirtschaftlich vertretbar und ökologisch sinnvoll.

Für die Wärmeerzeugung in Elektrokesseln sind heute neben dem Strompreis Netzentgelte, Stromsteuer, EEG- und KWK-Umlage als variable Kosten zu entrichten. In der Untersuchung wird angenommen, dass der politische Rahmen den Einsatz von Elektrokesseln durch Reduzierung dieser Nebenkosten ab 2030 anreizt. Dies führt ab 2030 zum Bau von Elektrokesseln im Umfang von 140 MW, die in 2050 ca. 400 h/a betrieben werden. Die Aufstellung der Kessel erfolgt dezentral in 5-MW-Einheiten, die Wärmeeinspeisung wird direkt in die Sekundärnetze vorgesehen.

Für die Wärmekosten aus Elektrokesseln wurde angenommen:

- Leistungspreis 10 €/kW/a
- Arbeitspreis bis 2025: Strommarktpreis + tatsächliche Stromnebenkosten
- Arbeitspreis ab 2030: Strommarktpreis zuzüglich 25 €/MWh (reduzierte Nebenkosten)

5 Wärmenetze

Bei der Identifikation ökologischer und wirtschaftlicher Potenziale zur Weiterentwicklung der Fernwärme im Ruhrgebiet kommt der Transportfähigkeit der Wärme eine tragende Rolle zu, um Nachfrage und Angebot der Wärme aufeinander abzustimmen. Mit zunehmender Vermaschung der Primärnetze können die Potenziale der Vorrang-Wärmeeinspeiser besser genutzt werden und die installierte Gesamtleistung einer gesicherten Wärmeversorgung durch Gleichzeitigkeitseffekte abgesenkt werden. Die im Folgenden erörterten Netzvarianten stellen ein unterschiedliches Maß der Fernwärmevernetzung im Ruhrgebiet dar.

5.1 Ausgangssituation

Die Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet verfügt heute über die Primärnetze der E.ON-Fernwärme, der Steag und der Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH. Die Bestandssituation einschließlich bestehender Kraft- und Heizwerke ist in Abbildung 21 dargestellt.

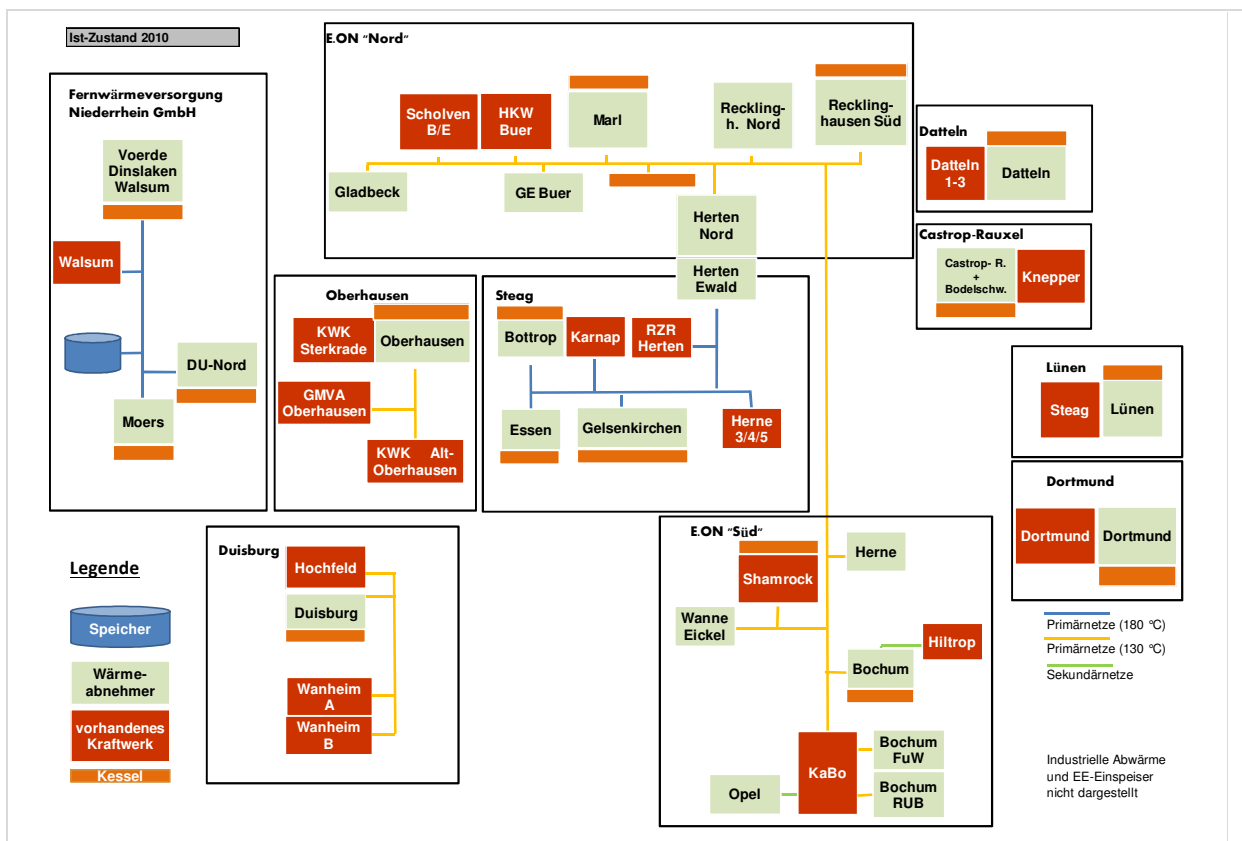


Abbildung 21 Primärnetze Fernwärme Ruhrgebiet (Bestand 2010), Quelle: BET

Eine wesentliche Einschränkung im Hinblick auf die Verbindung der verschiedenen Netze sowie für den Transport der Wärme sind technische Restriktionen, die sich aus der Druckstufe und dem Temperaturniveau der jeweiligen Netze ergeben. Die Netze der Steag und der Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH können mit einer Medientemperatur bis 180°C, die Netze der E.ON Fernwärme bis 130°C betrieben werden. Die Verbindung von Netzen mit

unterschiedlichen Temperaturen und Druckstufen muss hydraulisch entkoppelt über Wärmetauscher erfolgen. Ein Wärmetransport ist weitestgehend nur vom höher temperierten Netz zum tiefer temperierten Netz möglich.

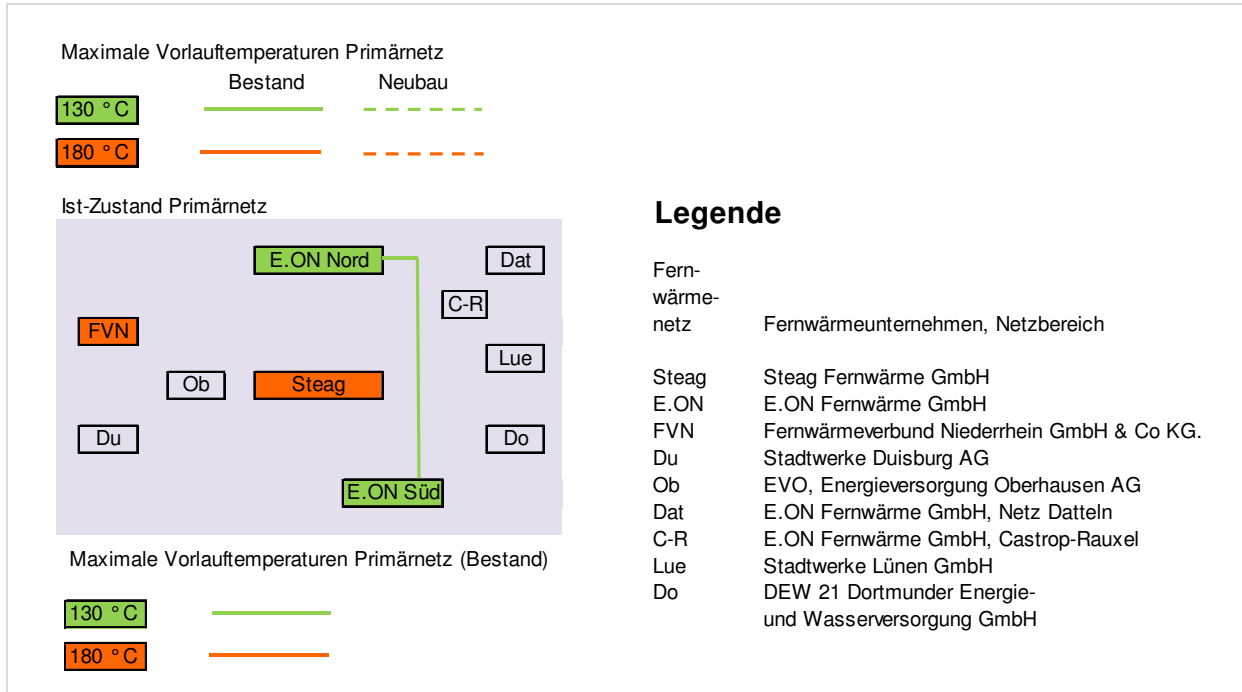


Abbildung 22 Ausgangssituation der Fernwärme Ruhrgebiet 2010, Quelle: BET

5.2 Netzvarianten

Die beschriebenen Netzvarianten bilden den Kern der Untersuchungen des Gutachtens. Jede Variante unterstellt einen Ausbau des Fernwärmenetzes, in dem die Vorteile der Vernetzung erschlossen werden können. Aus der Gegenüberstellung der Ergebnisse der Netzvarianten ergeben sich die wirtschaftlich sinnvollen Empfehlungen für die Weiterentwicklung der Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet.

5.2.1 Netzvariante I Referenzvariante (Ist-Zustand 2017)

Die Referenzvariante stellt den fortgeschriebenen Istzustand der Fernwärmenetze im Ruhrgebiet dar. Berücksichtigt sind alle Maßnahmen, die nicht direkt den Netzvarianten „Westverbund“ bzw. „Nordspange“ zuzuordnen sind, im Gesamtkonzept aber zu berücksichtigen sind:

Zwischen E.ON und Steag wurde ein Vertrag über die Lieferung von Wärme aus dem Steag-Kraftwerk Herne 4 geschlossen. Dieser sieht die Lieferung von bis zu 160 MW Wärme über eine neu zu errichtende Anschlussleitung und einen entsprechenden Wärmetauscher vor. Die Versorgung soll zum 1.9.2013 aufgenommen werden. Mit der Maßnahme wurde bereits begonnen. Anlass für die Schaffung dieser Versorgungsmöglichkeit ist der Ersatz für fehlende Erzeugungskapazitäten im Fernwärmenetz der E.ON.

Die Netzvariante Referenzvariante beinhaltet darüber hinaus Maßnahmen, die noch nicht begonnen wurden, die von BET aber bis 2017 im Netzkonzept notwendig sind.

So ist die Schaffung des Bypass Recklinghausen berücksichtigt, um hydraulische Engpässe für die Besicherung der Fernwärmeversorgung im E.ON-Netz zu beseitigen. Der Bypass Recklinghausen ermöglicht die Umfahrung von Recklinghausen in Nord-Süd- und Süd-Nord-Richtung.

Des Weiteren ist der Anschluss einer industriellen Abwärmequelle an das Primärnetz der E.ON im Raum Bochum vorgesehen.

Eine eindeutige Zuordnung der Maßnahmen in die Referenzvariante oder in die Netzvarianten Westverbund und Nordspange ist nicht möglich, da die vorgenannten Maßnahmen in allen untersuchten Netzvarianten Vorteile mit sich bringen. Inwieweit die letztgenannten Maßnahmen zur Umsetzung einer Förderung bedürfen, ist nach Vorliegen weiterer Erkenntnisse zu beurteilen.

Die Referenzvariante berücksichtigt als Ergebnisse der Voruntersuchungen die Versorgung der Stadt Lünen aus dem Kraftwerk der Trianel in Lünen. Weiterhin wird in dieser Variante unterstellt, dass das Kraftwerk Lünen ab 2025 über eine Fernwärmetrasse die Stadt Dortmund, die beabsichtigt ihr Netz von Dampf auf Heißwasser umzustellen, versorgt (siehe auch Pkt. 6.2.4).

In der Referenzvariante sind Datteln und Castrop-Rauxel/Dortmund-Bodelschwingh Fernwärmeinseln, soweit das Kraftwerk Datteln 4 nicht in Betrieb geht. Im Falle der Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 werden Datteln und Castrop-Rauxel/Dortmund-Bodelschwingh an das Verbundnetz angeschlossen¹⁰.

¹⁰ Die Verbindungsleitung Castrop-Rauxel nach Bodelschwingh und von Dortmund nach Scharnhorst existiert bereits.

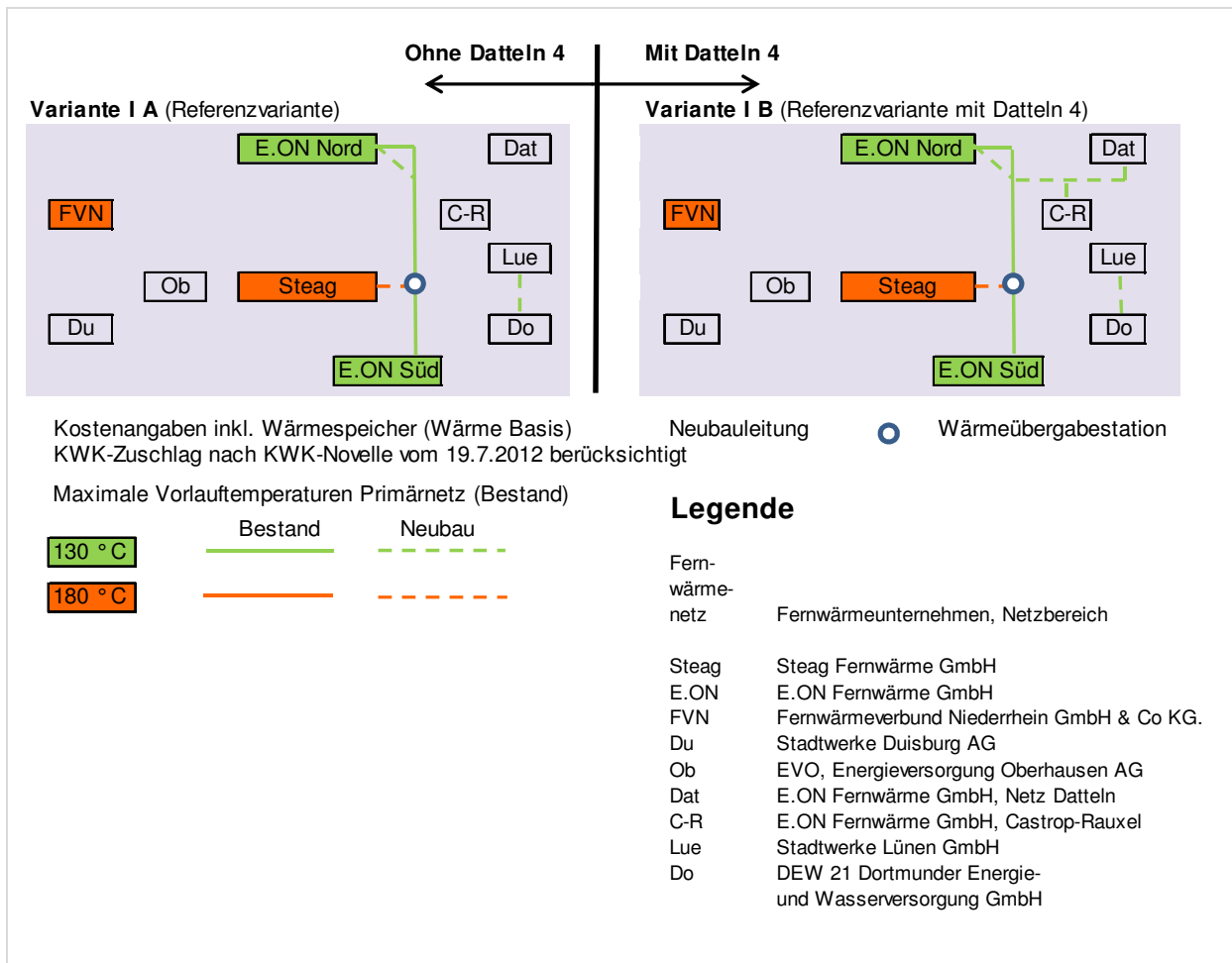


Abbildung 23 Netzvariante I Referenzvariante, Quelle: BET

5.2.2 Netzvariante II „Westverbund“

Die Netzvariante II „Westverbund“ sieht zusätzlich zu den Maßnahmen der Referenzvariante ein direkte Ost-West-Verbindung der Fernwärmeschiene Ruhr und Niederrhein sowie die Verlegung einer Primär-Transportleitung von Oberhausen in südlicher Richtung bis an den Standort Wanheim der SW Duisburg vor. Mit dieser Netzverbindung können die im Westen und in der Mitte des Ruhrgebietes gelegenen Versorgungsgebiete der FN, SW Duisburg EVO und Steag versorgt werden. In diese erweiterte Fernwärmeschiene „Rhein-Ruhr“ können neben den bisherigen Einspeisern auch die GMVA Oberhausen, das RZR Herten und die Heizkraftwerke der EVO und der SW Duisburg Wärme liefern. Zu dieser Variante gehören auch die Verstärkung der Anschlussleitung zur RZR Herten und der des Sekundärnetzes Essen, um die erforderliche Transportkapazität des Primärnetzes in Richtung Oberhausen zu gewährleisten.



Abbildung 24 Netzvariante II „Westverbund“, Quelle: BET

5.2.3 Netzvariante III „Nordspange“

Die Netzvariante „Nordspange“ untersucht eine zusätzliche Verbindung der Primärnetze der Steag und E.ON im Bereich des Netzpunktes Westerholt im E.ON-Netz.

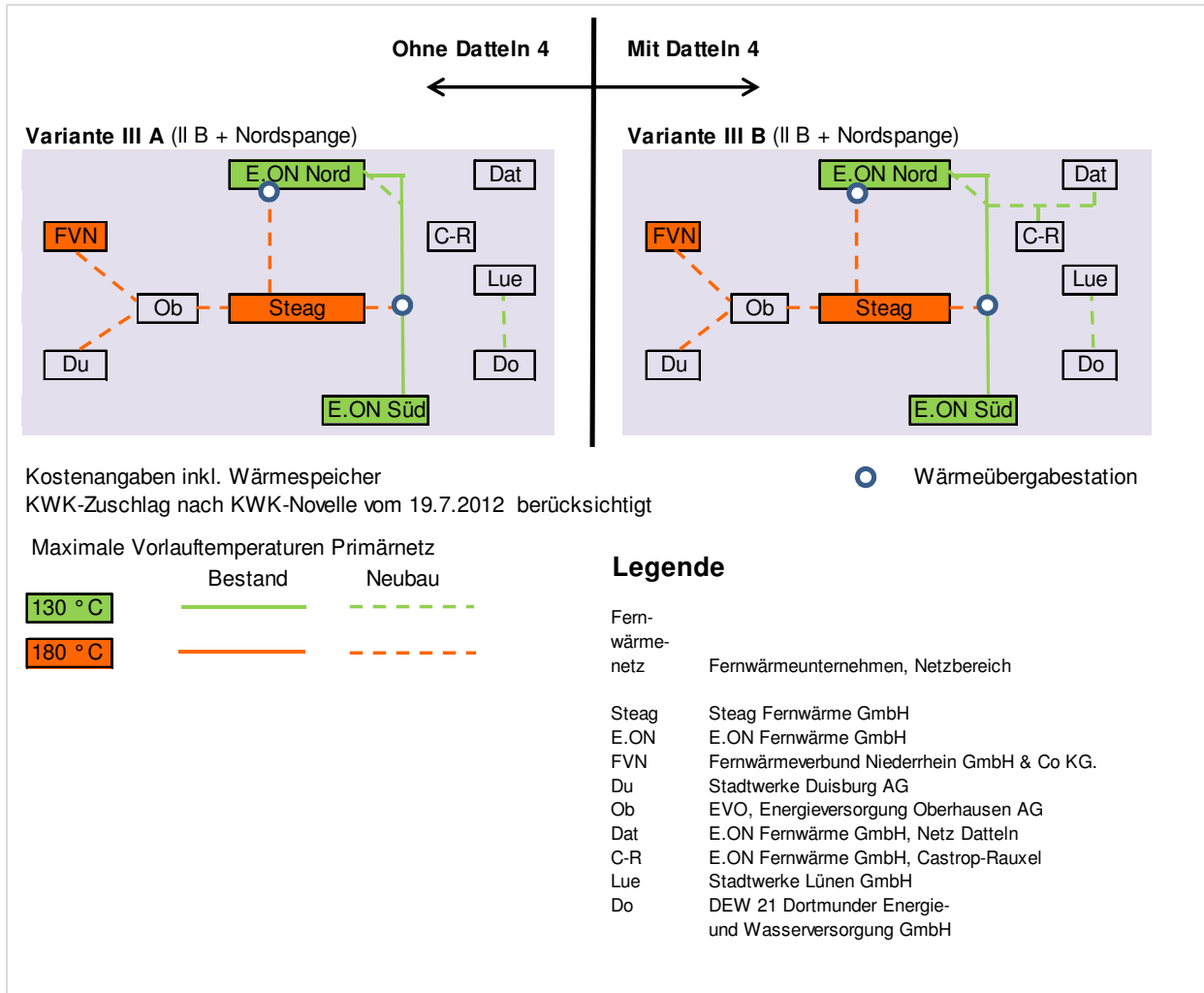


Abbildung 25 Netzvariante III „Nordspange“, Quelle: BET

5.2.4 Voruntersuchungen

5.2.4.1 Anschluss Dortmund Lünen

Die Stadt Dortmund wird bis 2022 von dem Kraftwerk Dortmund der RWE versorgt. Ob sich ökologische und wirtschaftliche Vorteile durch den Anschluss des Netzes Dortmund an das Kraftwerk der Trianel in Lünen erschließen lassen, wird durch die Variation der Variante II ermittelt. Hierbei wird zu Grunde gelegt, dass das heutige Dampfnetz in Dortmund wie geplant auf Heißwasser umgestellt wird. Gegenübergestellt wird der Anschluss Dortmund an das Kraftwerk Lünen (Variante II.2 bzw. II A) der Bestandssituation (Dortmund als Insel, Variante II.1). Da diese Variantenuntersuchung unabhängig von der Fertigstellung des Kraftwerks Datteln 4 ist, wird die Variantenbetrachtung nur ohne das Kraftwerk Datteln 4 durchgeführt.

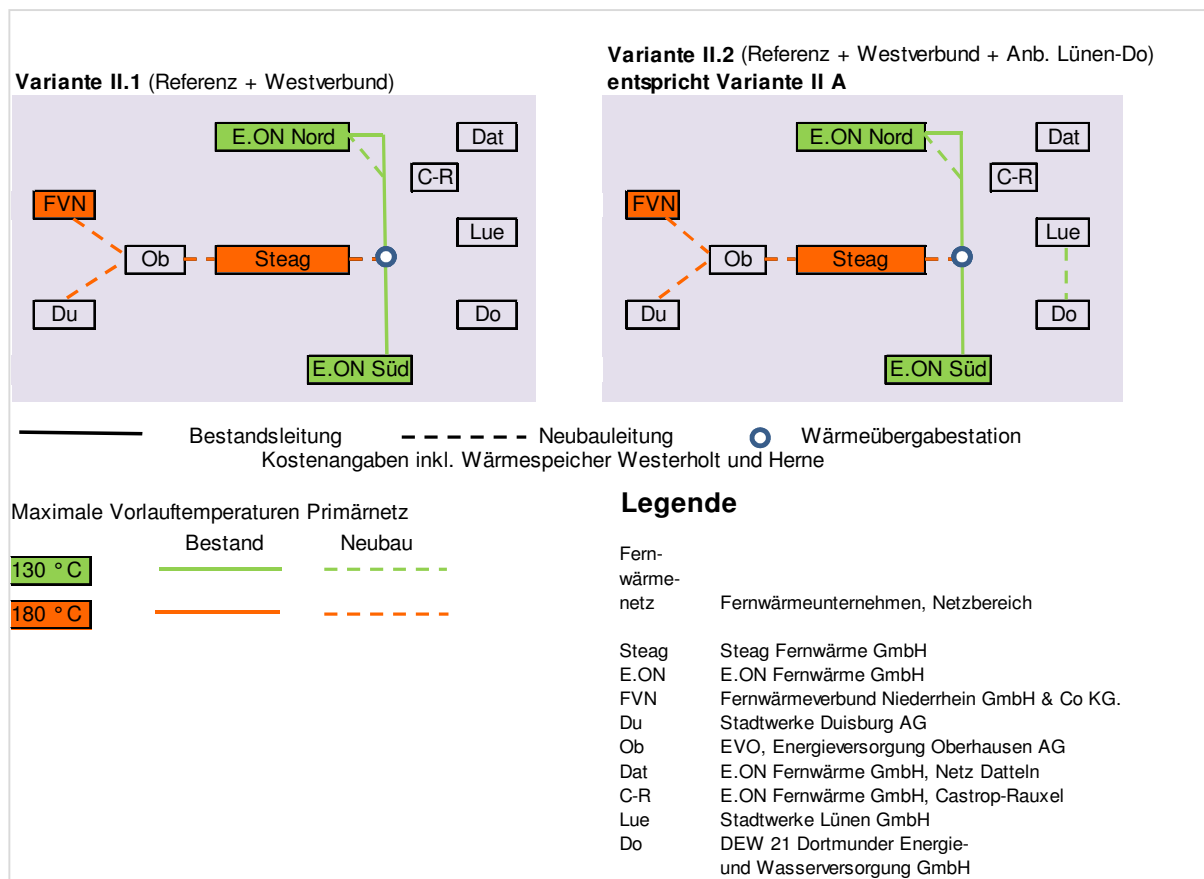


Abbildung 26 Voruntersuchungen Anschluss Dortmund, Quelle: BET

5.2.4.2 Netzvariante Ostverbund

Die ökologischen und wirtschaftlichen Potenziale durch den Anschluss des Kraftwerks Lünen über Dortmund an den Ruhrgebietsverbund im Bereich Herne werden in Variante II.3 „Ostverbund“ untersucht.

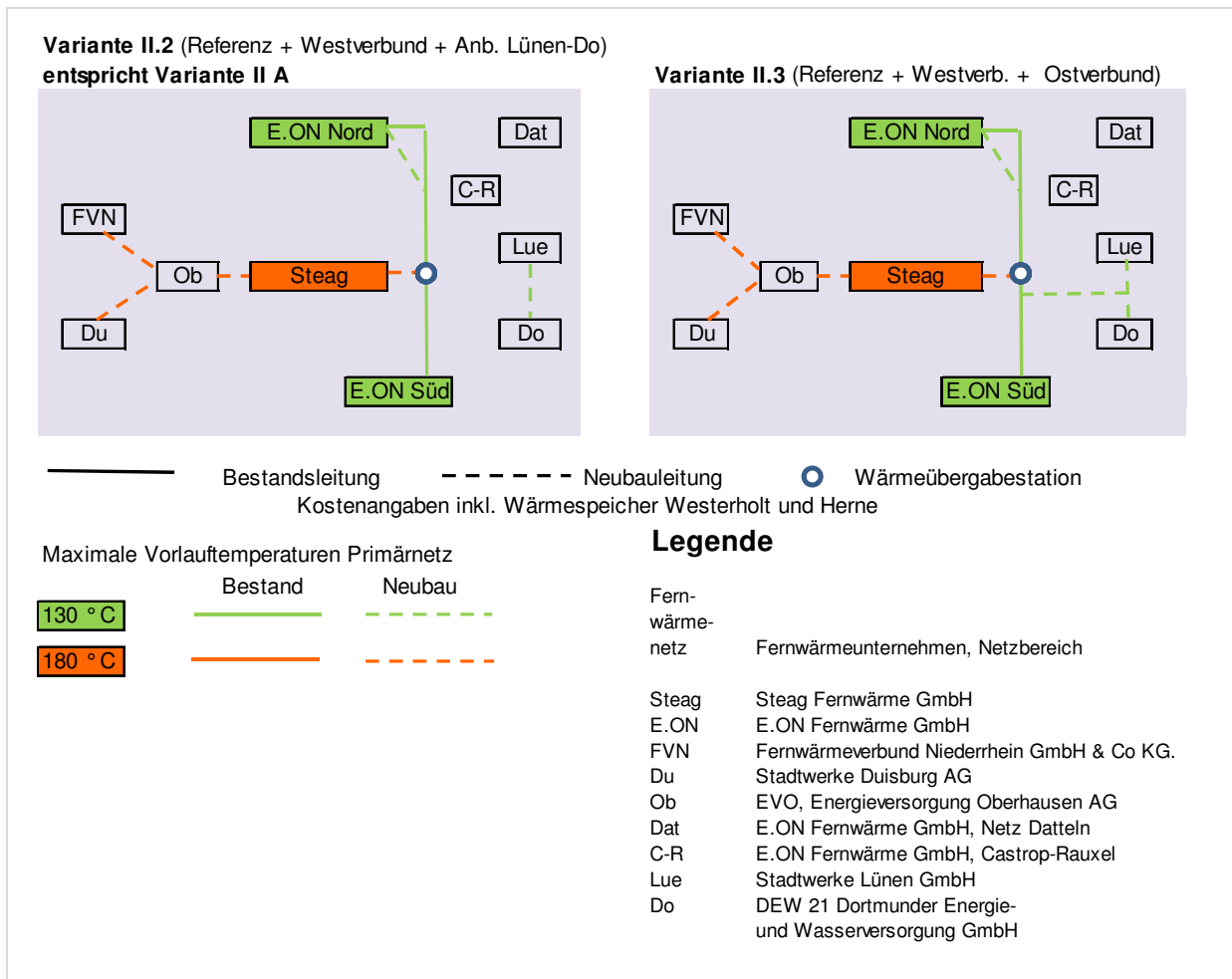


Abbildung 27 Netzvariante Ostverbund, Quelle: BET

5.3 Wärmespeicher

In der Untersuchung der Fernwärme Ruhrgebiet wurden Wärmespeicher analysiert bzw. berücksichtigt. Als vorhandene Speicher werden in der Untersuchung die Wärmespeicher angesehen, die entweder bereits vorhanden sind (FW Niederrhein) bzw. deren Errichtung an den Kraftwerksstandorten von den Versorgungsunternehmen bestätigt wurde (Bochum, Duisburg).

Als Wärmespeicher wurden berücksichtigt:

- Wärmespeicher Hiltrop (geplant)
- Wärmespeicher Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH (vorhanden)
- Wärmespeicher Duisburg (geplant)

Für die geplanten Wärmespeicher wurden keine Optimierungsrechnungen zur Dimensionierung durchgeführt, sie wurden stattdessen mit ihren geplanten bzw. tatsächlichen Volumina als gegeben berücksichtigt.

Als optionale Wärmespeicher wurden in der Untersuchung zusätzlich die Wärmespeicher Herne (Steag-Netz) und Westerholt (E.ON-Netz) geprüft. Eine Auslegungsoptimierung ergab ein Speichervolumen von je 600 MWh, das in den weiteren Berechnungen berücksichtigt wird.

5.4 Netzkosten

Zur Ermittlung der Netzkosten werden für alle Netzvarianten die neu zu errichtenden Trassen dimensioniert, im Verlauf konzipiert und die Grobtrassierung einer Leitungsführung vorgenommen. Die technische Auslegung erfolgt entsprechend den vorhandenen Netzen (Steag und Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH: PN 40, maximale Vorlauftemperatur 180 °C, E.ON-Netz: PN 25, maximale Vorlauftemperatur 130 °C).

Zur Herstellung der jeweiligen Netzvarianten sind folgende Trassen berücksichtigt:

Westverbund:

- Ost-West-Verbindung der Fernwärmeschiene Ruhr und Niederrhein (Verbindung Oberhausen Walsum)
- Verbindungsleitung von Oberhausen in südlicher Richtung bis an den Standort Wanheim der SW Duisburg
- Verstärkung der Anschlussleitung des Sekundärnetzes Essen, um die erforderliche Transportkapazität des Primärnetzes in Richtung Oberhausen zu gewährleisten
- Verstärkung der Anschlussleitung zur RZR Herten
- Errichtung der erforderlichen Wärmeübergabestationen Primär-/Sekundärnetz (Oberhausen, Duisburg)

Nordspange:

- Verbindungsleitung zwischen Wanne-Eickel und Westerholt
- Errichtung der erforderlichen Wärmeübergabestation Primär-/Sekundärnetz (Westerholt)

Ostverbund:

- Verbindung Lünen - Herne

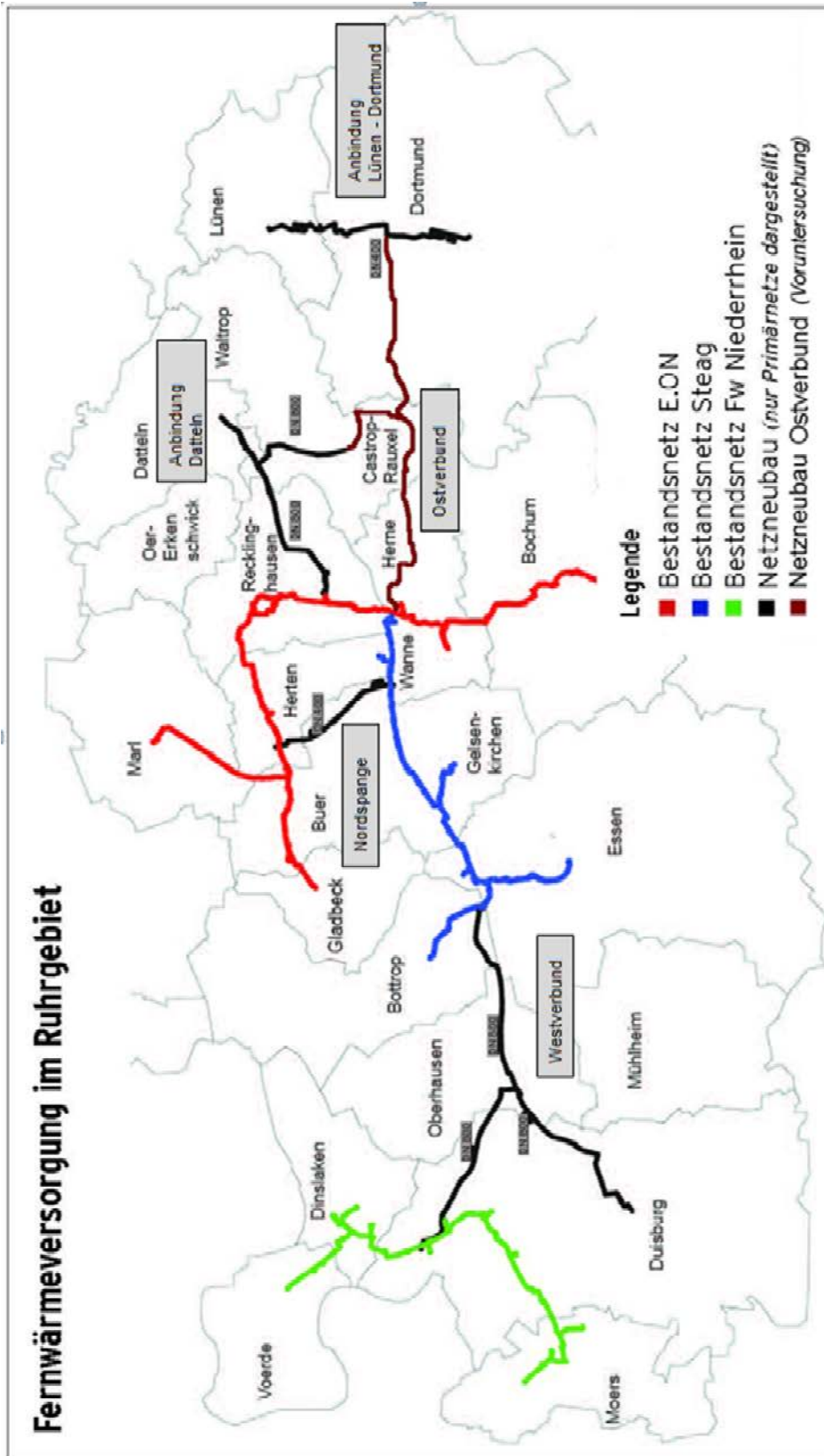


Abbildung 28 Übersicht Fernwärmeverbund im Ruhrgebiet, Quelle: BET

Bei der Ermittlung der Kosten wird auf Investitionskostenermittlungen der beteiligten Versorger zurückgegriffen und es werden spezifische Investitionskosten vergleichbarer Bauvorhaben herangezogen. Bis zum Zeitpunkt der Errichtung werden übliche Preissteigerungsraten berücksichtigt.

Für die Fernwärmetrassen und Wärmespeicher wird eine Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Novelle Juli 2012) berücksichtigt:

Für Fernwärmetrassen, die bis 31.12.2020 in Betrieb genommen werden, wird ein Zuschlag von 30% der Investitionen, jedoch maximal 10 Mio. € Zuschlag je Einzelmaßnahme gewährt. Nach Auskunft des BAFA sind einzelne Abschnitte eines Fernwärme-Bauvorhabens als abgeschlossene Einzelmaßnahme anzusehen, wenn ihre Inbetriebnahmen in verschiedenen Kalenderjahren erfolgen. Dies wird im Weiteren für die Trassenmaßnahmen des Westverbundes und der Leitung Datteln-Recklinghausen mit Stich nach Castrop-Rauxel angenommen.

In Abbildung 29 sind die Nettoinvestitionen der Netzmaßnahmen der untersuchten Varianten nach KWKG-Förderung dargestellt.

Für Wärmespeicher, die bis zum 31.12.2020 in Betrieb genommen werden, wird ein Zuschlag von 30% der Investitionen, jedoch maximal 5 Mio. € Zuschlag gewährt. Eine mögliche Veränderung der Förderbedingungen des aktuellen KWKG durch die für 2015 vorgesehene Novellierung wurde ebenso nicht berücksichtigt.

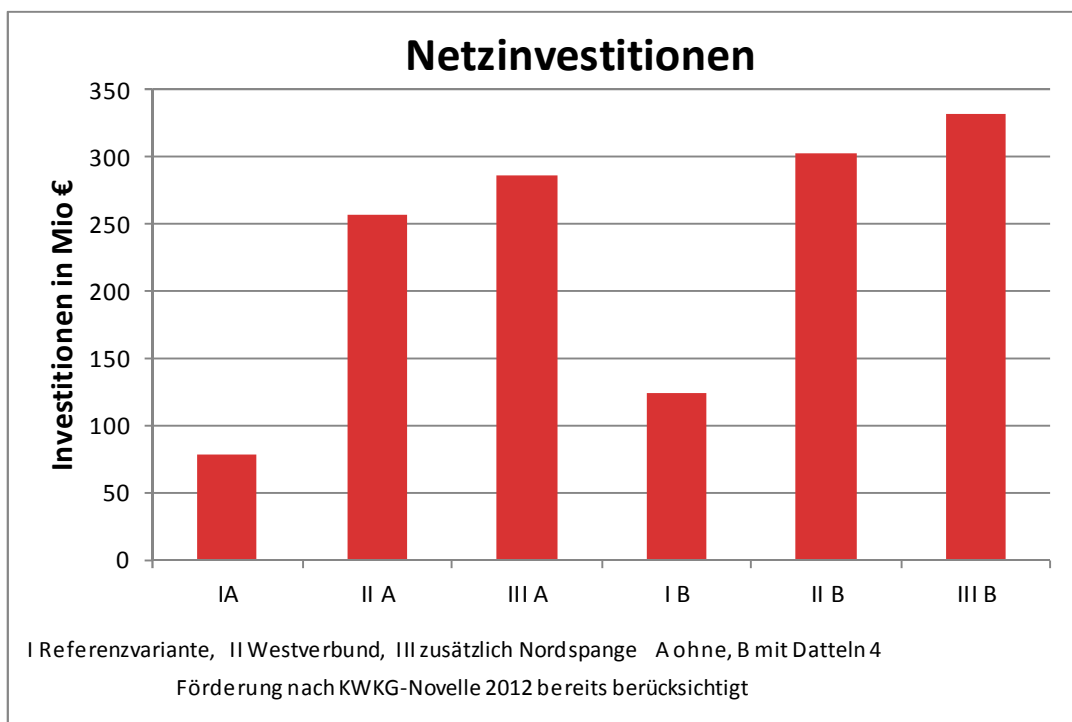


Abbildung 29 Nettoinvestitionen der Netzvarianten nach KWKG-Förderung, Quelle: BET

5.5 Hydraulischer Nachweis

Den Netzen der Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH und Steag kommt eine entscheidende Bedeutung im Zusammenhang mit der Realisierung des Westverbundes zu. Der hydraulische Nachweis ist für die vorgenannten Netze zu führen.

Dem E.ON-Netz kommt im Hinblick auf die Realisierung des Westverbundes in hydraulischer Sicht eine untergeordnete Rolle zu. Die Einspeisung aus dem Steag-Netz erfolgt über die Nordspange in der Nähe des heutigen Heizwerkes Westerholt, welches ein ehemaliger Kraftwerksstandort ist. Die maximale Einspeiseleistung aus der Nordspange wurde auf 200 MW ausgelegt, diese liegt unterhalb der früheren Kraftwerksleistung, weswegen davon ausgegangen wird, dass die Transportfähigkeit des Netzes ausreichend ist.

Bereits aktuell in der Umsetzung ist die Erstellung eines Einspeisepunktes um aus dem Kraftwerk Herne 4 über das Steag-Netz Wärme in das E.ON-Netz bei Herne zu liefern (160 MW). Ein hydraulischer Nachweis für diese bereits im Bau befindlichen Maßnahmen ist im Rahmen der vorliegenden Studie nicht notwendig.

5.5.1 Ausgangssituation Steag-Netz

Die Lage und Ausdehnung des Bestandsnetzes der Steag (Fernwärmeschiene Ruhr) ist in Abbildung 28 dargestellt. Das Netz wurde in den 70er und 80er Jahren errichtet. Die Auslegung des Netzes erfolgt zum Transport von Grundlastwärme, so dass ursprünglich in Summe etwa 50% der maximalen Wärmelast durch das Primärnetz abgedeckt wurden. Aufgrund veränderter energiewirtschaftlicher Randbedingungen wurde die Fahrweise des Netzes mit dem Ziel weiterentwickelt, bis zu zwei Drittel der maximalen Wärmelast der angeschlossenen Netze über das Primärnetz zur Verfügung stellen zu können.

Es sind folgende Sekundärnetze angeschlossen:

- Essen (2 Netze)
- Gelsenkirchen (Innenstadt)
- Bottrop (2 Netze)
- Herten (2 Netze)

Die Grundlastwärmeerzeugung erfolgt in den Heizkraftwerken Herne und Essen-Karnap. Zusätzlich in den Sekundärnetzen benötigte Spitzenlastwärme wird in Heizwerken erzeugt, die überwiegend direkt in die Sekundärnetze einspeisen.

Der Transport des Heizungswassers geschieht durch Umwälzpumpen, die an den Kraftwerksstandorten und den Wärmeübergabestationen installiert sind.

In Zusammenhang mit der gleitenden Wassertemperatur werden die Pumpen lastabhängig betrieben und bedarfsweise zugeschaltet.

Im Schwachlastbetrieb reichen die Pumpen in den Kraftwerken Herten und Karnap zum Transport des Heizungswassers aus. Mit der Zunahme der zu transportierenden Wassermenge werden auch Pumpen in den Übergabestationen hinzugeschaltet (sogenannter Rückpumpbetrieb, vgl. Abbildung 30).

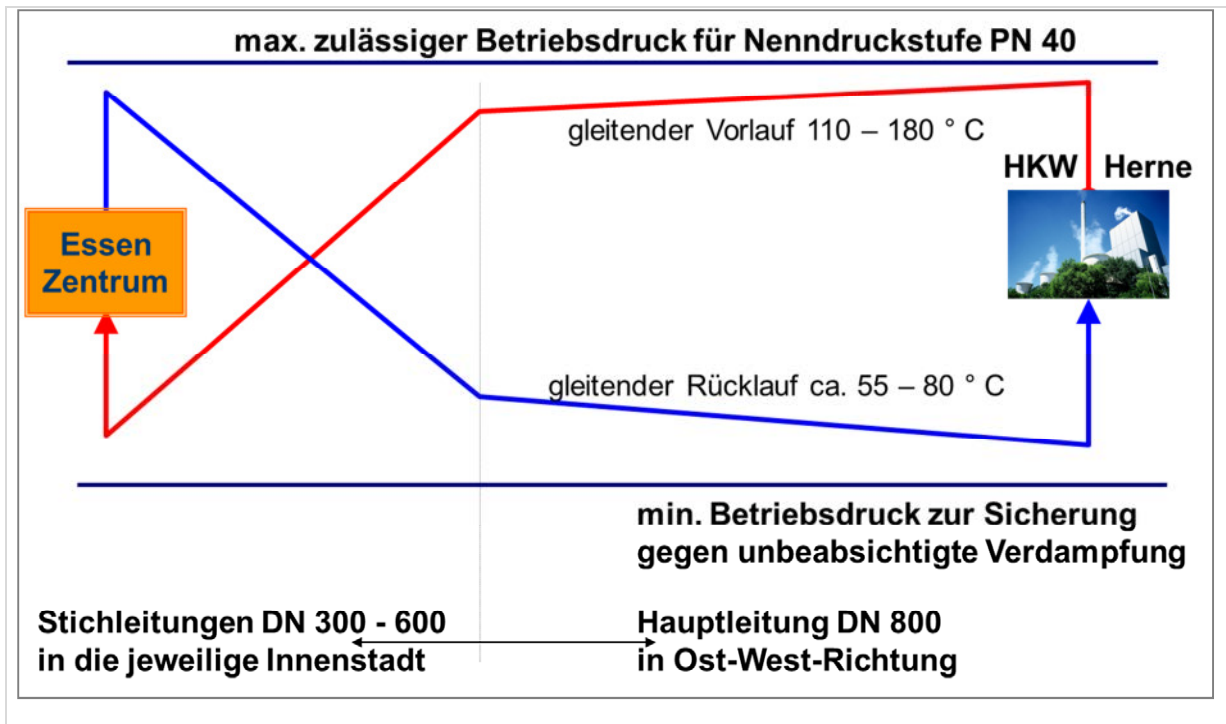


Abbildung 30 Darstellung Rückpumpbetrieb Primärnetz Steag, Quelle: Steag

Die für den Wärmetransport begrenzenden Faktoren sind die maximale Vorlauftemperatur, der maximale Betriebsdruck, die erreichbare Rücklauftemperatur und der erforderliche Mindestdruck im System. Zu berücksichtigen ist, dass die zulässigen maximalen und minimalen Betriebsdrücke auch beeinflusst werden von der geodätischen Höhenlage.

5.5.2 Ausgangssituation Netz Fernwärmeverbund Niederrhein GmbH

Die Ausdehnung des Bestandsnetzes des Fernwärmeverbundes Niederrhein GmbH ist in Abbildung 28 dargestellt. Die Entscheidung eines Fernwärmeverbundes wurde unter den Eindrücken der Ölkrise Mitte der 70er Jahre getroffen, die Realisierung erfolgte 1980/81.

Ziel des Wärmeverbundes war bereits damals die Verdrängung fossiler Primärenergie durch die Nutzung industrieller Abwärme.

Anders als das Steag-Netz ist das Netz der Fernwärmeversorgung Niederrhein GmbH zur vollständigen Versorgung des Wärmebedarfs in den Sekundärnetzen ausgelegt.

Es sind folgende Sekundärnetze angeschlossen:

- Dinslaken
- Moers

- Duisburg-Walsum
- Voerde
- Duisburg-Hamborn

Die Wärmeerzeugung geschieht heute in mehreren Anlagen auf der Basis Erneuerbarer Energien (Biomasseheizkraftwerke), der Nutzung industrieller Abwärme mehrerer Unternehmen oder auch in fossil betriebenen KWK-Anlagen, wie dem Kraftwerk Walsum der Steag und BHKW-Anlagen. Der Betrieb der verschiedenen Wärmeerzeuger wird in einer zentralen Leitwarte nach technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten gesteuert.

Die Besicherung der vorgenannten Wärmeerzeuger erfolgt durch Heizwerke, die teilweise in das Sekundär- und teilweise in das Primärnetz einspeisen.

Im Primärnetz ist ein Wärmespeicher installiert, der über ein Speichervolumen von 200 MWh verfügt. Der Heißwassertransport erfolgt mit mehreren Pumpstationen, die lastabhängig geschaltet werden.

Die Verbundleitung, die auch den Rhein dükert, hat eine Gesamtlänge von 39 km, die Auslegungstemperatur beträgt 180 °C, die Druckstufe ist PN40. Die Rücklauftemperatur beträgt auslegungstechnisch 60 °C, in der Praxis werden teilweise geringere Temperaturen erreicht.

Methodik

Der Nachweis der Transportfähigkeit der vorgenannten Wärmenetze erfolgt durch die Berechnung verschiedener Lastfälle mit einem Netzberechnungsprogramm. In die Berechnung gehen die bestehenden Netzteile mit Pumpstationen sowie Betriebserfahrungen und Messwerte der jeweiligen Netzbetreiber ein. Es werden auf der Grundlage der maximalen Einspeise- und Ausspeiseleistungen, die für den Westverbund im Wärmebedarfsszenario Perspektiv vorgesehen sind, extreme Lastfälle definiert, für die der Druckverlust im Netzverbund berechnet wird. Für Netzengpässe mit einschränkender Wirkung (Anschluß RZR und Stichleitung nach Essen) werden Netzverstärkungsmaßnahmen berücksichtigt, um ausreichend Transportkapazität zu gewährleisten. Die auftretenden Betriebsdrücke werden durch die Optimierung des Pumpbetriebes im Rechenprogramm solange minimiert, bis der Transport der zu Grunde gelegten Wärmemenge ohne Überschreiten des zulässigen Betriebsdruckes möglich ist.

Für die Lastfälle werden folgende Betriebszustände als Grundlage für die hydraulische Berechnung zu Grunde gelegt:

- Lastfall 1: Wärmetransport von West nach Ost
Für die Berechnung wird vereinfachend angesetzt, dass ausschließlich Wärmeerzeuger im Westen des Versorgungsgebietes mit Volllast einspeisen. Die mit diesen Einspeisern gedeckte Wärmelast beträgt rund 55% der Maximallast aller angeschlossenen Sekundärnetze. Die Wärmeausspeisung aus dem STEAG-Netz zur Einspeisung in das E.ON-Netz wird mit 100% der Maximalleistung berücksichtigt.

- Lastfall 2:
Wie Lastfall 1, aber mit zusätzlicher Wärmeeinspeisung im Bereich Essen. Mit der erhöhten Einspeiseleistung werden 65% der Höchstlast der angeschlossenen Sekundärnetze gedeckt.
- Lastfall 3:
Wie Lastfall 2, aber alle Wärmeerzeuger sind in Betrieb, so dass der Lastfaktor der Sekundärnetze 100% erreicht.
- Lastfall 4:
Wärmetransport aus Richtung Ost nach West, Wärmeerzeugung vorrangig im Osten des Untersuchungsgebietes im Volllastbetrieb, Bedarfsdeckung in Höhe von 73% der Maximallast (im Osten keine weitere Erzeugungskapazität).

In der Berechnung sind die Wärmeeinspeiser mit ihren spezifischen Vorlauftemperaturen als auch die spezifischen Rücklauftemperaturen der Abnehmer angesetzt worden.

Die angenommenen Lastfälle 1 und 2 stellen gleichfalls Extremszenarien dar, die im praktischen Betrieb, der anhand der Einsatzsimulation im Rahmen des Projektes ermittelt worden ist, in der Regel so nicht auftreten. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, um durch den Nachweis für einen theoretischen Extremfall ein robustes Ergebnis hinsichtlich der ermittelten Transportfähigkeit des Netzes zu erhalten.

Ergebnisse

Die mit einem Rohrnetzrechnungsprogramm ermittelten Ergebnisse werden für die untersuchten Ein- und Ausspeisepunkte als Eingangs- bzw. Differenzdruck ausgewiesen. Bei den Angaben handelt es sich um Betriebsdrücke, d.h. geodätische Höhenunterschiede sind bereits berücksichtigt.

Die Druckverläufe werden für die oben genannten Lastfälle in den folgenden Diagrammen dargestellt.

Für die Fälle des Wärmetransports von West nach Ost stellt der vorhandene Netzteil in Duisburg Walsum den Engpass dar, da die zu verteilende Industrieabwärme die Transportfähigkeit der vorhandenen Leitung ausschöpft. Dies führt zu hohen Differenzdrücken in Mors vor diesem Engpass.

Im weiteren Verlauf des Netzes in östlicher Richtung sind abnehmende Betriebsdrücke zu erkennen. Mit dem Ansatz der maximalen Netzlast wird im Bereich Bottrop der maximal zulässige Betriebsdruck des Netzes erreicht (vgl. Abbildung 33).

Beim Wärmetransport in westlicher Richtung stellt der kritische Netzpunkt die Einspeisung aus dem Kraftwerk RZR Herten dar. Für den dargestellten Lastfall wird bei maximaler Einspeiseleistung der maximal zulässige Netzdruck erreicht.

Die Berechnung der hydraulischen Verhältnisse zeigt, dass ausreichend Transportkapazität zur Errichtung des Westverbundes besteht, auch vor dem Hintergrund, dass die Berech-

nungsansätze gegenüber der tatsächlichen Netzfahrweise eine vorsichtige Abschätzung darstellen, da die tatsächlich realisierbaren Rücklauftemperaturen eine gegenüber der Berechnung höhere Wärmetransportfähigkeit darstellen.

Für die verschiedenen Lastfälle ergeben sich folgende Druckverläufe:

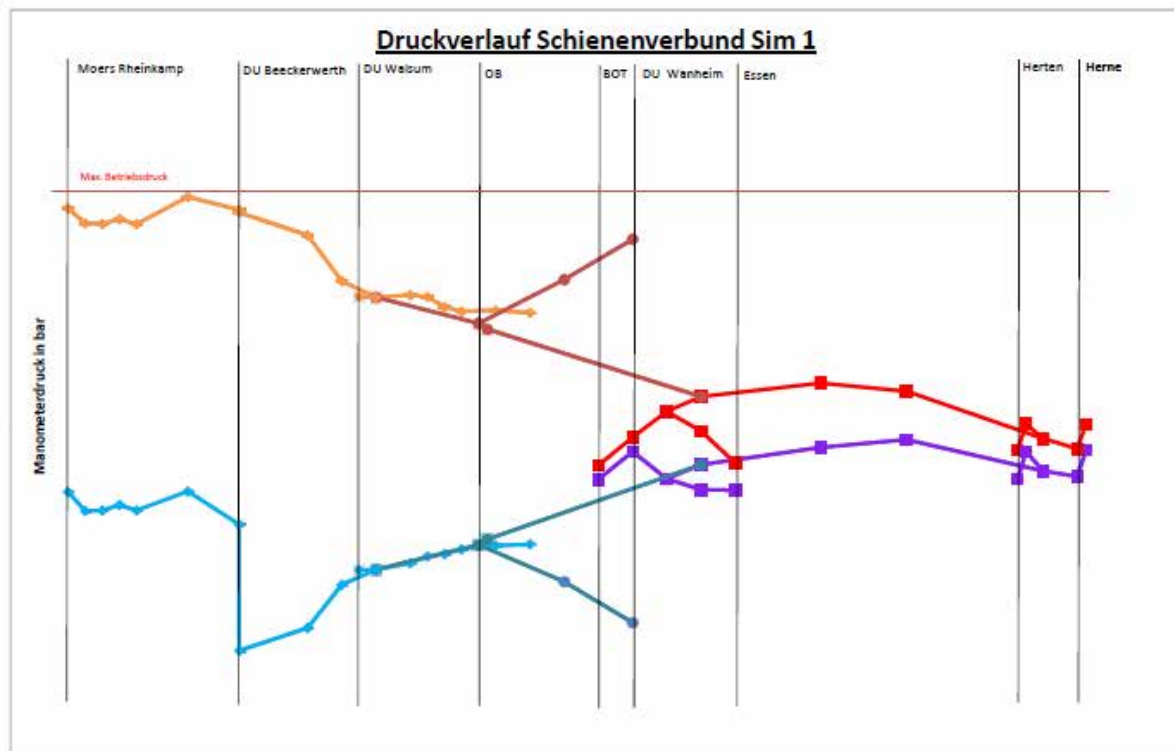


Abbildung 31 Ergebnis Druckverlauf Lastfall 1, Quelle: BET

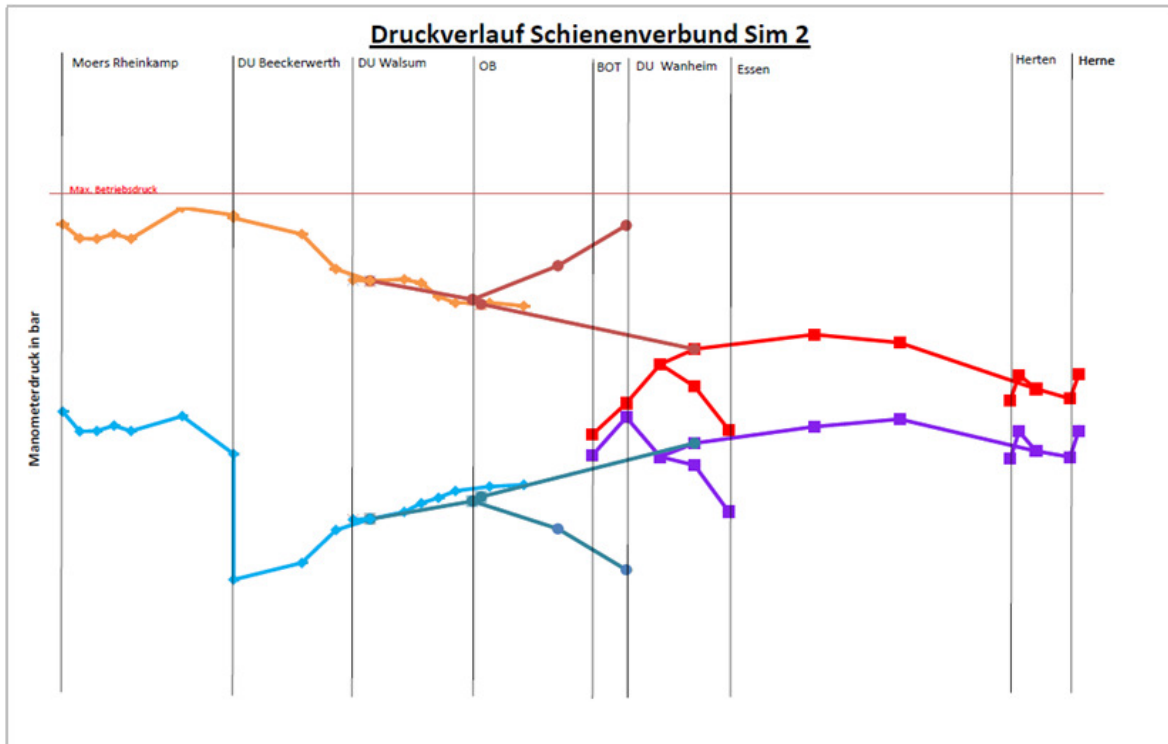


Abbildung 32 Ergebnis Druckverlauf Lastfall 2, Quelle: BET

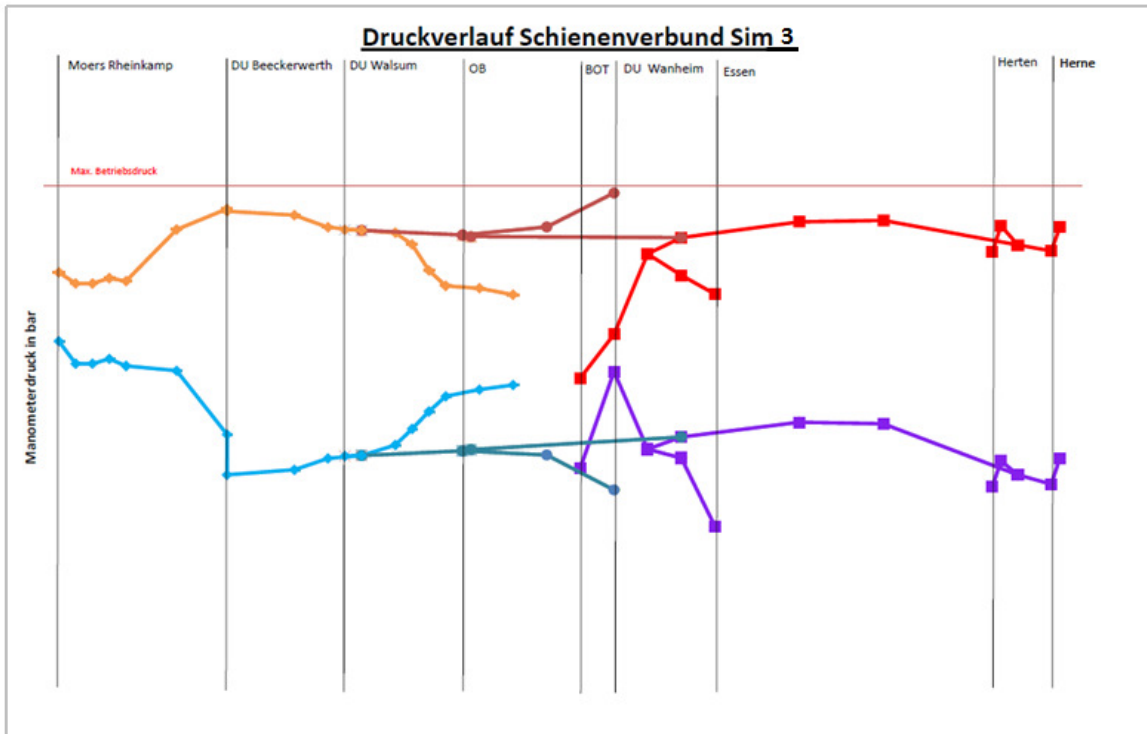


Abbildung 33 Ergebnis Druckverlauf Lastfall 3, Quelle: BET

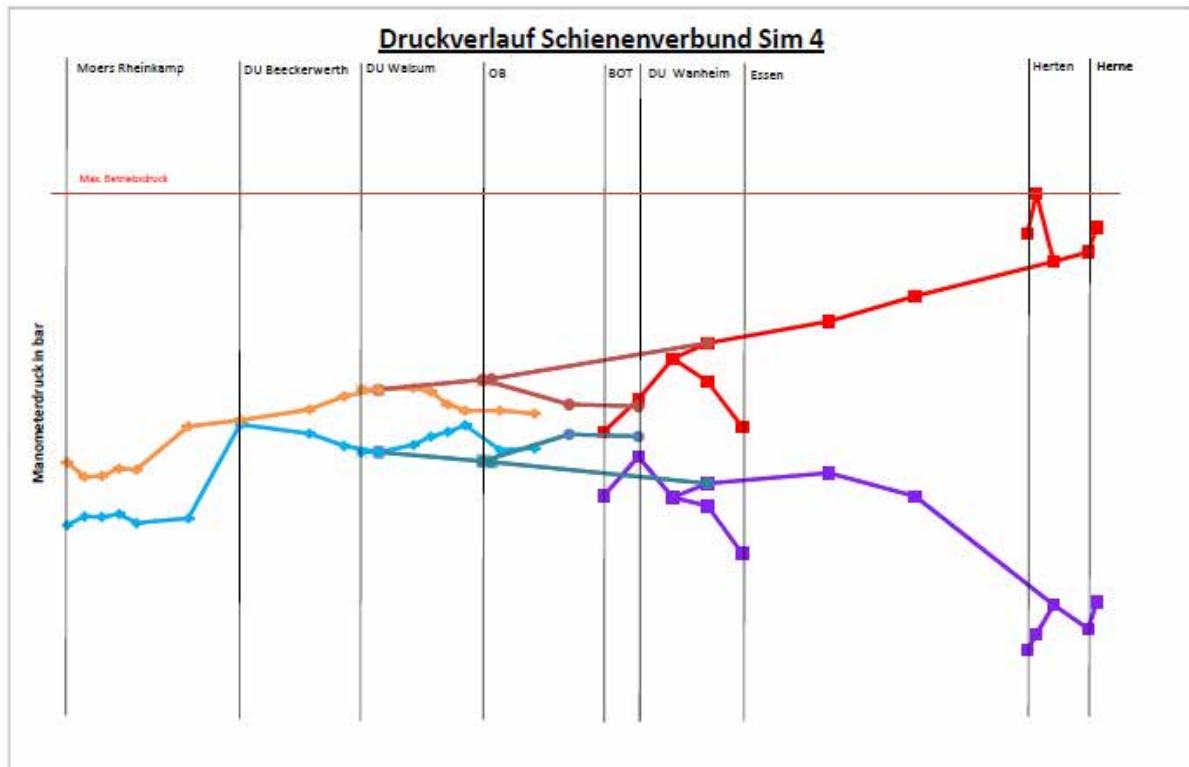


Abbildung 34 Ergebnis Druckverlauf Lastfall 4, Quelle: BET

Die Wärmemengen können entsprechend den angesetzten Lastfällen mit dem Bestandsnetz und dem wie geplant realisierten Westverbund transportiert werden. Es wird deutlich, dass die Transportkapazität des Verbundnetzes ausgeschöpft wird; relevante Restriktionen der Bestandsnetze sind aber bei der Realisierung des Westverbundes nicht zu erwarten.

Darüber hinaus wurden weitere Optimierungspotenziale festgestellt, die im Zuge der weiteren Planung des Westverbundes erschlossen werden können. So kann beispielsweise durch die Optimierung des Einspeisepunktes der Neubauleitung Oberhausen – Duisburg (Verschwenkung in südlicher Richtung) das Bestandsnetz um den Bereich Duisburg Hamborn entlastet werden. Des Weiteren kann die Transportkapazität prinzipiell durch den Bau weiterer Pumpstationen erhöht werden. Der Nachweis der Transportfähigkeit hat auch den Zweck, die Investitionsansätze für die neu zu errichtenden Trassen und Leitungsverstärkungen zu stützen. Die Berechnungen stellen insofern keine Handlungsempfehlungen für den Leitungsbau dar. Vielmehr sind für die Umsetzung weitere Detailplanungen mit detaillierter hydraulischer Rohrnetzrechnung erforderlich, auch um die Leitungsdimensionierung wirtschaftlich zu optimieren.

Abschließend ist festzustellen, dass das vorhandene Netz über eine ausreichende Kapazität zum Transport der für den Westverbund zu Grunde gelegten Wärmemengen verfügt und darüber hinaus Optimierungspotenziale bestehen, die als „Leistungsreserve“ der Netze angesehen werden können.

6 Energiemarktszenarien

6.1 Modellierung des Strommarktes

Für die Untersuchung der Entwicklung der Fernwärmeperspektiven im Ruhrgebiet bis 2050 sind Energiemarktszenarien zu entwickeln, da auch die Wärmewirtschaft von den allgemeinen Entwicklungen der Energiemärkte beeinflusst und geprägt wird. Die Parameter und wesentlichen Rahmenbedingungen für die Szenarien wurden Ende 2011 mit den Projektpartnern definiert und für die nachfolgenden umfangreichen Rechenmodelle und Analysen zu Grunde gelegt. Zum Teil haben sich seitdem die Energiemärkte in einigen Bereichen noch dynamischer entwickelt (z. B. Strompreisverfall durch den noch dynamischeren Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Preisverfall der CO₂-Zertifikate). Die grundsätzlicheren Aussagen und Schlussfolgerungen des Gutachtens werden dadurch aber nicht verändert, da hier ein sehr langfristiger Untersuchungshorizont bis 2050 gewählt wurde.

Für die Entwicklung der Fernwärmeperspektiven bis 2050 werden zwei Energiemarktszenarien entwickelt.

Das Energiemarktszenario „Basis“ spiegelt den konservativen Fall „business as usual“ wider; das Energiemarktszenario „Klimaschutz“ stellt ein aktives Szenario dar, in dem die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für Erneuerbare Energien, Effizienz und Netze erreicht werden.

Die Entwicklungen der Energiemärkte werden mit Hilfe des BET-Strommarktmodells abgebildet. Für die vorliegende Untersuchung sind dies in erster Linie die möglichen Strompreisentwicklungen, da sie maßgeblich für den Kraftwerkseinsatz und damit für die Wärmeauskopplung der Kraftwerke im Ruhrgebiet sind. Die möglichen Entwicklungen zukünftiger Marktbedingungen werden durch Annahmen in Bezug auf energiewirtschaftliche Randbedingungen definiert (Eingangsparameter für das Modell). Diese Eingangsparameter umfassen:

- die Stromnachfrage,
- die Entwicklung der Erneuerbaren Energien,
- die Entwicklung der Stromerzeugung aus Kraftwerken und KWK-Anlagen,
- die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung,
- den bekannten geplanten Zubau von thermischen Kraftwerksprojekten sowie die Investitionskosten, die bei darüber hinaus benötigten Kapazitäten anfallen,
- die Entwicklung des atomaren Kraftwerksparks und
- die Kuppelkapazität zwischen den explizit im Modell abgebildeten Ländern („Modellregionen“) und der Stromaustausch mit den nicht explizit abgebildeten Ländern („Satellitenregionen“).

Die Modellregionen sind die zentralen europäischen Strommärkte, wie Deutschland, Belgien, Frankreich, Niederlande, Schweiz, Österreich, Italien und Großbritannien sowie eine Anbindung zu den Speichern der Nordel-Region¹¹.

Wesentliche Ergebnisse des Modells sind:

- die Entwicklung des Kraftwerksparks (Bestand, Zubau und Stilllegungen) und seines Betriebs (Erzeugung, Vollbenutzungsstunden),
- der Stromaustausch mit Nachbarländern und
- die Entwicklung der CO₂-Emissionen.

Das Modell liefert Strompreisprognosen auf Basis der Kraftwerksgrenzkosten, die Aussagen über den möglichen Zwangsbetrieb von Kraftwerken zur Wärmeauskopplung liefern. Die genaue Funktionsweise des Modells ist im Anhang detailliert dokumentiert.

Für diese Untersuchung ist zu beachten, dass im Strommarktmodell der deutsche und der westeuropäische Strommarkt abgebildet sind, wobei wärmeorientierte und stromorientierte KWK-Anlagen mit ihren Besonderheiten unterschieden werden. Stromorientierte Anlagen werden bei hohen Strompreisen eingesetzt und koppeln bedarfsgerecht Wärme aus, wodurch ein Stromverlust entsteht. Den verbleibenden Wärmebedarf decken die wärmeorientierten KWK-Anlagen, wodurch ihre Stromproduktion festgelegt ist. Falls der Wärmebedarf dann immer noch nicht gedeckt ist, kommen Heizwerke zum Einsatz.

Die Fernwärmeversorgung selbst wird im Modell also nur insoweit berücksichtigt, wie sie durch Stromverlust oder Wärmeorientierung die Stromerzeugung der untersuchten Kraftwerke beeinflusst. Nachfolgend sind die zwei Szenarien beschrieben, die den Betrachtungen der Fernwärmeversorgung im Rhein-Ruhr-Gebiet zu Grunde gelegt wurden.

6.2 Basisszenario für den Strommarkt

6.2.1 Ausgangslage

Für das Basisszenario wird ein konservativer Ansatz mit einer eher moderaten Entwicklung des Strommarktes unterstellt. Die umweltpolitischen Ziele der Bundesregierung im Hinblick auf Nachfrageentwicklung, Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und die CO₂-Reduktion werden dabei nicht vollständig erreicht.

¹¹ Schweden, Inselnänemark, Norwegen und Finnland

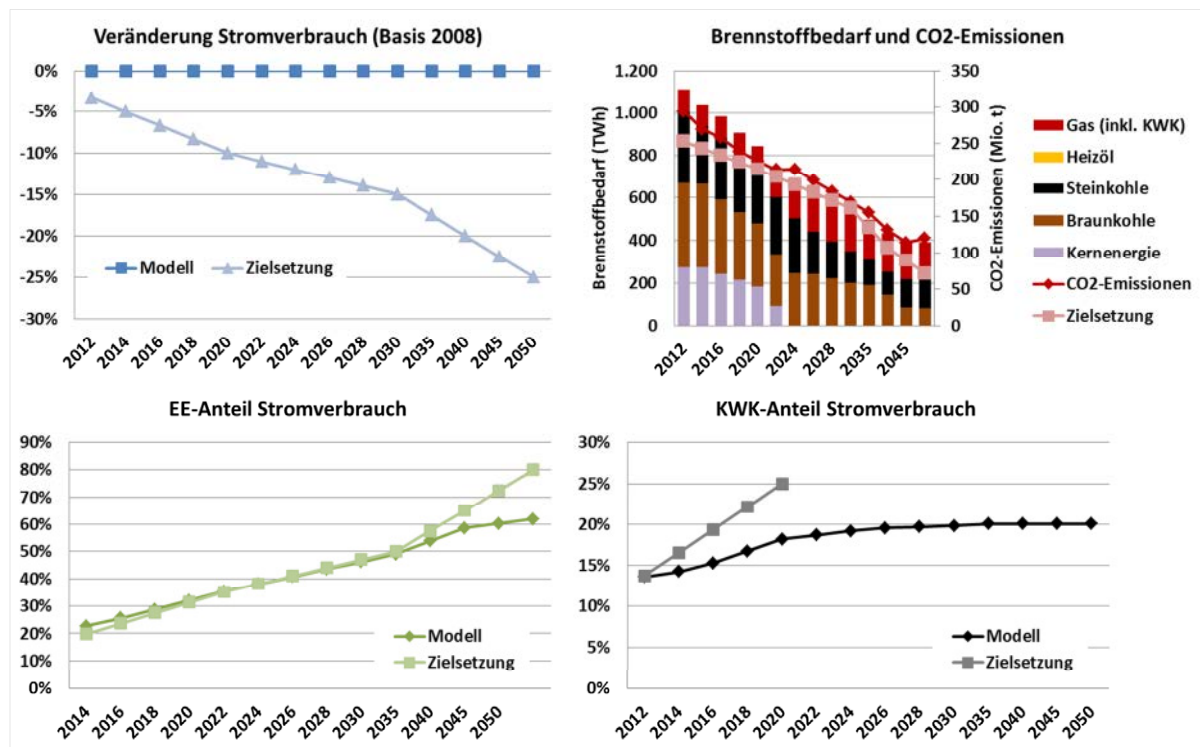


Abbildung 35 Grad der Zielerreichung im Basisszenario für Stromnachfrage, CO₂-Emissionen und EE-Anteil, Quelle: BET

Für Deutschlands Stromnachfrage wird angenommen, dass die Netto-Stromnachfrage¹² auf einem Niveau von etwa 570 TWh stagnieren wird. Auch in diesem Punkt wird somit die Zielsetzung der Bundesregierung nicht erreicht, die eine Reduktion um bis zu 25% bis 2050 gegenüber dem Niveau von 2008 vorsieht. Der Ansatz beruht auf der Annahme, dass sich nachfragesenkende und -erhöhende Effekte kompensieren. Nachfragesenkend wirken beispielsweise abnehmende Bevölkerungszahlen, Effizienzsteigerungen und die Verlagerung der Wirtschaft zu weniger energieintensiven Industrien. Nachfragesteigernd wirken Mengeneffekte (z.B. steigende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten) und "neue" Anwendungen (z.B. Klimaanlage) sowie Substitutionseffekte mit Einfluss auf den Stromverbrauch (z.B. der Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen und der Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Elektromobilität).

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in Anlehnung an die Ausbauziele der Bundesregierung. Als Basis dienen der Nationale Aktionsplan (NREAP), welcher der EU vorgelegt wurde (Ziele bis 2020), sowie die Szenarien der BMU-Leitstudie 2010 (Ziele bis 2050). Es wird hiervon jedoch abweichend angenommen, dass der Ausbau der Fotovoltaik gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung (auf Basis der Berechnungen EWI, GWS, Prognos) stattfindet. Somit wird hier ein deutlich niedrigeres Niveau an installierter Leistung erreicht (39 gegenüber 68 GW in 2050). Für die anderen europäischen Länder werden bis 2020 die Ziele der NREAP unterstellt. Für den Zeitraum bis 2050 wird auf Daten aus Studien

¹² Der Strombedarf ist angegeben inkl. der Netzverluste, aber exkl. des Erzeugereigenverbrauchs.

zurückgegriffen, sofern die Daten ab 2020 zu den NREAP-Werten passen. Falls die Daten der Studien nicht verwendbar sind, werden die Trends bis 2050 fortgeschrieben.

Die nachfolgende Tabelle 2 listet diejenigen Kraftwerksprojekte auf, die sich in der öffentlichen Diskussion befinden und die im Basisszenario berücksichtigt werden.

Tabelle 2 Im Basisszenario berücksichtigte Kraftwerksprojekte

Standort	Brennstoff	Leistung (netto)	Inbetriebnahme
Karlsruhe (RDK 8)	Steinkohle	850	2012
Walsum 10	Steinkohle	725	2014
Moorburg 1	Steinkohle	777,5	2014
Moorburg 2	Steinkohle	777,5	2015
Wilhelmshaven	Steinkohle	750	2015
Hamm (D+E)	Steinkohle	1530	2014
Mannheim	Steinkohle	843	2014
Lünen	Steinkohle	746	2014
Datteln 4	Steinkohle	642	2014
Boxberg	Braunkohle	641	2015
Neurath (BoA 2)	Braunkohle	1050	2012
Neurath (BoA 3)	Braunkohle	1050	2012
Mittelsbüren	Gas	275	2013
Knapsack	Gas	485	2014
Braunschweig	Gas	75	2012
Darmstadt	Gas	95	2013

Darüber hinaus benötigte Kraftwerkskapazität, also nach etwa 2020, wird gegebenenfalls marktgetrieben zugebaut (modellendogener Zubau).

Es wird angenommen, dass sich die Kohlevorkommen der Braunkohletagebaue im Bundesgebiet zunehmend erschöpfen und keine neuen Gruben erschlossen werden. Im Modell wird dies durch eine Abnahme der maximalen installierten Leistung ab etwa 2030 bis 2050 abgebildet. Der Braunkohlezubau ist somit durch die sinkenden Grubenkapazitäten begrenzt.

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung schreitet weiter voran, wird jedoch den zum Ziel gesetzten Ausbau eines Stromanteils von 25% nicht erreichen. Im Modell wird differenziert nach dezentraler KWK-Erzeugung (wärmegeführt) und KWK-Erzeugung aus zentralen und dezentralen Großkraftwerken (stromgeführt). Die wärmegeführte KWK-Erzeugung wird als feste Einspeisung mit saisonaler Struktur abgebildet, d.h. im Winter wird aufgrund des höheren Wärmebedarfs durch die wärmegeführten Anlagen mehr Strom erzeugt als im Sommer. Für stromgeführte KWK wird die elektrische Leistung aus Großkraftwerken, die dem Markt zur Verfügung steht, um den Stromverlust der Wärmeauskopplung reduziert. In Zeiten knapper Erzeugung bzw. hoher Strompreise ist bei diesen Anlagen die volle Kondensationsleistung verfügbar, d.h. sie fahren mit maximaler Stromerzeugung.

Bei den Brennstoff- und CO₂-Preisen werden bis 2015 Terminmarktpreise berücksichtigt, ab 2020 wird auf Prognosedaten in Anlehnung an die Brennstoffpreisannahmen des World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) der International Energy Agency (IEA) übergegangen. Prognosedaten liegen bis 2035 vor. Der Preistrend von 2030 bis 2035 wird bis 2050 fortgesetzt. Der Wechselkurs bleibt konstant bei 1,4 US-\$ je €. Werte für die Jahre 2016 - 2020 werden durch Interpolation ermittelt. Unterschiedliche Brennstoffpreise in den verschiedenen Modellregionen entstehen durch spezifische Transportkostenaufschläge.

6.2.2 Ergebnisse

Trotz Sofortabschaltung der acht Kernkraftwerke und des bis 2022 vollzogenen Ausstiegs aus der Kernenergie sind unter Vernachlässigung von innerdeutschen Netzrestriktionen¹³ ausreichend Erzeugungskapazitäten vorhanden. Trotz des Ausstiegs werden sogar noch einige ältere Steinkohle- und Ölkraftwerke vorzeitig stillgelegt, da sie am Strommarkt praktisch nicht eingesetzt würden. Die wegfallende Erzeugung aus den Kernkraftwerken wird durch den gesteigerten Betrieb von älteren Kraftwerken (auch im Ausland) sowie Importen gedeckt. Es kommt jedoch trotz der gestiegenen Importe von Deutschland nicht zu einer erhöhten Atomstromproduktion in Frankreich, da diese Kraftwerke bereits vor dem Ausstieg aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten maximal produziert haben.

Abgesehen von den im Bau befindlichen Projekten ist davon auszugehen, dass bis 2020 keine weiteren Mittel- oder Grundlastkraftwerke zugebaut werden. Erst ab 2021/2022 besteht Bedarf, reine Gasturbinen-Anlagen massiv zuzubauen¹⁴. Dieser Zubau wird durch das Modell in erster Linie zur Vorhaltung von stehender Reserve genutzt. Diese Reserve könnte beispielsweise auch durch Demand-Side-Management, Laufzeitverlängerung älterer Kraftwerke oder Speicher bedient werden.

Ab 2025 besteht Bedarf des Zubaus neuer thermischer Grund- und Mittellastkapazität. Diese wird aufgrund der unterstellten Kombination von Brennstoff- und CO₂-Preisen und den Investitions- und Betriebskosten in erster Linie durch neue Erdgas-GuD-Anlagen gedeckt.

Die in Abbildung 36 dargestellten Kraftwerkszubauten, die ab 2040 errichtet werden, sind als Kapazitäten ungewisser Art anzusehen, da die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen nur bis 2050 reichen. Bei diesen Kraftwerken handelt es sich um Mittel- /bzw. Grundlastkraftwerke, die aktuelle Erwartung ist, dass diese Kraftwerke eher im Süden Deutschlands errichtet werden, weswegen eine Wärmeauskopplung im Ruhrgebiet aus diesen Kraftwerken nicht berücksichtigt wurde.

¹³ Es wird vorausgesetzt, dass der Netzausbau entsprechend den Erfordernissen stattfindet

¹⁴ Im Modell wird der Bedarf neuer Spitzenlastkraftwerke zur Bereitstellung von Leistung ermittelt. Der konstatierte Zubau legt zu Grunde, dass das Marktdesign so gestaltet ist, dass die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerkszubauten gegeben ist.

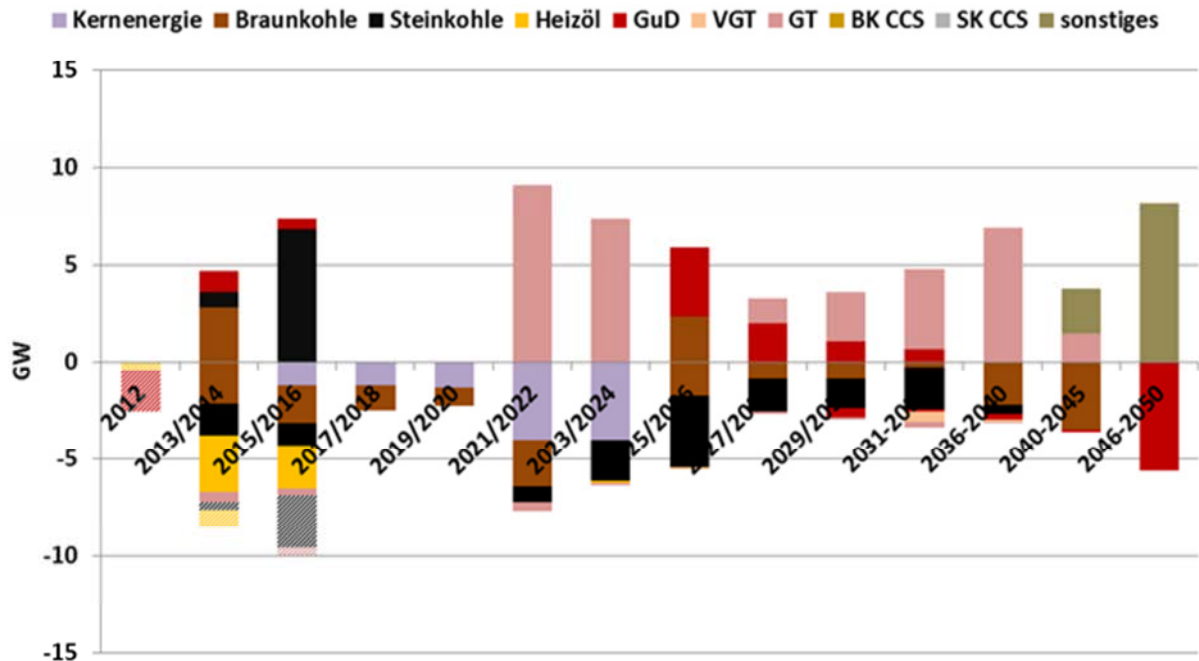


Abbildung 36 Zubau (nach oben gerichtete Balken) und Stilllegungen (nach unten gerichtete Balken) im Basisszenario, Quelle: BET

Die Strompreise, die das Modell errechnet, ergeben sich aus den Grenzkosten des letzten noch eingesetzten Kraftwerkes. Dieser Marktmechanismus wird über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben, da sich noch kein alternatives Preissetzungsverfahren abzeichnet, welches diesen Ansatz ablösen könnte.

In 2023 zeichnet sich ein Sprung in den Preisen ab, der mit der Stilllegung der letzten Kernkraftwerke zusammenhängt. Durch die Stilllegungen der Kernkraftwerke entfallen günstige Stromquellen und der Strompreis steigt. Dieser Anstieg wird durch die neu zugebauten, effizienten und somit mit niedrigeren Kosten erzeugenden Kraftwerke gestoppt werden, bis weitere Stilllegungen dem Markt Kapazitäten entziehen, da ansonsten unwirtschaftliche Überkapazitäten entstehen würden.

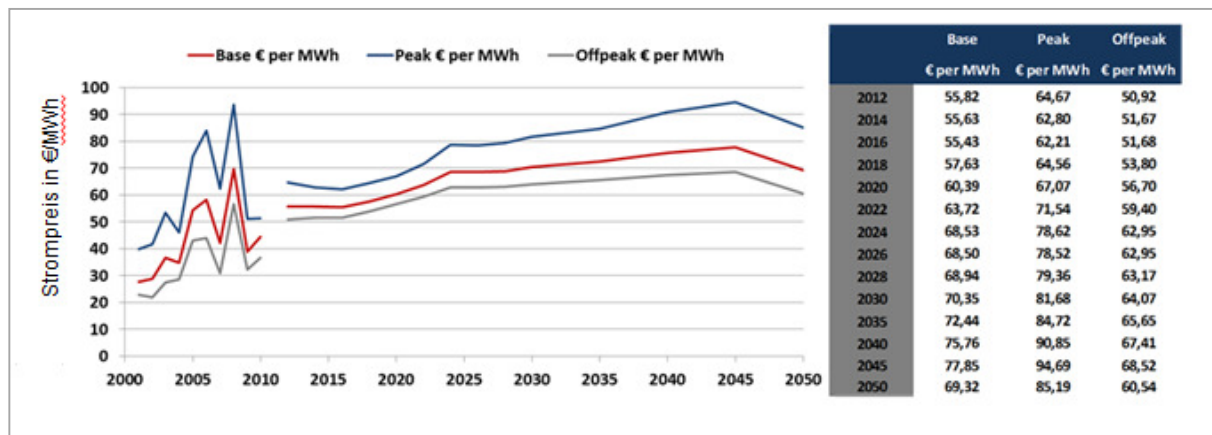


Abbildung 37 Entwicklung der jährlichen Strompreise für Base-, Peak- und Offpeak im Basisszenario, Quelle: BET

Das fundamental errechnete Preisniveau ist 2012 höher als die derzeit beobachtbaren Forwards für 2012, da im Modell eine europaweite wirtschaftliche Erholung mit entsprechender Nachfragesteigerung angenommen wird, die sich zurzeit noch nicht abzeichnet.

Durch die steigende Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien wächst die Volatilität der residualen Last, wodurch auch die Volatilität der Strompreise ansteigt. Daraus ergibt sich nach dem Modell, dass der Peakpreis trotz der Mittagsdelle durch Morgen- und Abendspitzen stärker steigt als der Basepreis.

6.3 Klimaschutzszenario für den Strommarkt

6.3.1 Ausgangslage

Im Klimaschutzszenario wird ein aktives Ausbauszenario abgebildet, in dem die **Ziele der Bundesregierung** in Bezug auf den Ausbau der KWK-Erzeugung, die Entwicklung der Stromnachfrage, die Emissionsziele und ein Übertreffen der Ziele des Anteils der Erneuerbaren Energien (90% statt 80%) unterstellt (siehe Abbildung 38) sind. Die Erreichung der Nachfrage-, EE- und KWK-Ziele wird dem Modell als Eingabeparameter vorgegeben. Die Erzeugung übersteigt den Verbrauch, wodurch die Summe von EE und KWK über 100% liegt. Die Entwicklungen der CO₂-Emissionen hingegen sind ein Ergebnis, da das Modell den Ausbau und den Einsatz des thermischen Kraftwerksparks festlegt.

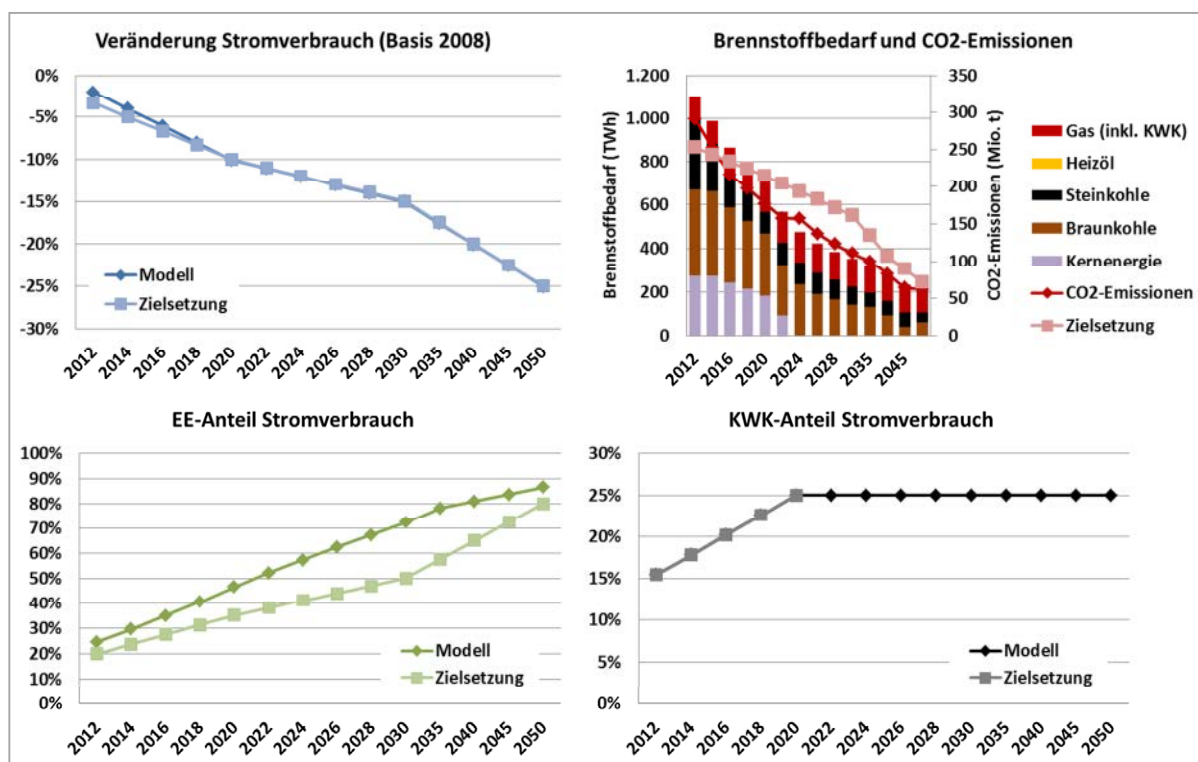


Abbildung 38 Grad der Zielerreichung im Klimaschutzscenario für Stromnachfrage, CO₂-Emissionen und EE-Anteil, Quelle: BET

Ein im Vergleich zum Basisszenario stärkerer Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in Anlehnung an das Leitszenario B des genehmigten Szenarios des Netzentwicklungsplans 2012 angenommen. Werte in diesem Leitszenario liegen für 2022 und 2032 vor. Werte der Zwischenjahre wurden durch Interpolation ermittelt, Werte der Jahre nach 2032 wurden so angepasst, dass in 2050 das Ziel der Bundesregierung (80% Erneuerbare Energien) in etwa erreicht wird.

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung schreitet weiter voran und wird das Ausbauziel von 25% Anteil am Stromverbrauch bis 2020 erreichen (vergleiche Abbildung 39). Die Abnahme der Stromnachfrage führt dazu, dass trotz sinkender KWK-Stromerzeugung¹⁵ der KWK-Anteil 25% der Stromnachfrage in 2050 erreicht.

¹⁵ Die abnehmende KWK-Erzeugung bedeutet, dass KWK-Anlagen stillgelegt bzw. nicht ersetzt oder geringer beschäftigt werden.

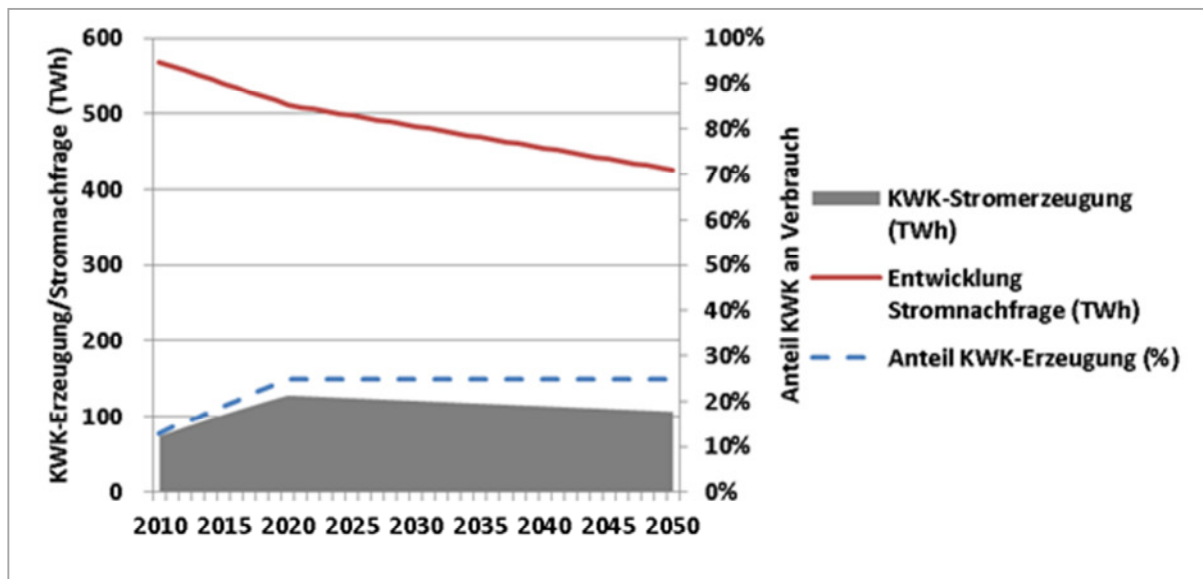


Abbildung 39 Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Klimaschutzscenario, Quelle: BET

Im Klimaschutzscenario wird angenommen, dass der Gaspreis deutlich moderater ansteigt als im Basisszenario (siehe Abbildung 40).

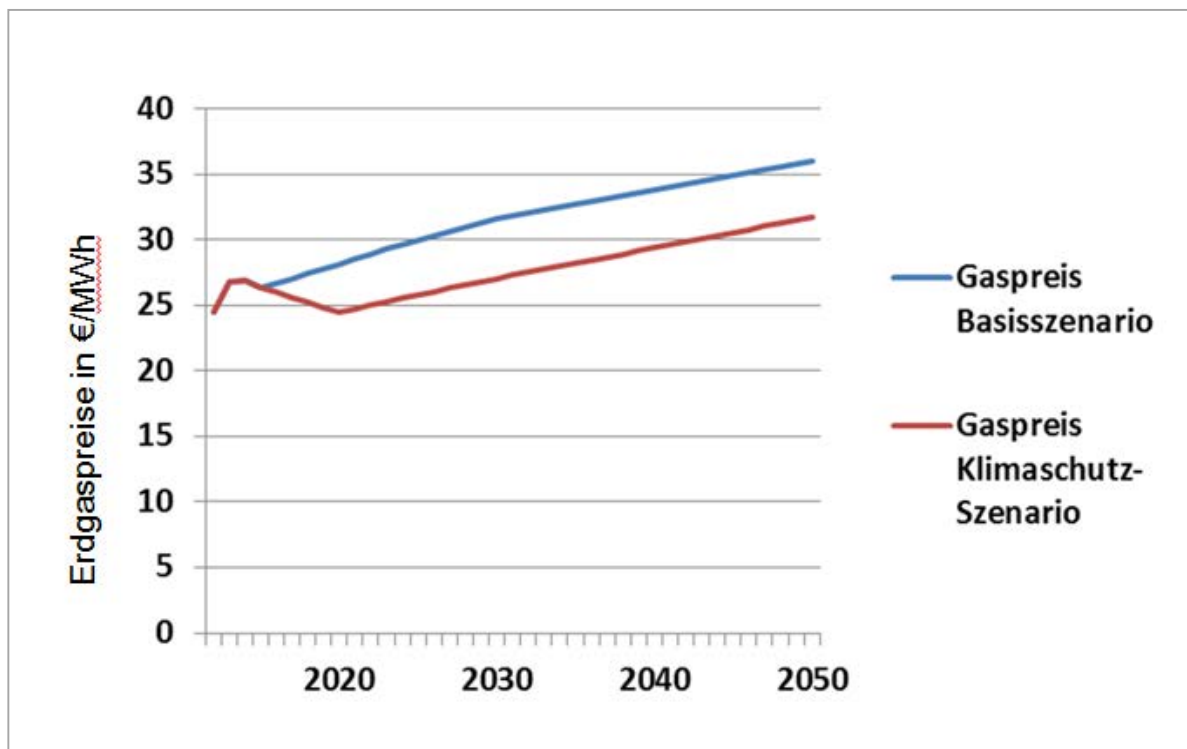


Abbildung 40 Vergleich des Gaspreises aus dem Basisszenario und des Fuel-Switch-Gaspreises, Quelle: BET

Diese Annahme basiert auf den steigenden LNG-Kapazitäten und den Erschließungen von unkonventionellen Gasvorkommen auf dem Weltmarkt in Kombination mit einem Rückgang des Gasabsatzes zur Wärmeversorgung und einer verbesserten Infrastruktur für den Gasimport in Deutschland, was in Summe in den nächsten Jahren zu einem Überangebot an Gas führt¹⁶. Durch das Überangebot entsteht eine Konkurrenzsituation zwischen alten Kohle- und neuen GuD-Kraftwerken, deshalb wird der Gaspreis im Modell so gebildet, dass die variablen Erzeugungskosten der beiden Kraftwerkstypen gleich hoch sind („Fuel-Switch-Preis“).

6.3.2 Ergebnisse

Aufgrund der sinkenden Nachfrage und der steigenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen entstehen Überkapazitäten im Kraftwerkspark. Der Atomausstieg kompensiert die entstehenden Überkapazitäten nur unzureichend. Deshalb werden im Modell ältere Steinkohle- und Ölkraftwerke auch vor dem Ende der technischen Lebensdauer stillgelegt.

Trotz dieser Stilllegung von Grundlastkapazitäten nach dem Modell werden über den gesamten Betrachtungszeitraum aufgrund der sinkenden Nachfrage und des steigenden Anteils der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen keine zusätzlichen thermischen Kapazitäten in der Grund- und Mittellast benötigt. Ab 2021/2022 werden Gasturbinen zugebaut, jedoch ist dieser Zubau der Reservevorhaltung geschuldet und nicht einem Bedarf an zusätzlicher Erzeugungskapazität. Diese Reserve könnte alternativ durch Demand-Side-Management, Laufzeitverlängerung älterer Kraftwerke oder durch Speicher bedient werden.

Deutschland kann aufgrund der entstehenden Überkapazitäten zunehmend Strom in seine Nachbarländer exportieren.

¹⁶ Durch die zunehmende LNG-Verfügbarkeit entsteht ein preisdämpfender Effekt.

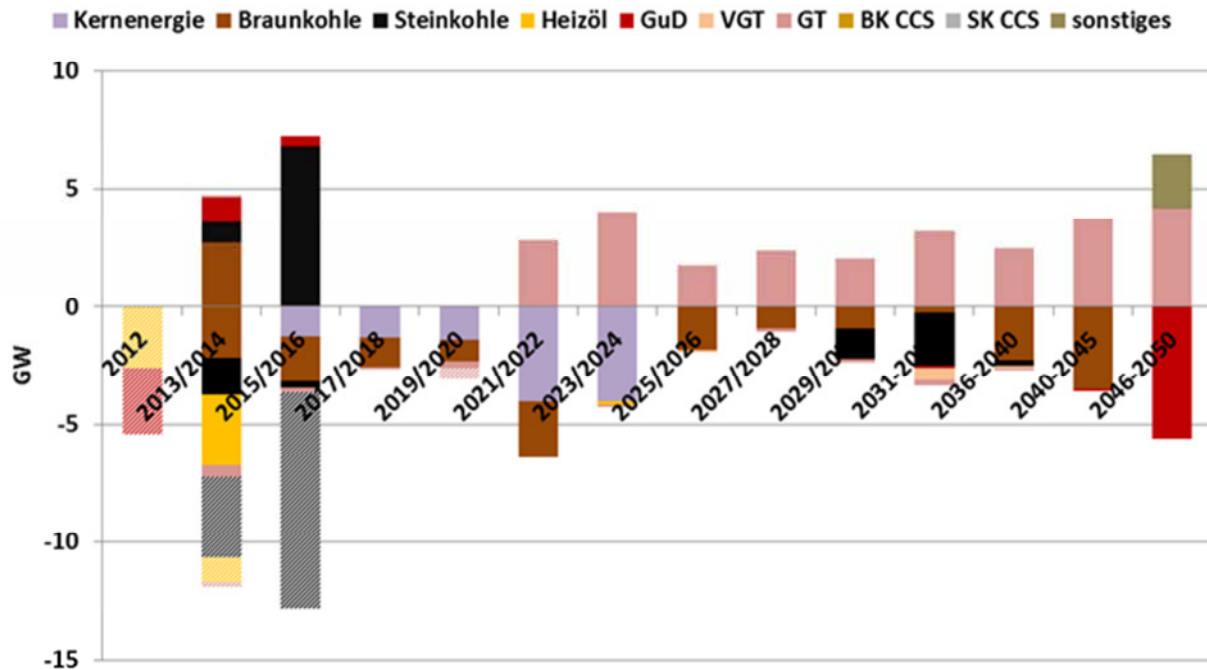


Abbildung 41 Zubau (nach oben gerichtete Balken) und Stilllegungen (nach unten gerichtete Balken) im Klimaschutzszenario, Quelle: BET

Die Überkapazitäten am Erzeugungsmarkt, die sich aufgrund der sinkenden Nachfrage, der bis 2020 steigenden KWK-Erzeugung und der steigenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energien einstellen, haben deutliche Rückwirkungen auf den Strompreis. Obwohl die Preise für Brennstoffe und CO₂ über den Betrachtungszeitraum ansteigen, stagnieren die Strompreise jedoch bzw. fallen sogar leicht ab (siehe Abbildung 42). Dies bedeutet, dass der Spread für thermische Kraftwerke kontinuierlich, ab 2045 sogar deutlich abnimmt. Die Wärmeauskopplung aus stromgeführten KWK-Anlagen wird daher im Klimaschutzszenario zunehmend eine wärmegeführte Fahrweise¹⁷ der entsprechenden Kraftwerke erfordern.

¹⁷ Bei niedrigen Strommarktpreisen werden stromorientierte Kraftwerke stromseitig in Kleinlast betrieben, um die erforderliche Wärmeerzeugung zu gewährleisten

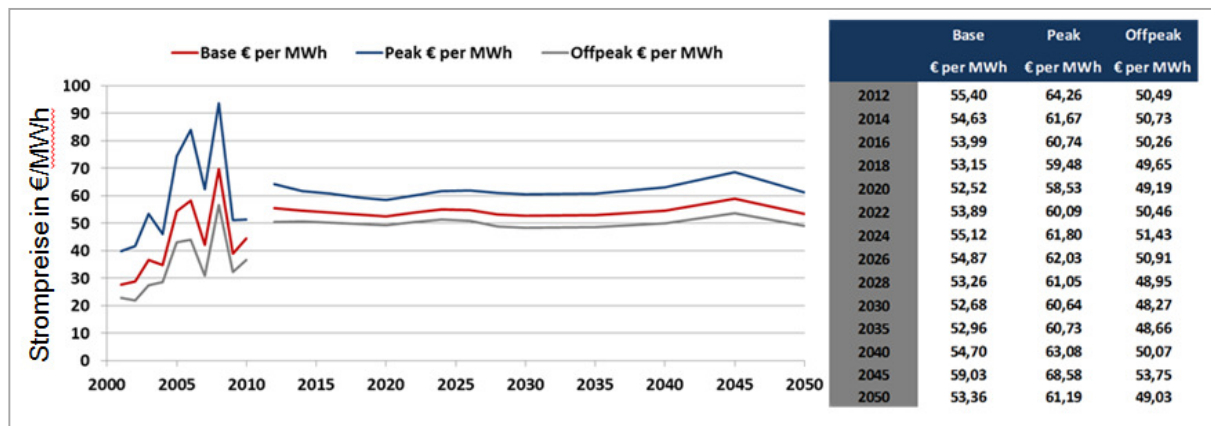


Abbildung 42 Entwicklung der jährlichen Base-, Peak- und Offpeakpreise im Klimaschutzzenario, Quelle: BET

7 Berechnungen

7.1 Modell

Das Versorgungssystem des Ruhrgebietes mit allen Sekundärnetzen (Wärmeverbraucher), Wärmeerzeugern, Wärmespeichern und Netzvarianten wurde in einem hochaufgelösten Simulationsmodell abgebildet. BET hat dazu das flexible Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Tool KWE entwickelt, in welchem verschiedenste Anlagenkonfigurationen zur entkoppelten und/oder gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung abgebildet werden können. Durch Zusammenschaltung einer beliebigen Anzahl von Energieerzeugungs-, Transport- und Speicherprozessen kann jede gewünschte Systemkonstellation analysiert werden.

Das Optimierungsproblem ist als gemischt-ganzzahliges lineares Programm in GAMS (General Algebraic Modelling System) formuliert. Die Zielfunktion ist die Deckungsbeitragsmaximierung¹⁸ unter der Nebenbedingung der Wärmebedarfsdeckung.

Für das Ruhrgebiet wurden alle Wärmeverbraucher, Wärmeeinspeiser, Wärmespeicher und Netzvarianten gemäß ihren technischen Daten modelliert und ihr Einsatz mit der Zielfunktion optimiert.

Die Optimierung erfolgt intertemporal für jeweils ein Jahr, d.h. es wird simultan über alle 8760 Stunden eines Jahres der deckungsbeitragsoptimale Einsatz aller modellierten Anlagenkomponenten bestimmt.

Die folgende Abbildung zeigt die verschiedenen Modell-Inputs und Outputs der KWE.

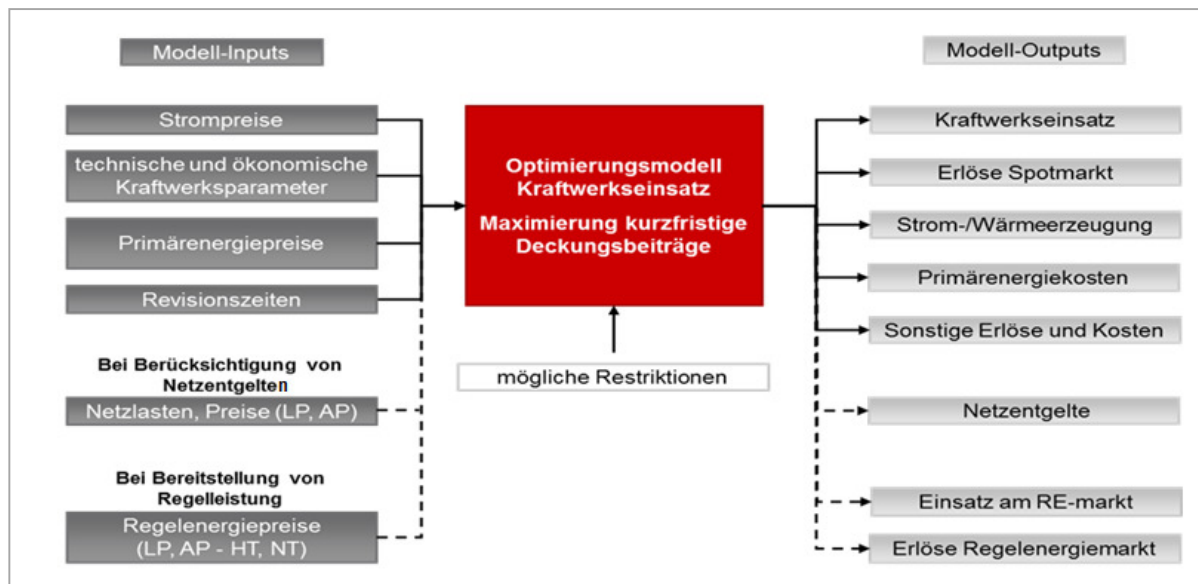


Abbildung 43 Schematische Darstellung der KWE, Quelle: BET

¹⁸ Als Deckungsbeitrag wird der Saldo aller variablen Kosten und Erlöse betrachtet.

Die wichtigsten Modell-Inputs zur Deckung der residualen Wärmelast¹⁹ sind die Strompreisszenarien, die Primärenergie- und CO₂-Preise und die technischen und ökonomischen Kraftwerks- und Netzparameter. Zu diesen zählen beispielsweise elektrische und thermische Wirkungsgrade, Minimal- und Maximalkapazitäten, Stromverlustkennziffern, Betriebskosten und Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, Speicher- und Transportverluste, Pumpstrombedarf und -kosten, Revisionszeiten und Startkosten. Eine simultane Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten am Regelenergiemarkt wurde nicht berücksichtigt, da dies für die Beantwortung der Fragestellung nicht von ausschlaggebender Bedeutung ist (durch den Netzverbund wird das Regelenergiepotenzial nicht wesentlich beeinflusst). Als Ergebnis liefert die KWE alle variablen Prozessgrößen in stündlicher Auflösung über ein vollständiges Jahr. Zu den wichtigsten Ergebnissen zählen die Einsatzzeiten der modellierten Anlagen, die Erzeugungsmengen von Strom- und Wärme, die stündlichen Stromerlöse und die damit jeweils verbundenen Primärenergie- und CO₂-Kosten, die Pumpstromkosten und Verteilverluste der Primärnetze, die Speicherzyklen und Zwangsbetriebszeiten. Im Modell werden die variablen Kosten der Wärmebereitstellung gemäß den Festlegungen aus Kapitel 6 berechnet.

7.2 Businessplan

Im Businessplan der Untersuchung der Fernwärme im Ruhrgebiet werden die variablen Prozessergebnisse des Modells gemäß Kap 7.1 je Netzvariante um die fixen Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung sowie die Kapitalkosten des jeweiligen Modellsystems ergänzt. Die Fixkosten und Erlöse sind:

- marktüblicher Leistungspreis der Wärme aus Strom-Kraftwerken,
- sämtliche Fixkosten (CAPEX + OPEX) von wärmeorientierten Kraftwerken, Heizwerken, Speichern und Elektro-Kessel,
- marktübliche Leistungspreise der Wärme der Vorrängeinspeiser,
- KWK-Zuschläge nach KWKG,
- CO₂- Gratisallokation Wärme der dritten Handelsperiode bis 2026 und
- vermiedene Netzentgelte für dezentrale Einspeiser.

Im Ergebnis des Businessplans werden die Vollkosten der Wärmeerzeugung incl. Primärnetz für alle betrachteten Varianten im Ruhrgebiet ausgewiesen. Mit Berücksichtigung der Fix- und Kapitalkosten der neu zu errichtenden Trassen der Netzvarianten ergeben sich die Vollkosten der Wärmegestehung im Ruhrgebiet an der Übergabestelle zu den Sekundärnetzen. Die Mengen der Wärmeerzeugung abzüglich der Verteilverluste der Primärnetze ergeben die Mengen der Wärmegestehung. Die Wärmegestehungskosten stellen die Wärmebeschaffungskosten der Sekundärnetze im Ruhrgebiet dar. Steuern vom Ertrag werden bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

¹⁹ Industrielle Abwärme, Erneuerbare Energien und Abfallheizkraftwerke sind vorrangige Wärmeeinspeiser.

7.3 Berechnung der CO₂-Emissionen

Zur ökologischen Bewertung der Netz- und Erzeugungsvarianten der Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet werden die lokalen CO₂-Emissionen der Anlagen zur Wärmeerzeugung mit Brennstoffeinsatz ermittelt. Die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung in Elektrokesseln ergeben sich aus den bis 2050 abnehmenden CO₂-Emissionen des Strommixes²⁰ Deutschland. Sämtliche CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung werden auf die Wärmemengen zur Übergabe an die Sekundärnetze bezogen.

Für die Aufteilung der CO₂-Emissionen einer KWK-Anlage auf die Produkte Wärme und Strom liegen mehrere wissenschaftlich gleichwertige Methoden vor. In den folgenden Berechnungen wird dazu die Dresdner Methode [7] angewandt, die von der AGFW im Entwurf des Arbeitsblattes FW 309 [12] vorgeschlagen wird. Die Dresdner Methode ordnet bei Anlagen mit Stromverlust der Wärme den Brennstoff und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen zu, die zur Kompensation des Stromverlustes der Wärmeauskopplung entstanden wären. In der Dresdner Methode wird bei Gegendruckanlagen ein äquivalenter Stromverlust angewendet, der sich aus dem theoretischen Stromerzeugungspotenzial der ausgekoppelten Wärme in Abhängigkeit von ihren Temperaturniveaus ergibt. Die Dresdner Methode erscheint den Gutachtern gegenüber den anderen diskutierten Methoden aus folgenden Gründen als sachgerecht:

- Der Stromverlust ist maßgeblich zur energiewirtschaftlichen Bewertung von KWK-Prozessen.
- Es ergeben sich keine negativen Emissionsfaktoren für Wärme und/oder Strom.
- Die Dresdner Methode ordnet die Vorteile der KWK nicht ausschließlich dem Produkt Wärme zu.
- Die Dresdner Methode verwendet ausschließlich berechenbare Werte damit keine Annahmen getroffen werden müssen.

In Abbildung 44 sind die nach der Dresdner Methode der Wärme zuzuordnenden Emissionen für Steinkohle- und Erdgas-KWK über ihren typischen Wirkungsgraden aufgetragen und einem Erdgaskessel gegenübergestellt.

²⁰ Die CO₂-Emissionen müssten nach den marginal zuwachsenden CO₂-Emissionen der Stromerzeuger für Elektrokessel berechnet werden. Wegen des geringen Einflusses auf das Ergebnis wurde ein vereinfachter Ansatz gewählt.

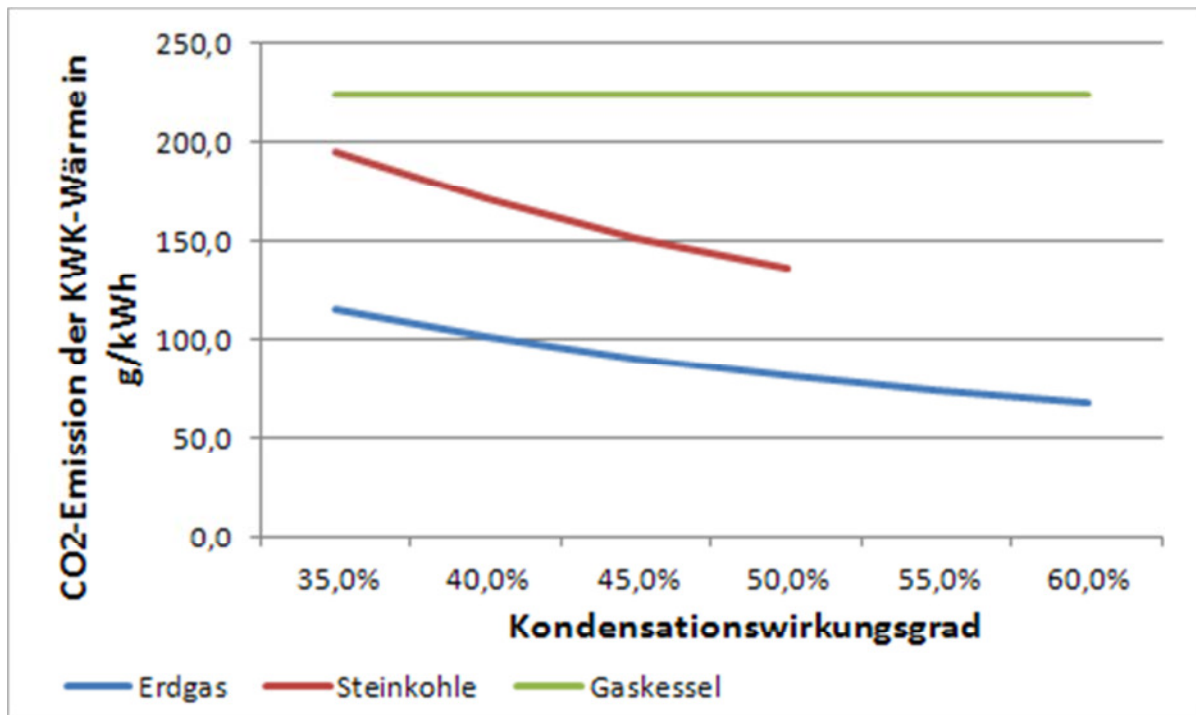


Abbildung 44 CO₂-Emission von KWK-Wärme im Vergleich zu Kesselwärme Quelle BET

Der Wärmeerzeugung mit Elektrokesseln werden die Emissionen des Strommixes Deutschland gemäß den Energiemarktmodellen im Sinne der fortgeschriebenen Veröffentlichungen des UBA [8] zugeordnet.

Die so ermittelten spezifischen Emissionswerte an den Übergabestellen an die Sekundärnetze können nicht exakt mit Literaturwerten verglichen werden, die sich auf den Wärmeeinsatz beim Verbraucher beziehen.

8 Ergebnisse

Ziel der Untersuchung ist die Klärung der Frage, welche netztechnischen Maßnahmen und welche Erweiterungen der Fernwärme im Ruhrgebiet geeignet sind, einen Beitrag zur Erreichung der energiepolitischen Ziele des Landes NRW zu leisten. Die zentralen energiepolitischen Ziele des Landes NRW in Bezug auf die Fernwärme sind²¹:

- Leistung eines angemessenen Beitrages des Landes NRW an den klimapolitischen Zielen der CO₂-Minderung der Bundesregierung
- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
- Ausbau der Fernwärmeversorgung, Herstellung von Netzverbänden („Leitprojekt Fernwärmeschiene Niederrhein und Ruhr“) zur Nutzung Erneuerbarer Wärmepotenziale und industrieller Abwärme

Diese Konzepte müssen so ausgestaltet werden, dass die Fernwärmeversorgung wettbewerbsfähig gegenüber anderen Wärmeversorgungsalternativen bleibt.

Für die drei untersuchten Verbundnetzvarianten der Fernwärmenetze im Ruhrgebiet:

- Referenzvariante (Fortgeschriebener Istzustand),
- Westverbund,
- Westverbund und Nordspange

werden folgende Szenarien analysiert und simuliert:

- Wärmebedarfsszenarien Basis und Perspektiv,
- Energiemarktszenarien Basis und Klimaschutz und
- Betrachtung mit und ohne das Kraftwerk Datteln 4.

Zur Strukturierung der Berechnungsergebnisse der 24 Varianten soll im Folgenden zwischen den Variationen, die vom Land beeinflusst werden können, nämlich den Netzvarianten und Wärmebedarfsszenarien, und den Variationen, die nicht vom Land beeinflusst werden können, nämlich den Energiemarktszenarien und der juristischen Frage, ob Datteln 4 in Betrieb geht oder nicht, unterschieden werden. Die Ergebnisse werden für die drei Netz- und die beiden Wärmebedarfsszenarien getrennt ausgewiesen; für die nicht beeinflussbaren Einflussgrößen werden die Ergebnisse gemittelt.

Für die untersuchten Varianten werden folgende Ergebnisse ermittelt:

- Wärmegestehungskosten 2017-2050:
Sämtliche Kosten der Wärmelieferung an die Sekundärnetze nach Zinsen, Abschreibungen und vor Steuern (EBT)
- Aufsummierte CO₂-Emissionen der Fernwärmeezeugung für die Jahre 2017 bis 2050

²¹ Vergleiche Koalitionsvertrag der NRW SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN NRW.

Wirtschaftlicher Treiber für die Finanzierung eventueller Netzneubauten ist die jeweils erzielbare Reduzierung der Wärmegestehungskosten. Aus dem Vergleich dieser Kostenreduzierung mit den erforderlichen Kapital-, Betriebs- und (Wärme-) Verlustkosten der Netzneubauten lässt sich ableiten, ob der erzielte Deckungsbeitrag die zusätzlichen Netzkosten deckt und die Netzvariante wirtschaftlich ist oder ob bei ihrer Realisierung eine zurückgehende Gesamtrendite der Fernwärmeversorgung zu erwarten ist. Der Betrag, um den die Gesamtwirtschaftlichkeit zurückgeht, wird als CO₂-Minderungskosten ausgewiesen. Gleichzeitig werden die Gesamt-Emissionen der Varianten mit dem Ausgangszustand 2010 verglichen.

Um die Vertraulichkeit der zur Verfügung gestellten Daten zu wahren, werden alle Kosten und Emissionsdaten in Form eines Index dargestellt. Zusätzlich werden CO₂-Vermeidungskosten in Euro pro Tonne vermiedener CO₂-Emissionen ausgewiesen.

8.1 Einsatz und Mengen der Wärmeerzeuger

Zur Darstellung des Einsatzes der Wärmeerzeuger werden im Folgenden die anteiligen Mengengerüste und spezifischen CO₂-Emissionen (bezogen auf die Erzeugung) der Varianten für die Stützjahre 2017, 2030 und 2050 dargestellt. Hierbei werden die Wärmeerzeuger und Kraftwerke in folgenden Gruppen zusammengefasst:

- stromorientierte Kraftwerke (fossil, stromorientiert)
- wärmeorientierte Kraftwerke (fossil, wärmeorientiert)
- Erneuerbare Wärmeerzeugung
- Industrielle Abwärme
- Abfallheizkraftwerke
- Elektrokessel
- Heizwerke (fossil)

In Abbildung 45 bis Abbildung 47 sind die Wärmeerzeugungsmengen der Erzeugungsfamilien je Untersuchungsvariante für 2017, 2030 und 2050 dargestellt²². Gleichzeitig werden die spezifischen Emissionen je Netzvariante ausgewiesen. Die Darstellung erfolgt für die Stützjahre für beide Wärmebedarfsszenarien und für die Betrachtungen mit und ohne Datteln 4.

²² Die Ergebnisse sind für beide Energiemarktszenarien gemittelt dargestellt.

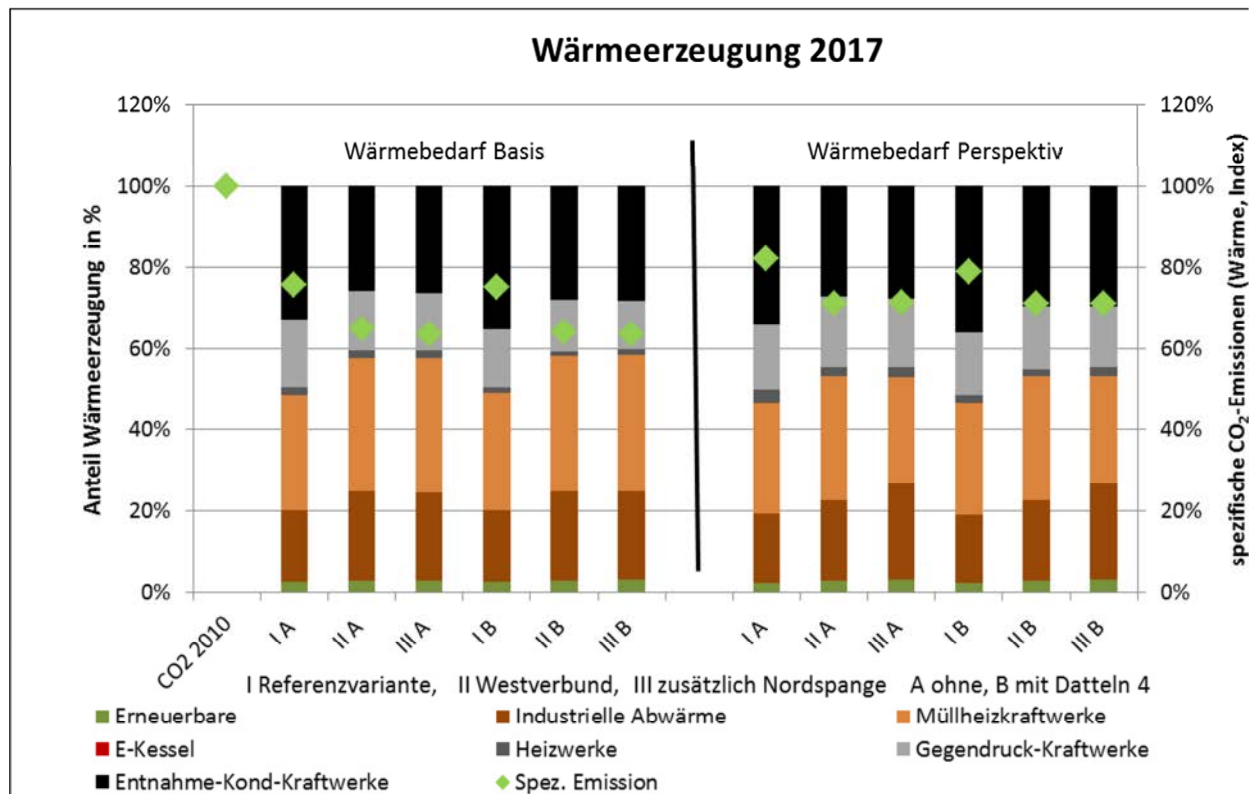


Abbildung 45 Wärmeerzeugung 2017, Quelle: BET

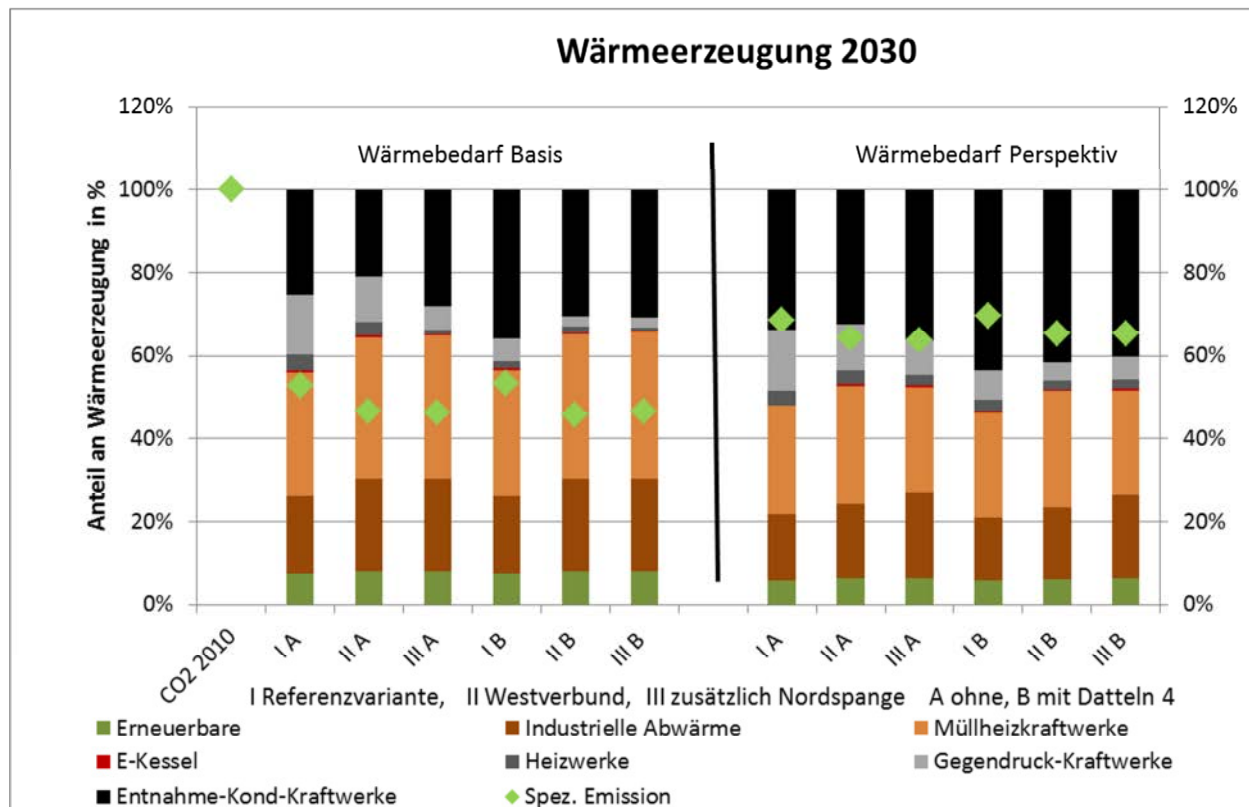


Abbildung 46 Wärmeerzeugung 2030, Quelle: BET

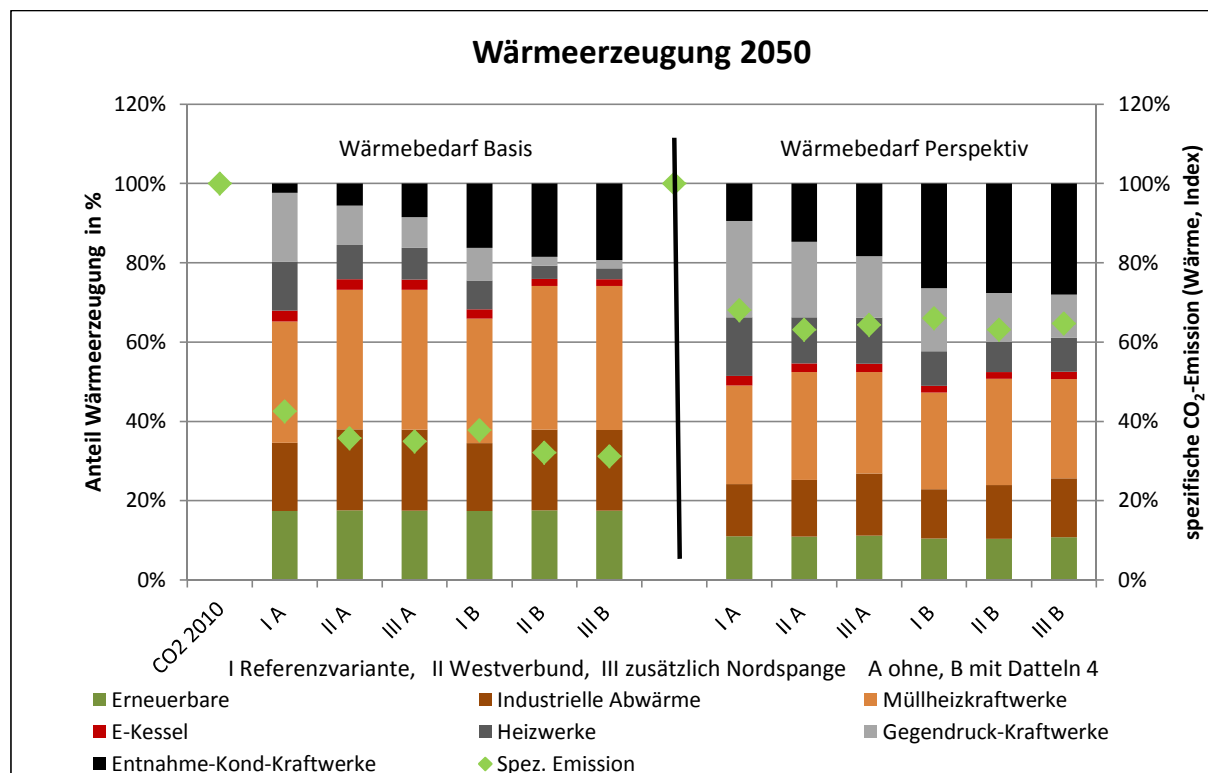


Abbildung 47 Wärmeerzeugung 2050, Quelle: BET

Über den Betrachtungszeitraum geht die Wärmeerzeugung der fossil befeuerten Kraftwerke zurück. Die Realisierung des Perspektivszenarios mindert diesen Rückgang, da die verfügbaren emissionsarmen Wärmequellen bereits im Basisszenario eine starke Auslastung aufweisen. Ab 2030 werden Elektrokessel zunehmend eingesetzt.

Der Rückgang der Wärmeerzeugung aus fossil befeuerten Anlagen führt im Wärmebedarfszenario Basis zu sehr niedrigen spezifischen Emissionswerten der Erzeugung zum Ende des Betrachtungszeitraumes. Die spezifischen Emissionen der Wärmeerzeugung im Perspektivszenario liegen über denen im Basisszenario. Die Ursache dafür ist, dass die CO₂-armen Wärmequellen bereits im Basisszenario nahezu ausgeschöpft sind und folglich der Zuwachs der Wärmeerzeugung des Perspektivszenarios überwiegend fossil gedeckt werden muss. Die spezifischen CO₂-Emissionen liegen auch im Perspektivszenario durch den hohen Anteil an KWK-Wärme deutlich unter denen einer dezentralen Versorgung. Der Emissionsvorteil des Perspektivszenarios wird erst in der Gesamtbilanzierung der Emissionen deutlich, die zusätzlich den Emissionsvorteil aus der Verdrängung dezentraler Wärmeerzeugung berücksichtigt (vergleiche Abschnitt 8.3).

Neben den unterschiedlichen Kraftwerks- und Brennstoffarten wurde auch die Entwicklung des KWK-Anteils der erzeugten Wärme untersucht. Hierbei wurden folgende Prämissen zu Grunde gelegt:

- Der KWK-Anteil ist die KWK-Wärmeerzeugung bezogen auf die erzeugte Wärme.
- Abwärme aus Industrie und Abfallverbrennung ist zu 100% KWK-Wärme²³.
- Für Erneuerbare Energien wird angesetzt, dass 50% der Erzeugung in KWK und 50% der Erzeugung in dezentralen Kleinkesselanlagen erfolgt.
- Strom- und Wärmekraftwerke erzeugen zu 100% KWK-Wärme.
- Heizwerke und E-Kessel erzeugen keine KWK-Wärme.

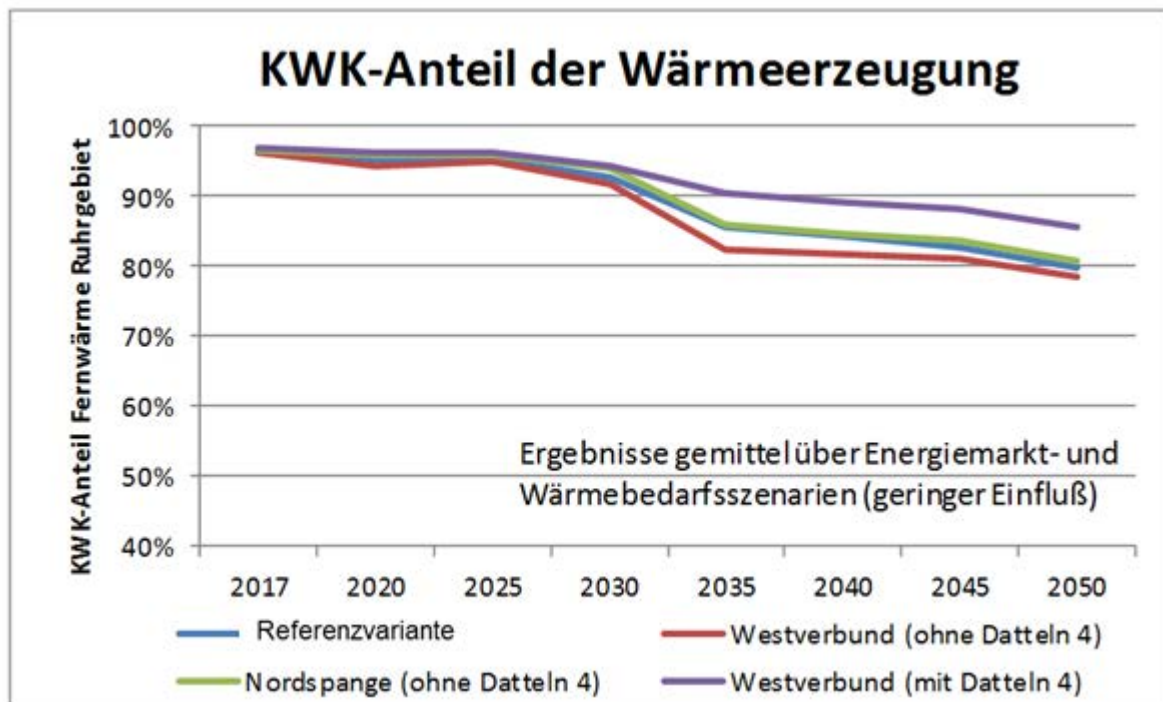


Abbildung 48 Entwicklung der KWK-Anteil Wärme, Quelle: BET

Bedingt durch die zunehmend geringeren Kraftwerks-Laufzeiten sinkt der KWK-Wärmeanteil in allen Varianten über den Betrachtungszeitraum, liegt aber auch 2050 noch auf einem ökologisch sinnvollen Niveau von mehr als 80%. Die Ergebnisse sind weitgehend unabhängig von der Entwicklung des Wärmebedarfs (Basis oder Perspektiv, Ergebnis gemittelt dargestellt).

Die Höhe des KWK-Anteils nimmt zum Ende des Betrachtungszeitraums bei Realisierung des Westverbundes mit Datteln 4 stärker zu als ohne Datteln 4. Die Realisierung der Nordspange hat mit und ohne Datteln 4 keinen positiven Einfluss auf den KWK-Anteil. Die Nordspange dient ohne Datteln 4 überwiegend der Bereitstellung fehlender Wärmeerzeugungskapazität im E.ON-Netz.

²³ Vergleiche Regelungen im KWK-Gesetz.

8.2 Kosten der Wärmeerzeugung

Die errechneten Wärmekosten werden für die beeinflussbaren Größen (Netzvarianten und Wärmebedarfsszenarien) ausgewiesen. Die Einzelergebnisse für die nicht beeinflussbare Größe (Energiamarktszenarien) werden gemittelt. Die Kostenpositionen sind als Index des diskontierten Barwertes der Wärmegestehungskosten von 2017 bis 2050 wiedergegeben und spiegeln dadurch den gesamten Betrachtungszeitraum wider. Die Wärmegestehungskosten der Anfangsvariante I (Referenzvariante als Basiszustand) weisen naturgemäß unterschiedliche Absolutbeträge in den beiden Wärmebedarfsszenarien auf. Diese werden jeweils auf 100% normiert, um die Unterschiede zu den Vergleichsnetzvarianten darstellen zu können.

Die CO₂-Emissionen der Erzeugung werden je Variante über den Betrachtungszeitraum gemittelt, als spezifische CO₂-Emissionen dargestellt und den gemittelten spezifischen Emissionen des Ausgangszustandes 2010 gegenübergestellt.

Durch die Realisierung des Westverbundes reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen je nach Wärmebedarfsszenario um 8 – 14%²⁴. Die durch die erforderliche Netzinvestition des Westverbundes entstehenden Mehrkosten werden zum Teil durch den Rückgang der Wärmeerzeugungskosten refinanziert. Die verbleibenden Mehrkosten lassen sich minimieren, wenn der Ausbau der Sekundärnetze betrieben wird, um das Wärme-Perspektivszenario zu erreichen. Die Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 hat nur geringen Einfluss auf die verbleibenden Mehrkosten und den CO₂-Minderungseffekt des Westverbundes.

Die Wirtschaftlichkeit der Nordspange (zusätzlich zum Westverbund) wird – entgegen dem Westverbund - von der Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 beeinflusst. Ohne Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 ist die Realisierung der Nordspange erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll, wenn keine Ersatzkraftwerke im Netz der E.ON realisiert werden. Die spezifischen CO₂-Emissionen bleiben in diesem Fall unverändert. Bei Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 ist die Nordspange unwirtschaftlich und führt bei Erreichen des Wärme-Perspektivszenarios sogar zu geringfügig ansteigenden CO₂-Emissionen.

Eine Entscheidung über die Nordspange ist daher erst möglich, wenn Klarheit über die Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4 und über eventuelle Ersatzkraftwerke im Bereich des Netzes E.ON-Nord besteht.

²⁴ Die Aussagen beziehen sich auf die spezifischen CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung. Die absoluten CO₂-Emissionen werden in Abschnitt 8.3 detailliert untersucht.

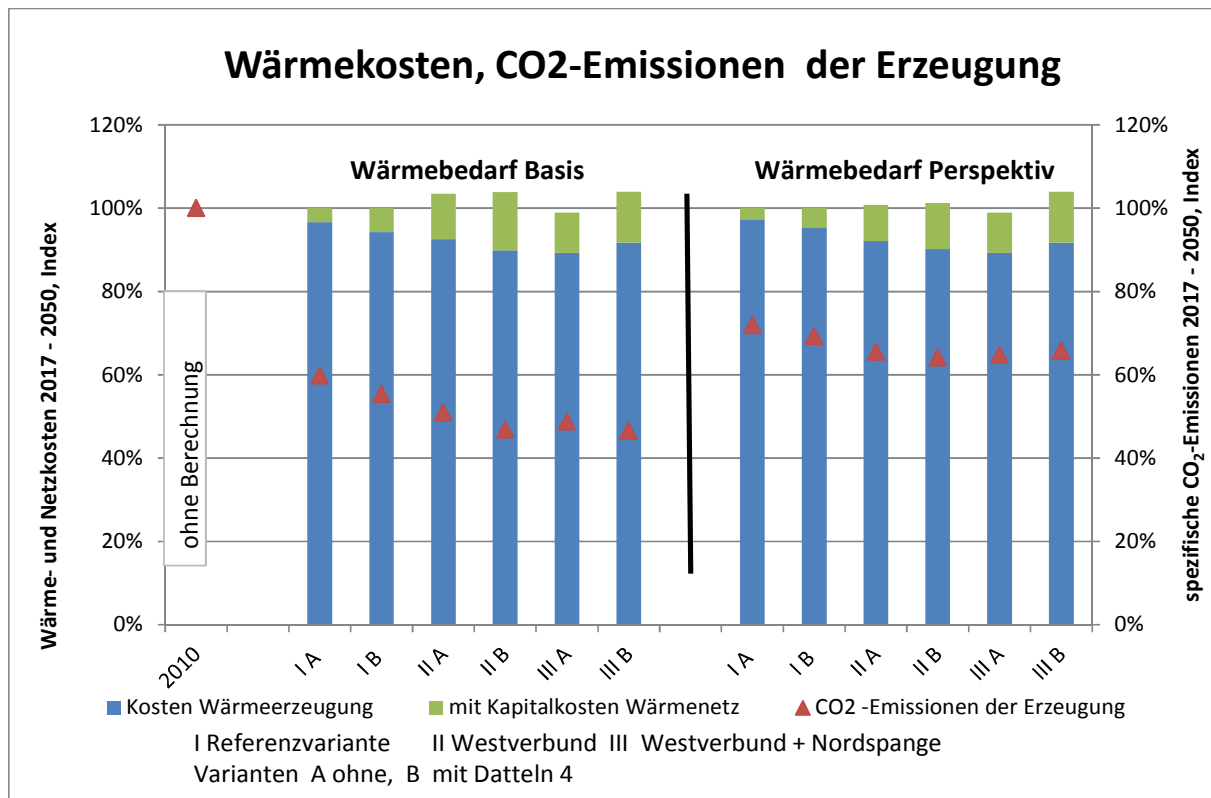


Abbildung 49 Wärmereizungskosten, Kapitalkosten Netze und CO₂-Emissionen, Quelle: BET

Die Netzvariante I (Referenzvariante) stellt die Ausgangsvariante für das Jahr 2017 dar, da ihre Realisierung bereits eingeleitet ist. In Abbildung 50 sind die Kosten- und Emissionssalden bei Realisierung des Westverbundes gegenüber dieser Ausgangsvariante dargestellt²⁵. Unabhängig von den Wärmebedarfs- und Energiemarktszenarien führt der Westverbund bei Kostenerhöhung zu einer deutlichen Emissionsreduktion.

Die Netzvariante Nordspange hat nur sehr geringen Einfluss auf die CO₂-Emissionen. Eine relevante Emissionsminderung kann nur im Wärmebedarfsszenario Basis ohne das Kraftwerk Datteln 4 erreicht werden. Geht das Kraftwerk Datteln 4 in Betrieb und wird das Wärme-Perspektiv Szenario erreicht, werden durch die Nordspange keine Emissionen vermieden. Die Nordspange ist folglich nur sinnvoll, wenn das Kraftwerk Datteln 4 nicht in Betrieb geht.

²⁵ Positive Werte des Kostensaldos bedeuten eine Erhöhung der Wärmegestehungskosten, negative Werte des Emissionssaldos eine Emissionsminderung durch den Westverbund.

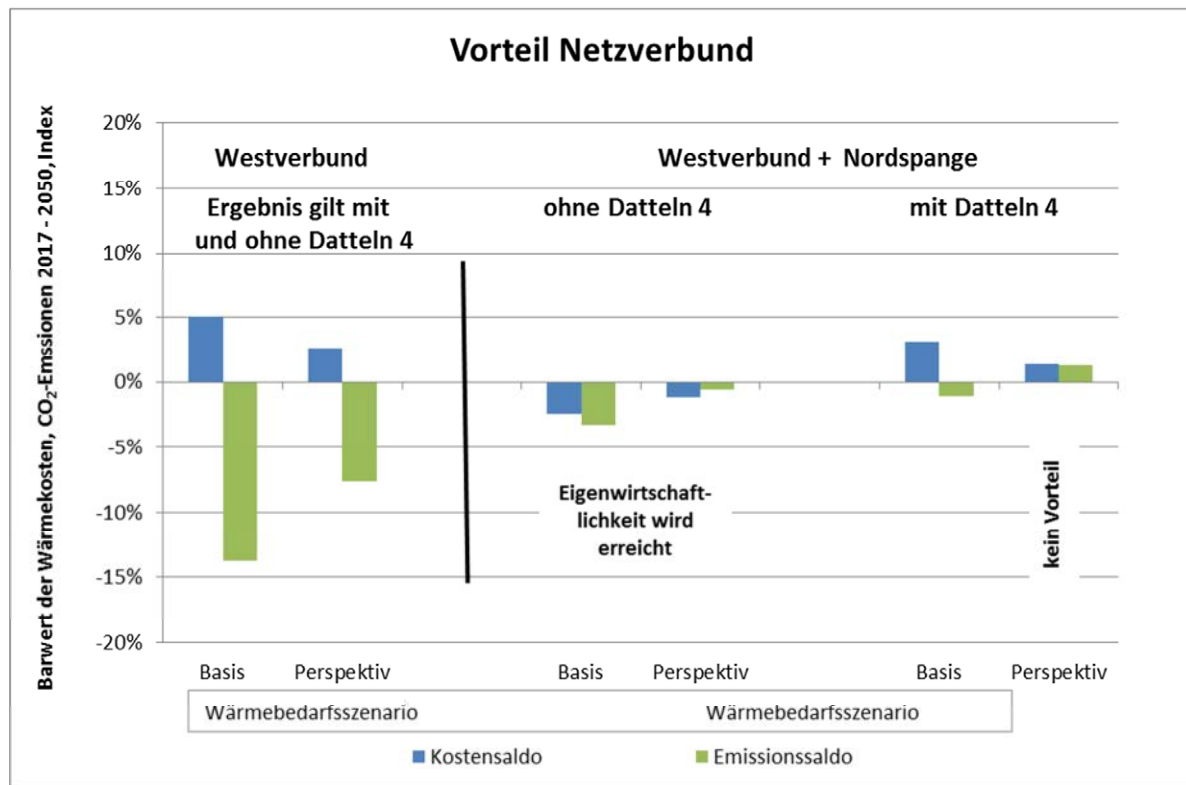


Abbildung 50 Kosten- und CO₂-Potenziale des Westverbunds, Quelle: BET

In Abbildung 50 sind die CO₂-Emissionen der Netzvarianten mit den Barwerten der Wärmekosten über den Zeitraum 2017 bis 2050 dargestellt. Durch den Westverbund werden sowohl mit als auch ohne Datteln 4 deutliche reduzierte Emissionsmengen bei etwas gestiegenen Wärmekosten erreicht. Mit der Nordspange kann ohne Datteln 4 eine Emissionsreduktion erreicht werden die auch zu geringeren Wärmekosten führt und somit eigenwirtschaftlich ist. Mit Datteln 4 hängt die Emissionsminderung vom Wärmebedarf ab und führt zu Mehrkosten.

8.3 CO₂-Emissionen

Im Folgenden werden die CO₂-Minderungen der untersuchten Netzvarianten quantifiziert. Diese setzen sich zusammen aus dem Rückgang der CO₂-Emission bei der Erzeugung durch bessere Ausnutzung CO₂-armer Wärmeerzeuger bei zunehmendem Netzverbund²⁶ und durch Substitution dezentraler Wärmeerzeugung mit spezifisch höherer CO₂-Emission durch Netzverdichtung und -ausbau.

Die der Wärmeerzeugung zuzuordnenden CO₂-Emissionen werden für KWK-Wärme nach der Dresdner Methode (siehe Kap. 7.3) ermittelt. Zur Elimination der unbeeinflussbaren Größen „Energiamarktszenarien“ und „Datteln 4“ werden die jeweiligen Ergebnisse auch gemittelt. Im Wärmebedarfsszenario Basis, also dem Szenario ohne Erweiterungen der Fernwär-

²⁶ Effekte durch Netzverluste und Aufwendungen für Pumpstrom sind in der Bilanzierung berücksichtigt.

me-Sekundärnetze, betragen die der Wärmeerzeugung je Netzvariante zuzuordnenden von 2017 bis 2050 kumulierten CO₂-Emissionen nach Abbildung 51:

- Netz I (Referenzvariante) 11,5 Mt
- Netz II (Westverbund) 9,9 Mt
- Netz III (Westverbund + Nordspange) 9,7 Mt

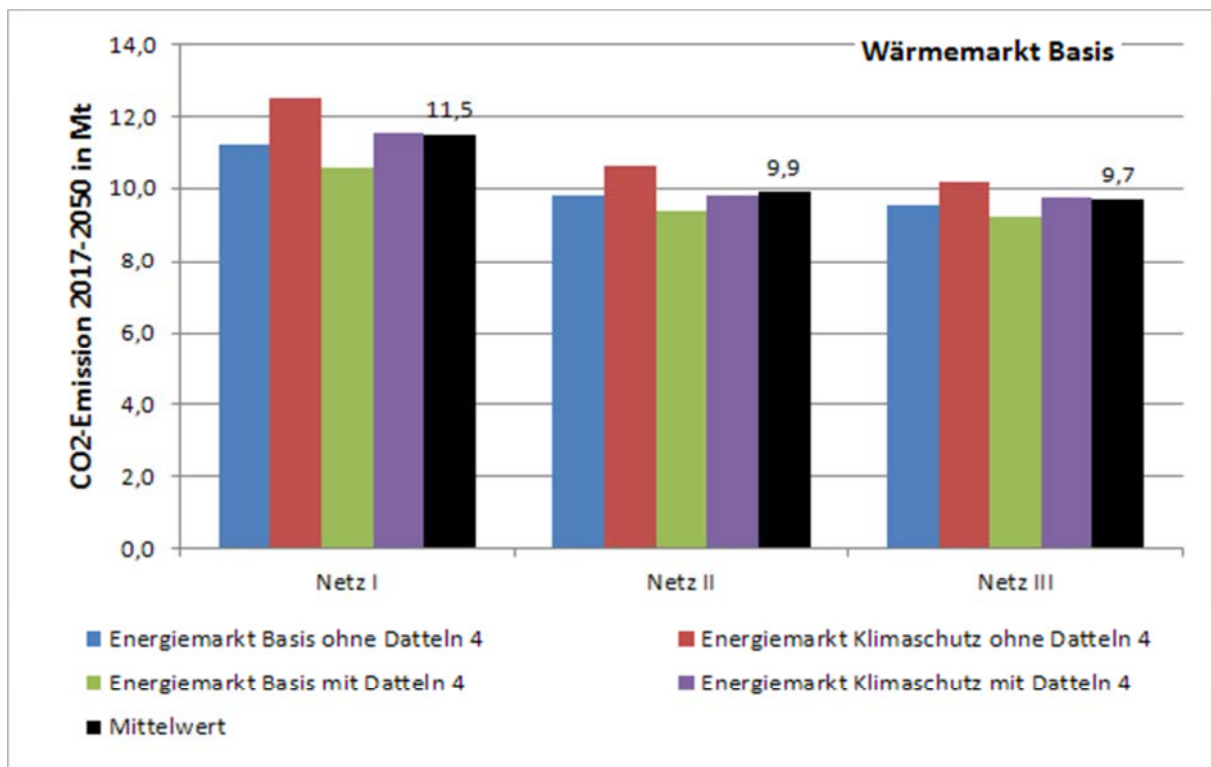


Abbildung 51 CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung im Wärmebedarf Basis, Quelle: BET

In Abbildung 51 wird deutlich, dass die Untervarianten mit Datteln 4 etwas geringere Emissionen aufweisen als ohne Datteln 4. Im Wärmebedarfsszenario Perspektiv, dem Szenario mit Erweiterungen der Fernwärme-Sekundärnetze betragen die der Wärmeerzeugung zuzuordnenden kumulierten CO₂-Emissionen nach Abbildung 52:

- Netz I (Referenzvariante) 19,6 Mt
- Netz II (Westverbund) 18,3 Mt
- Netz III (Westverbund + Nordspange) 18,4 Mt

Bei Ausbau der Sekundärnetze zum Wärmebedarf Perspektiv gemäß Abbildung 52 liegen die Emissionen mit Datteln 4 für die Netzvarianten Westverbund unter den Emissionen ohne Datteln und für die Netzvariante Westverbund mit Nordspange über den Emissionen ohne Datteln 4.

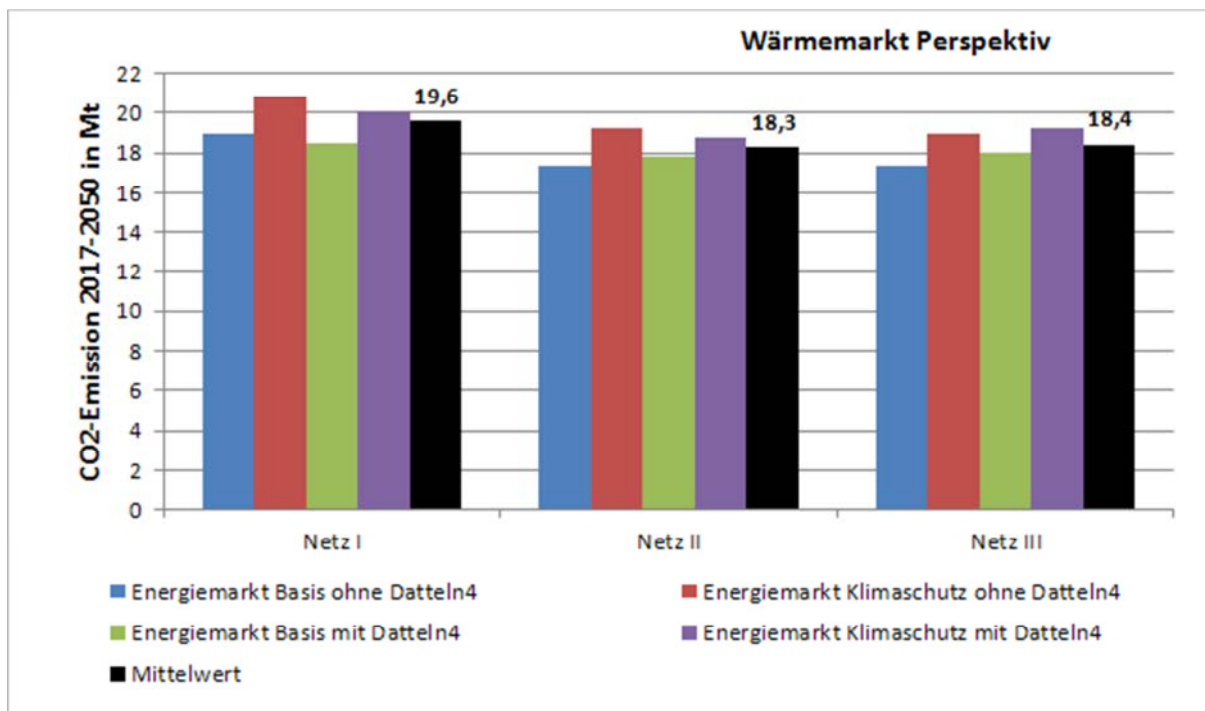


Abbildung 52 CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung im Wärmebedarf Perspektiv, Quelle: BET

Die Emissionen des Perspektivszenarios liegen naturgemäß höher als im Basisszenario, da der Umfang der Wärmeversorgung größer ist.

Einen wesentlichen Beitrag zur Emissionsminderung leistet im Perspektivszenario die Verdrängung dezentraler Wärmeerzeugung durch Fernwärme. Zur Bestimmung der CO₂-Emissionen der durch Fernwärme im Szenario Perspektiv verdrängten dezentralen Wärmeerzeugung wird das Leitszenario 2009 [10] gemäß Abbildung 53 herangezogen und die dort aufgeführte Fernwärme herausgerechnet. Hierbei wird keine Verdrängung bestehender dezentraler KWK-Anlagen vorgenommen. Die Emissionen dezentraler Wärmeerzeugung gehen danach bis 2050 bei einem Anteil Erneuerbarer Energien von 50% auf 124 g/kWh zurück (Abbildung 54). Auf Grund der vergleichsweise hohen Bebauungsdichte im Ruhrgebiet ist anzunehmen, dass der mittlere EE-Anteil dezentraler Wärme unterhalb und folglich die mittlere CO₂-Emissionen der dezentralen Wärmeerzeugung oberhalb des Bundesdurchschnitts liegen wird. Die hier berechneten Werte können daher als gesichert angesehen werden.

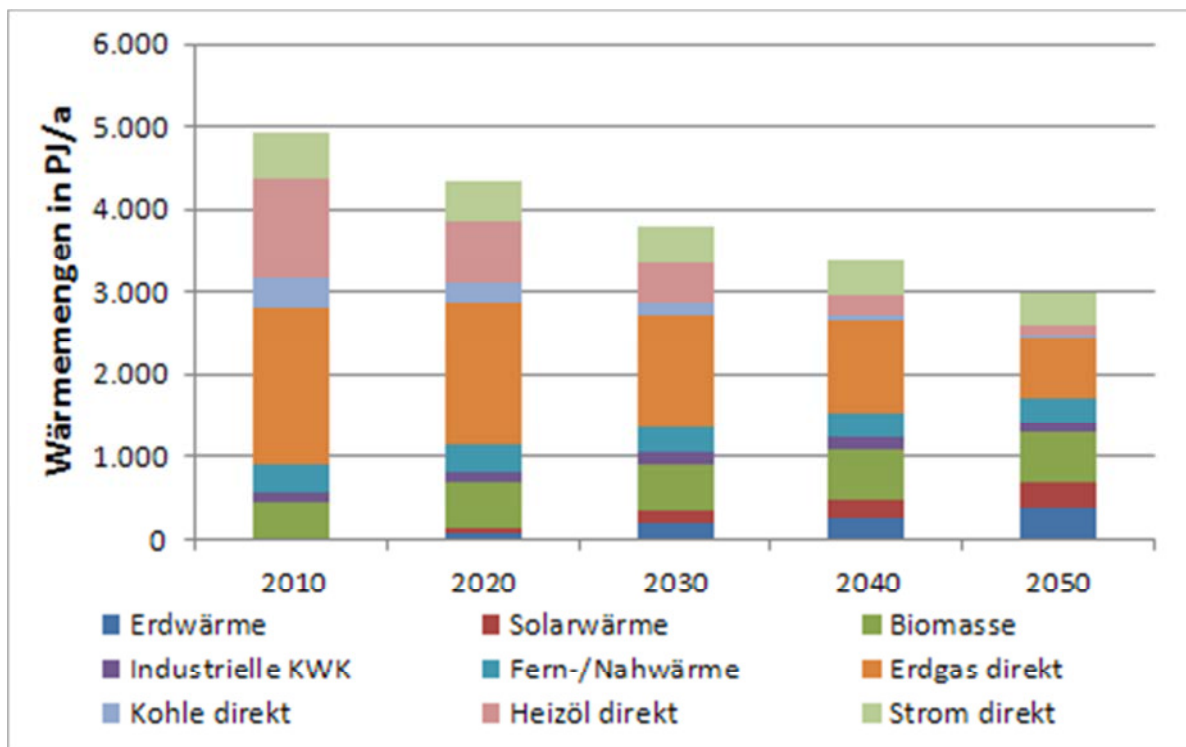


Abbildung 53 Quellen der Wärmeversorgung im Leitszenario 2009, Quelle: Lit [10]

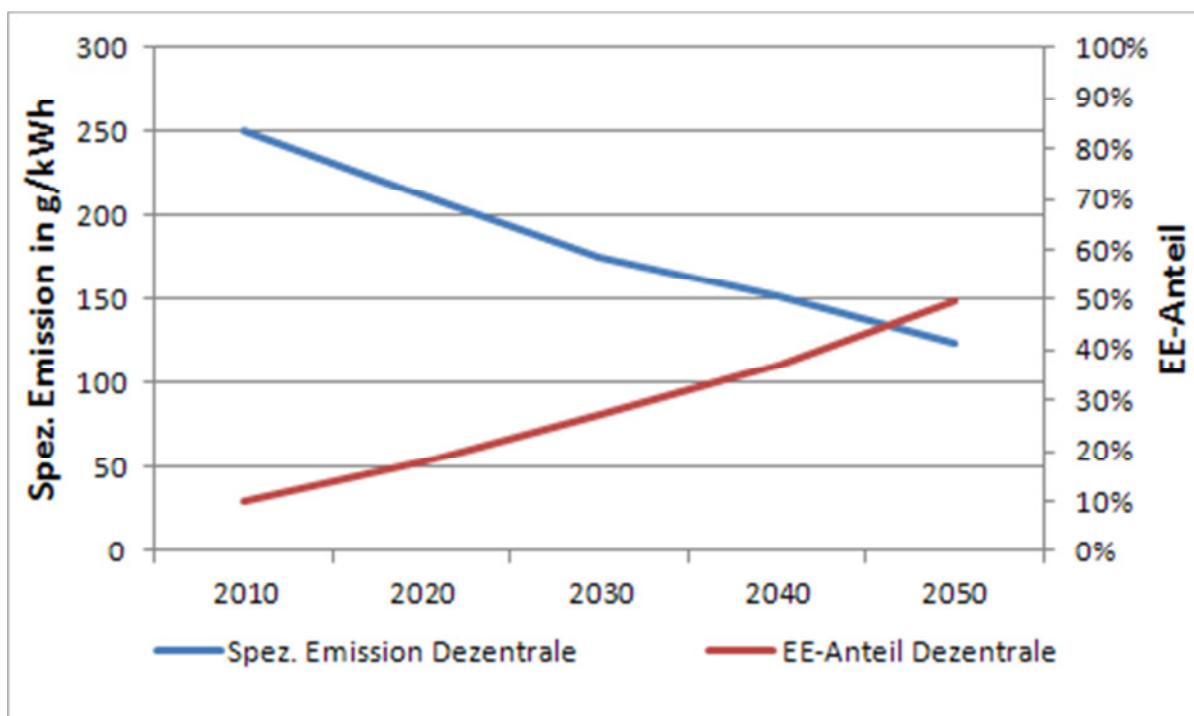


Abbildung 54 Emissionen dezentraler Wärmeerzeugung 2017-2050, Quelle: Lit [10] und BET

Die in Abbildung 55 und Abbildung 56 dargestellten Netto-Emissionen ergeben sich aus den lokalen Emissionen der Wärmegestehung abzüglich der durch Fernwärmeverdichtung und

–erweiterung eingesparten dezentralen Emissionen. Durch das Wärmeszenario Perspektiv können für die Netzvarianten CO₂-Emissionen von 1,1 bis 1,8 Mt eingespart werden.

CO₂-Nettoemission beim Wärmebedarf Basis nach Abbildung 55:

- | | | |
|---------------------------------------|---------------|---------|
| • Netz I Referenzvariante | Nettoemission | 11,3 Mt |
| • Netz II „Westverbund“ | Nettoemission | 9,7 Mt |
| • Netz III „Westverbund + Nordspange“ | Nettoemission | 9,5 Mt |

CO₂-Nettoemission beim Wärmebedarf Perspektiv nach Abbildung 56:

- | | | |
|---------------------------------------|---------------|--------|
| • Netz I Referenzvariante | Nettoemission | 9,6 Mt |
| • Netz II „Westverbund“ | Nettoemission | 8,3 Mt |
| • Netz III „Westverbund + Nordspange“ | Nettoemission | 8,4 Mt |

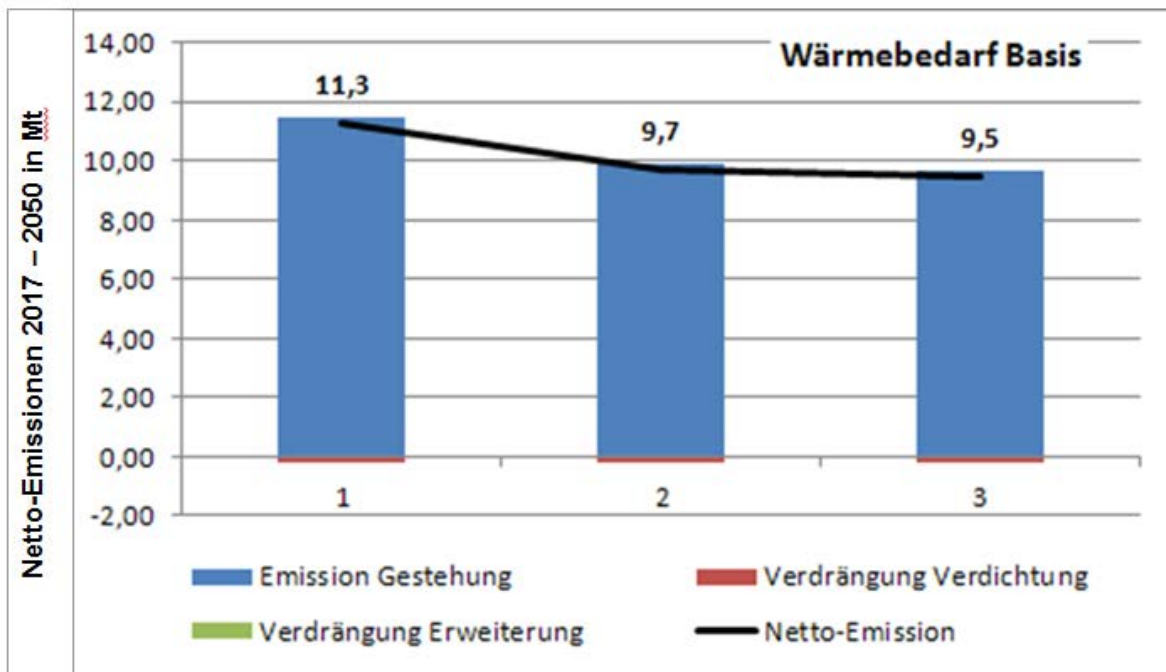


Abbildung 55 CO₂-Emissionen und -Nettoemissionen durch Netzmaßnahmen und Fernwärmeausbau, Quelle: BET

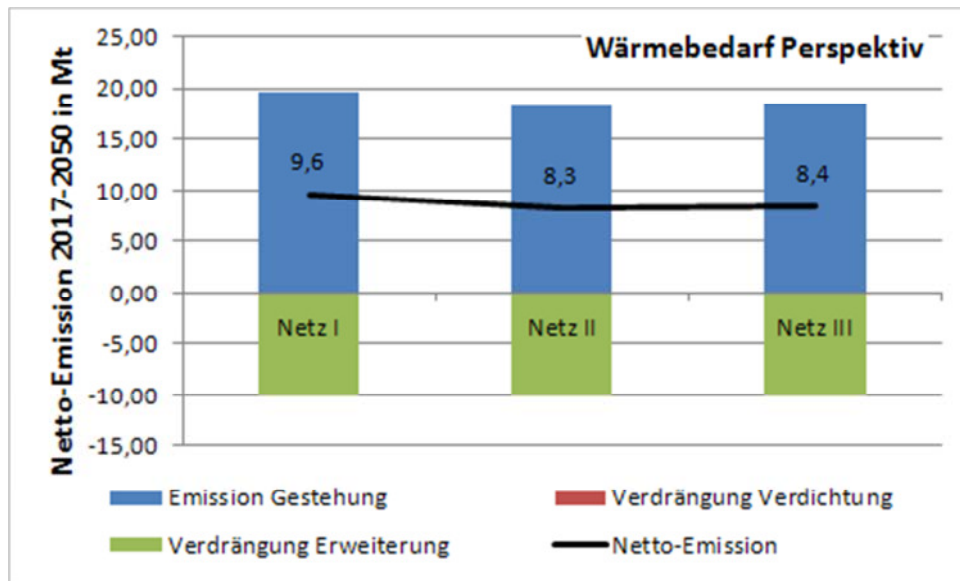


Abbildung 56 CO₂-Emissionen und -Nettoemissionen durch Netzmaßnahmen und Fernwärmeausbau, Quelle: BET

Mit der Nordspange werden im Wärmebedarf Basis nur sehr geringe Emissionen von 0,2 Mt eingespart, während die Nordspange im Wärmebedarf Perspektiv die Netto-Emission sogar geringfügig (um 0,1 Mt) erhöht. Ein bedeutender Effekt im Hinblick auf die Emissionsminderung kann somit durch die Nordspange nicht erreicht werden.

8.4 Fazit und Empfehlungen

Zur Beurteilung der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der Vernetzung und des Ausbaus der Fernwärme mit dem Ziel der Emissionsminderung werden im Folgenden die CO₂-Vermeidungskosten der Vernetzungsvarianten mit denen anderer Vermeidungstechnologien verglichen. Die CO₂-Vermeidungskosten sind für die nicht beeinflussbaren Untersuchungsvarianten in Abbildung 57 für den Wärmemarkt Basis und in Abbildung 58 für die gleichzeitige Realisierung des Wärmebedarfs Perspektiv dargestellt.

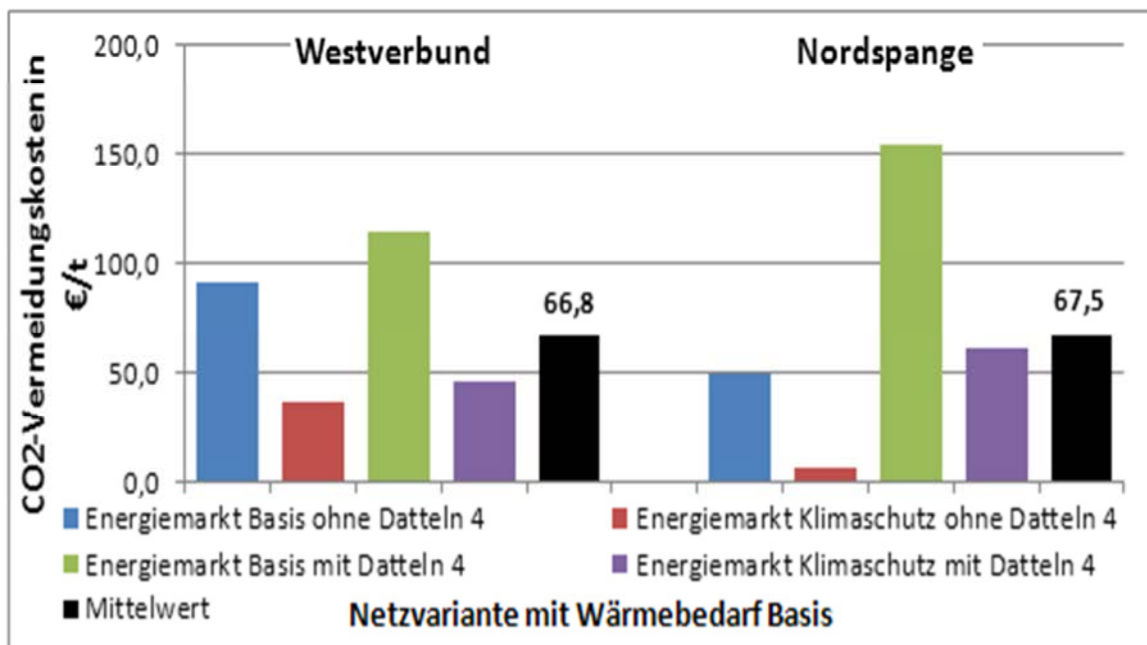


Abbildung 57 CO₂-Vermeidungskosten der Netzvarianten im Basisszenario Wärme, Quelle: BET

In Abbildung 57 liegen die CO₂-Vermeidungskosten für die Varianten mit Datteln 4 nur über denen ohne Datteln 4, da die Errichtungskosten der Trasse von Datteln nach Recklinghausen eingerechnet wurden. Betrachtet man die Trasse Datteln Recklinghausen nicht als Bestandteil des Verbundnetzes liegen die Vermeidungskosten mit und ohne Datteln nahezu gleich.

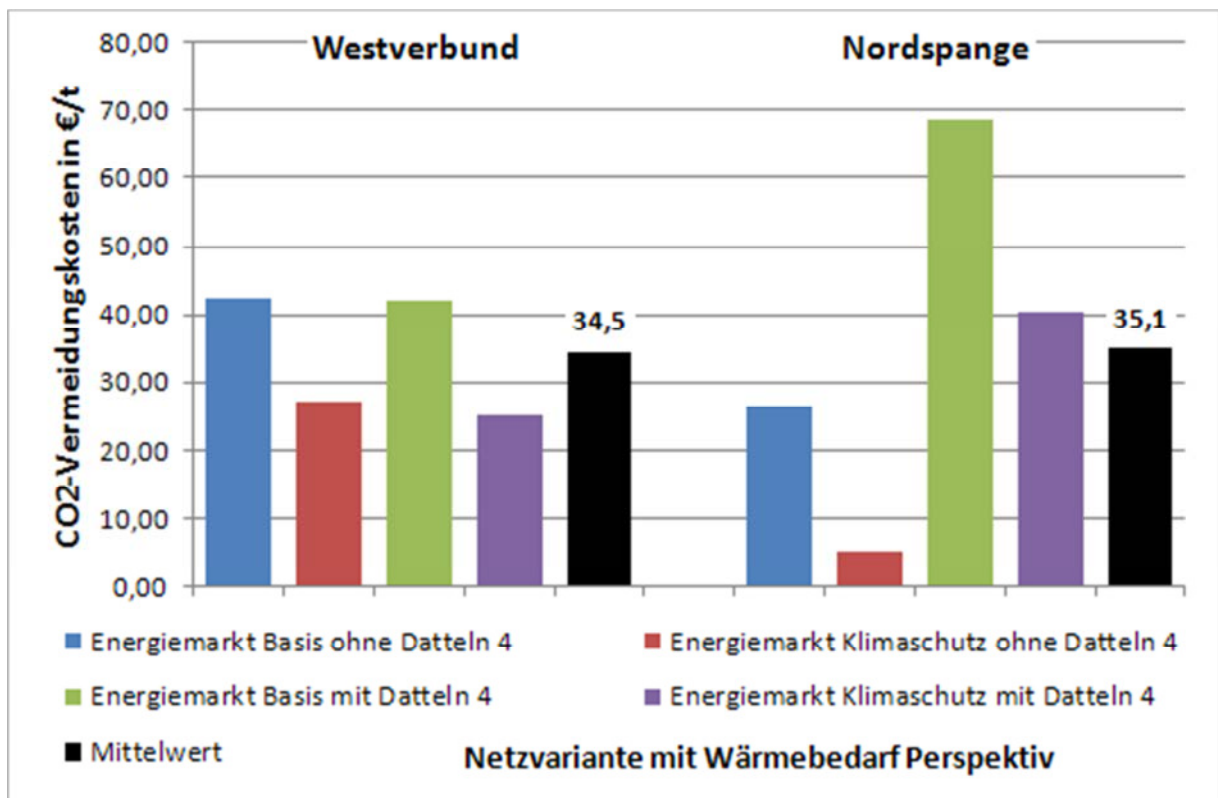


Abbildung 58 CO₂-Vermeidungskosten der Netzvarianten im Perspektivszenario Wärme, Quelle: BET

Es wird dabei deutlich, dass mit beiden Netzvarianten CO₂-Vermeidungskosten von ca. 67 €/t erreicht werden, die für beide Netzvarianten durch Erschließung des Wärmepotenzials Perspektiv auf ca. 35 €/t gesenkt werden können. Nimmt man an, dass die Emissionen dezentraler Wärmeherzeugung im Ruhrgebiet um 20% über denen des Bundesschnitts liegen, verminderten sich die CO₂-Vermeidungskosten sogar von 35 auf 21 €/t.

Bei der Nordspange fällt auf, dass die CO₂-Vermeidungskosten mit Inbetriebnahme von Datteln 4 deutlich über und ohne Inbetriebnahme deutlich unter dem Mittelwert liegen. Dies unterstreicht, dass über die Nordspange erst nach Gewissheit über die Zukunft von Datteln 4 entschieden werden kann.

Im Vergleich mit den CO₂-Vermeidungskosten von EEG-Anlagen liegen die Vermeidungskosten der Vernetzung der Fernwärme im Ruhrgebiet, hier dargestellt in der Spannweite von Netzmaßnahme allein und Netzmaßnahme mit zusätzlichem Wärmepotenzial Perspektiv, in der Nähe der Bestwerte. Die dargestellten Vermeidungskosten können als gesichert angesehen werden, da im Ballungsraum Ruhrgebiet erwartet werden kann, dass der Anteil Erneuerbarer Energien an dezentraler Wärmeherzeugung unterhalb des Bundesdurchschnitts liegen wird, wodurch sich die CO₂-Vermeidung bei Kosten erhöhen würde.

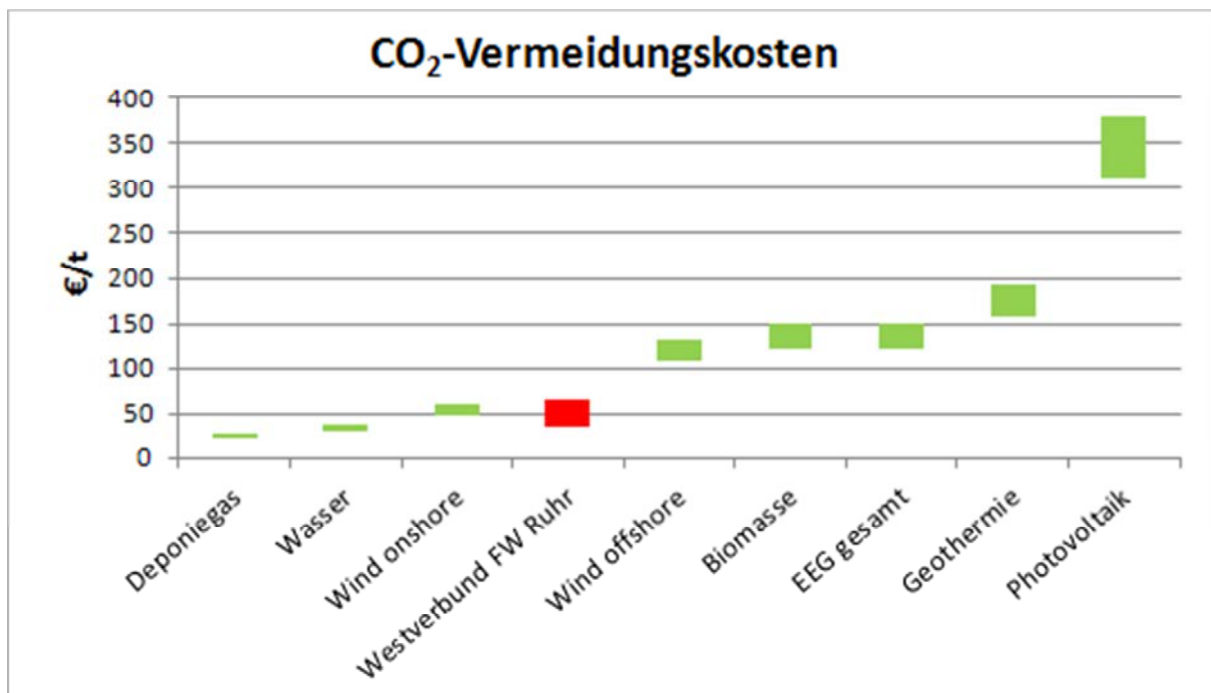


Abbildung 59 CO₂-Vermeidungskosten Fernwärme Ruhr im Vergleich mit EEG-Anlagen, Quelle: Lt. [11]

Netzvarianten

Mit der Fertigstellung der Referenzvariante und der Errichtung des Westverbundes können die erheblichen, erschließbaren Potenziale der Abwärme aus Industrie und Abfallverbrennung für die Fernwärme Ruhr nutzbar gemacht werden. Der perspektivisch hohe Anteil der industriellen Abwärme (mehr als 15%) kann als ein charakteristisches Erkennungsmerkmal der Fernwärme im Ruhrgebiet angesehen werden. Weiterhin kann durch den Westverbund die Auslastung der Wärmenutzung vorhandener Abfallheizkraftwerke erhöht werden.

Durch den Netzausbau, die Errichtung von Speichern wird das Gesamtsystem flexibler. So kann auch der bei steigender EE-Stromerzeugung aus Systemsicht sinnvolle Einsatz von „Power-To Heat“ integriert werden. Insgesamt wird dadurch eine wichtige Voraussetzung zur Erschließung wirtschaftlicher Vorteile zum Nutzen der Fernwärmeunternehmen und der Wärmekunden geschaffen. Durch Realisierung des Westverbundes erhöht sich darüber hinaus sich die Sicherheit des Gesamtsystems gegenüber Veränderungen im Kraftwerkspark.

Der Westverbund ist keine eigenwirtschaftliche Investition, sondern bewirkt Mehrkosten bei ihren Trägern. Diese Mehrkosten können verringert werden, wenn das Wärmeperspektiv Szenario realisiert wird. Die Mehrkosten sind unabhängig von der Inbetriebnahme des Kraftwerkes Datteln 4.

Es ist davon auszugehen, dass eine Entscheidung für den Bau des Westverbundes durch die nach wirtschaftlichen Kriterien handelnden Unternehmen ohne einen Anreiz durch geeignete Unterstützung durch die öffentliche Hand nicht getroffen wird. Eine geeignete Unterstützung durch die öffentliche Hand im Rahmen der Klimaschutzbemühungen könnte dazu beitragen, den notwendigen Anreiz zur Realisierung des Verbundes zu schaffen.

Die Errichtung der Nordspange ist aus ökologischer Sicht neutral und wirtschaftlich nur sinnvoll, wenn Datteln 4 nicht in Betrieb genommen wird bzw. kein alternatives Wärme-Kraftwerk für den Netzbereich E.ON-Nord neu gebaut wird. Im Falle der Inbetriebnahme von Datteln 4 ergibt sich im Wärmebedarf Basis eine geringe CO₂-Vermeidung zu hohen Kosten und im Wärmebedarf Perspektiv keine CO₂-Vermeidung. Die Sinnhaftigkeit der Nordspange kann also erst nach Klärung der Zukunft von Datteln 4 abschließend beurteilt werden.

Ein Ziel des Verbunds besteht weiterhin darin, die Wirtschaftlichkeit und Flexibilität der Wärmeeinspeiser im Gesamtsystem zu verbessern bzw. zu erhöhen. Damit wird auch die Abhängigkeit von einzelnen Einspeisungen reduziert. Abfallpolitische Notwendigkeiten, die den Wegfall von Einspeisern zur Folge haben können, sind zudem in einem Verbund besser verkraftbar.

Wärmebedarf Perspektiv

Es besteht ein beachtliches, wirtschaftlich erschließbares Erweiterungspotenzial durch den Ausbau der Fernwärme-Sekundärnetze, insbesondere in den Städten Dortmund (durch die Umstellung auf Heißwasser), Bochum, Gelsenkirchen, Oberhausen und Essen. Es wurden dabei nur Fernwärmeerweiterungen berücksichtigt, deren Kennwerte eine Mindestwirtschaftlichkeit erwarten lassen. Die Fernwärmeerweiterungen des Westverbundes bewirken eine zusätzliche CO₂-Einsparung von 1,1 bis 1,8 Mt CO₂ durch die Verdrängung dezentraler Wärmeerzeuger und senken so die CO₂-Vermeidungskosten. Es wird empfohlen, in Verbindung mit einer eventuellen Unterstützung des Westverbundes seitens der öffentlichen Hand Maßnahmen einzuleiten, die den Ausbau der Sekundärnetze sowie deren Umstellung von dem ineffizienten Medium Dampf auf Heißwasser (z. B. in Dortmund) im Sinne des Wärmeszenarios Perspektiv anreizen.

Neue KWK-Anlagen

Für die Fernwärmeversorgung im Ruhrgebiet bis 2050 sind zum Ersatz der abgängigen Anlagen über den Betrachtungszeitraum und zur Absicherung der industriellen Abwärme neue KWK-Kraftwerke zu errichten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies ist ohne die Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4 in verstärktem Umfang erforderlich. Im heutigen stromwirtschaftlichen Marktumfeld und -design erscheint die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Kraftwerke nur durch die Förderung des KWKG erreichbar zu sein.

Geschäftsmodell

Als ein mögliches Geschäftsmodell bietet sich an, die vorhandenen und die möglichen zukünftigen Primärnetze im Ruhrgebiet in eine neu zu gründende Fernwärmegesellschaft einzubringen. Aufgabe dieser Gesellschaft, die beispielsweise als GmbH organisiert sein könnte, wäre es, die Errichtung und den Betrieb der Primärnetze zu übernehmen. Die Gesellschaft ist zugleich die technische Plattform, über die die Wärmeeinspeisung und Verteilung an die Sekundärnetze transparent und diskriminierungsfrei für die beteiligten Unternehmen, Wärmeerzeuger und Wärmenachfrager organisiert wird.

Die Aufteilung der Geschäftsanteile auf die Gesellschafter erfolgt sinnvollerweise über den Wert der eingebrachten Primärnetze und des zusätzlich eingebrachten Kapitals. Die Höhe des je Gesellschafter eingebrachten Zusatzkapitals könnte sich aus dem anteiligen Nutzen der Investitionen in neue Netze ergeben. So sollten etwa die Unternehmen, deren Sekundärnetz besonders stark vom neuen Primärnetz profitiert, auch entsprechend viel Kapital einbringen. Dazu sind Kriterien für den Nutzen, den ein Sekundärnetz durch den Neubau einer Primärleitung hat, zu definieren (z. B. die erwartete Abnahmemenge der angeschlossenen Netze etc.). Zur Ermittlung der genauen Höhe der Gesellschafteranteile müssten separate Wertgutachten erstellt werden.

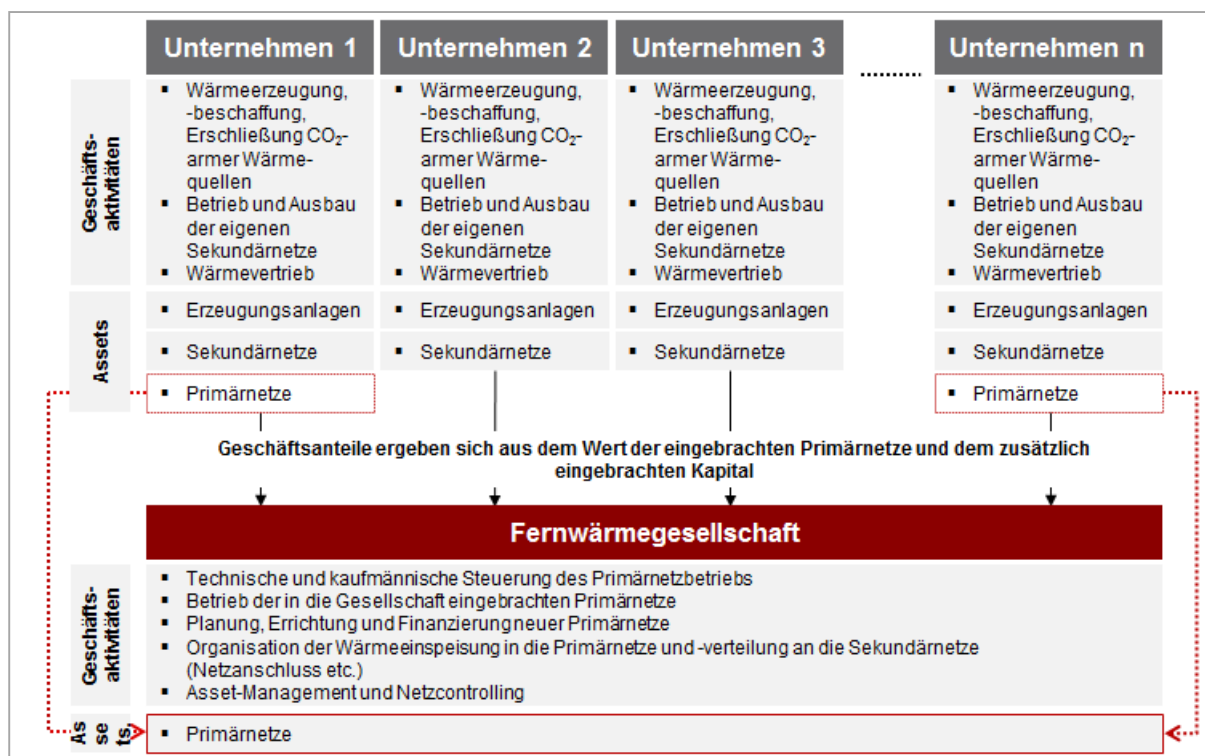


Abbildung 60 Übersicht Gesellschaftsform, Vorschlag Geschäftsmodell; Quelle BET

Die weiteren Geschäftsinhalte der Fernwärmegesellschaft sind kartell- und wettbewerbsrechtlich danach auszurichten, dass eine neutrale, transparente und diskriminierungsfreie Versorgungsleistung für die Sekundärnetzbetreiber erbracht wird. Die Fernwärmegesellschaft selbst soll keine Kraftwerke errichten und betreiben, um einen Wettbewerb auf der Einspeiseseite zu gewährleisten. Der mögliche Ausbau der Sekundärnetze zum Wärmebedarfsszenario Perspektiv obliegt den Sekundärnetzbetreibern.

Der Erfolg des Westverbundes ist somit abhängig von folgenden Akteuren:

- Neu zu gründende Fernwärmegesellschaft für die Realisierung des Westverbundes und perspektivisch weiterer Netzvarianten
- Sekundärnetzbetreiber für den Netzausbau und die Wärmebedarfsentwicklung
- Fernwärmeunternehmen zur Erschließung der Potenziale industrieller Abwärme und Abwärme aus Abfallverbrennung

- KWK-Anlagenbetreiber für neue KWK-Anlagen

Eine Förderung für das Leitprojekt Fernwärmeschiene Niederrhein und Ruhr sollte in ausgewogener Weise

- die Realisierung des Westverbundes und
- die Realisierung des Wärmeperspektiv Szenarios einschließlich der damit teilweise verbundenen Umstellung von Dampf auf Heißwasser

anreizen. Weiterhin ist die Förderwürdigkeit der folgenden für den Verbund vorteilhaften Maßnahmen zu prüfen:

- Anbindung industrieller Abwärme in Bochum und Duisburg,
- Erhöhung der Wärmeleistung der Abfallheizkraftwerke RZR und GMVA und
- Errichtung des Bypass Recklinghausen.

Glossar

Überblick über die Netzvarianten

Netzvariante I: Referenzvariante, Istzustand 2017 berücksichtigt die Netzverbindung zwischen den Netzen der Steag und der E.ON bei Herne.

Netzvariante II: „Westverbund“ berücksichtigt den Anschluss der Netze Oberhausen, Duisburg und Fernwärmeversorgung Niederrhein an das Netz der Steag.

Netzvariante III: „Nordspange“ berücksichtigt eine zusätzliche Verbindungsleitung zwischen dem Netz der Steag und der E.ON.

Voruntersuchung

II.1: „Referenzvariante und Westverbund“, Dortmund und Lünen jeweils Insel.

II.2: „Referenzvariante, Westverbund und Anbindung Lünen Dortmund“ berücksichtigt die Verbindung zwischen Lünen und Dortmund.

II.3: „Referenzvariante, Westverbund und Ostverbund“, berücksichtigt den Anschluss von Lünen und Dortmund an das Netz der E.ON bei Herne.

Literaturverzeichnis

- [1] Schlesinger et al. (ewi/Prognos): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, für BMWi, Basel, August 2010
- [2] Nitsch et al. (DLR): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010“, BMU - FKZ 03MAP146, Dezember 2010
- [3] B. Eikmeier et al.: Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen, Studie im Auftrag des MKULNV NRW, Bremer Energie Institut et al., 2011, kostenloser Download unter: http://www.bremer-energie-institut.de/download/publications/BEI100-115_0368_Endbericht.pdf, der Anhang unter: http://www.bremer-energie-institut.de/download/publications/BEI100-115_0368_Anhang.pdf
- [4] Bremer Energie Institut, *Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen, Bremen 2011*
- [5] BMU Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien/ Statistik 2010
- [6] Abfallwirtschaftsplan Nordrhein-Westfalen Teilplan Siedlungsabfälle, Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes NRW, Düsseldorf März 2009
- [7] Dittmann/Robbi, Das Spannungsfeld einer ökologischen Bewertung von KWK-Anlagen, Dresden September 2008
- [8] McKinsey&Company, Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, Berlin September 2007
- [9] Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Februar 2004
- [10] BMU, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Leitszenario 2009
- [11] Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz-Erfahrungen und Ausblick, Köln März 2012
- [12] AGFW Energetische Bewertung der Fernwärme, Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 (Entwurf), Frankfurt/M 2012
- [13] Greenpeace, Klimaschutz: Plan B 2050, Energiekonzept für Deutschland, 2009
- [14] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), Energiezukunft 2050, 2009
- [15] WWF; Öko-Institut; Prognos, Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050, 2009

[16] EWI; GWS; Prognos, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, 2010

ANHANG 1

Modell des europäischen Strommarktes

Fundierte Marktanalysen und langfristige Strompreisprognosen sind als Grundlage für strategische Entscheidungen von Unternehmen und Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen von essentieller Bedeutung. Erst durch die Kenntnis heutiger und zukünftiger ökonomischer, politischer und technischer Rahmenbedingungen lassen sich Chancen und Risiken identifizieren und daraus entsprechende Entscheidungen ableiten. Auf Basis fundierter Marktanalysen sowie mittel- und langfristiger Strompreisprognosen können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsrechnungen die Chancen und Risiken und deren treibende Faktoren quantifiziert werden. Dies liefert Entscheidungsträgern in Unternehmen und der Politik wichtige Informationen zur Unterstützung und Begründung von konkreten Projekten und der strategischen Ausrichtung.

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes. Ergänzend pflegt BET umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen. Beides sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung und die Großhandelspreise für Elektrizität adäquat quantifizieren zu können.

Das Elektrizitätsmarktmodell bildet sowohl den Einsatz der Kraftwerke (unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Randbedingungen) als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Es wird unterstellt, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter Kostenaspekten durch die Unternehmen getätigt werden. Mit einem volkswirtschaftlichen Ansatz verfolgt das Modell hierbei das Ziel einer in Summe kostenoptimalen Deckung des Bedarfs. Das Modell umfasst als Kernregionen Deutschland, die Niederlande, Belgien, Frankreich, die Schweiz, Österreich, Großbritannien und Italien. Die Erzeugung in diesen Regionen und der Austausch zwischen ihnen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Regionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert, d.h. Stromimporte und -exporte aus diesen bzw. in diese Länder werden über aggregierte Angebots- und Nachfragefunktionen berücksichtigt.

Neben Prognosen auf der Grundlage eines "best-guess-Szenarios" können mittels dieses Modells zu folgenden Kernbereichen Quantifizierungen der (fundamentalen) Auswirkungen von Politikszenerarien sowie technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen erfolgen:

- Strompreise auf dem Großhandelsmarkt (auf Basis von Grenzkosten) für die Modellregionen in bis zu stündlicher Auflösung (vgl. Abbildung 61),
- Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung nach Brennstoffen/Technologien für die Modellregionen,

- Entwicklung des "(clean) dark spreads" sowie des "(clean) spark spreads" für die Modellregionen,
- Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in den Modellregionen,
- Entwicklung des fossilen Brennstoffverbrauchs in der Stromerzeugung in den Modellregionen.

Weitere Kenngrößen können in Abstimmung mit dem Auftraggeber abgeleitet werden.

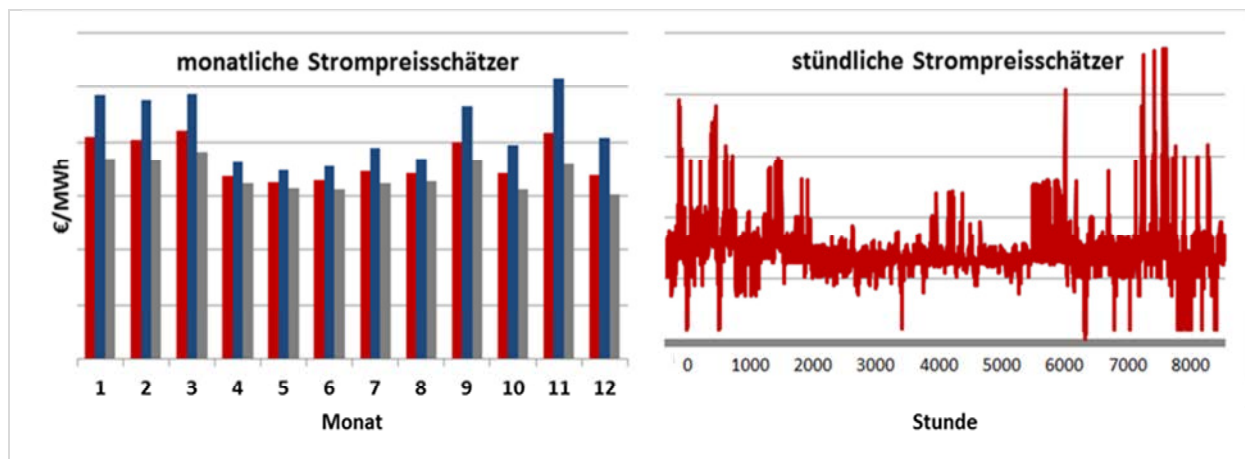


Abbildung 61 Strompreisschätzer auf Basis von Grenzkosten, Quelle: BET

Die Ergebnisse von Fundamentalmodellen spiegeln die Entwicklung unter Annahme von bestimmten Rahmenbedingungen wider. Technologische und politische Entwicklungen sowie die Entwicklung von Brennstoffpreisen lassen sich bei fundierten Analysen zu den einzelnen Themenbereichen eingrenzen und können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsanalysen untersucht werden.

Fundamentalmodelle gehen von kostenbasierten Entscheidungen aus. Strategisches Verhalten ("mark-ups") von Unternehmen, das bei einer hohen Anbieterkonzentration auf dem Strommarkt zu erwarten ist, wird in diesem Schritt nur insofern berücksichtigt, als die Grenzkosten einen Aufschlag für ungeplante Kraftwerksausfälle enthalten. Grundsätzlich ist durch den Kraftwerksneubau von neuen Marktteilnehmern Wettbewerb möglich. Strategisches Verhalten bzw. die Ausübung von Marktmacht von dominanten Unternehmen bei der Preisbestimmung wird durch damit einhergehende Implikationen auf zukünftige Markteintritte – insbesondere aufgrund einer möglichen Entwertung des Bestandsportfolios der dominanten Unternehmen bei Entwicklung von Überkapazitäten – begrenzt. Zudem wird sich durch den Ausbau der Kuppelkapazitäten der europäische Strommarkt (langfristig) zunehmend integrieren. Somit werden sich größere, regionale Teilmärkte bilden. Die zurzeit hohe Konzentration im deutschen und europäischen Erzeugungsmarkt wird folglich tendenziell abnehmen. Aufgrund der langen technischen Lebensdauer und der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Kraftwerken und Netzen wird dieser Prozess allerdings eine erhebliche Zeit erfordern. Somit sind die auf der Basis von Fundamentalmodellen ermittelten Grenzkostenpreisschätzer in der Regel eine Untergrenze der Strompreise am Großhandels-

markt. Daher müssen, um zu Großhandelspreisen zu gelangen, ggf. auf der Grundlage von historisch zu beobachtenden Preisaufschlägen ("mark ups") unter Berücksichtigung von möglichen Veränderungen der Wettbewerbssituation, alternative Prognosen der Strompreise abgeleitet werden, die die Wettbewerbssituation berücksichtigen.

Kurzbeschreibung des BET- Modells des europäischen Strommarktes

In wettbewerblich organisierten Strommärkten fällen Kraftwerksbetreiber ihre Entscheidungen mit dem Ziel, ihren Gewinn zu maximieren. Dabei sind Entscheidungen in der kurzen, in der mittleren und in der langen Frist zu unterscheiden.

Kurzfristig kann über den Kraftwerkseinsatz bei einem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entschieden werden. Dabei sind technische Restriktionen, wie Mindestteillastbedingungen, Anfahr- und Abfahrensentscheidungen (sowie deren Kosten) sowie Mindeststillstandsbedingungen zu berücksichtigen. Mittelfristig sind Entscheidungen über Revisionen und bei Speicherkraftwerken Entscheidungen über heutige Erzeugung versus zukünftige Erzeugungsmöglichkeiten zu treffen. Langfristig sind Entscheidungen über den Zubau und die Stilllegungen von Kraftwerken möglich. Diese erfordern in der Regel lange Vorlaufzeiten (Entscheidungsfindungs-, Genehmigungs- und Bauphase) und haben lang andauernde Auswirkungen aufgrund der langen technischen Lebensdauer (25 bis 50 Jahre) und der Irreversibilität der Entscheidung.

Simultanes Invest- und Dispatchmodell

Beim BET-Strommarktmodell wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen der näheren Zukunft exogen, d.h. außerhalb des Modells, bestimmt werden können (auf der Grundlage bekannter und wahrscheinlicher Unternehmensentscheidungen). Darüber hinaus kann das Modell in vorgegebenen Grenzen eigenständig ("endogen") Kraftwerke stilllegen oder zubauen. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung der Last) determiniert.

Bei allen Entscheidungen wird von einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ausgegangen. D.h. die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb wollen Kraftwerksbetreiber auf dem "day ahead"-Markt erzeugen, wenn die variablen Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen

den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung).²⁷

In vereinfachter Form wird dieses durch das sogenannte 'merit order'-Modell abgebildet:

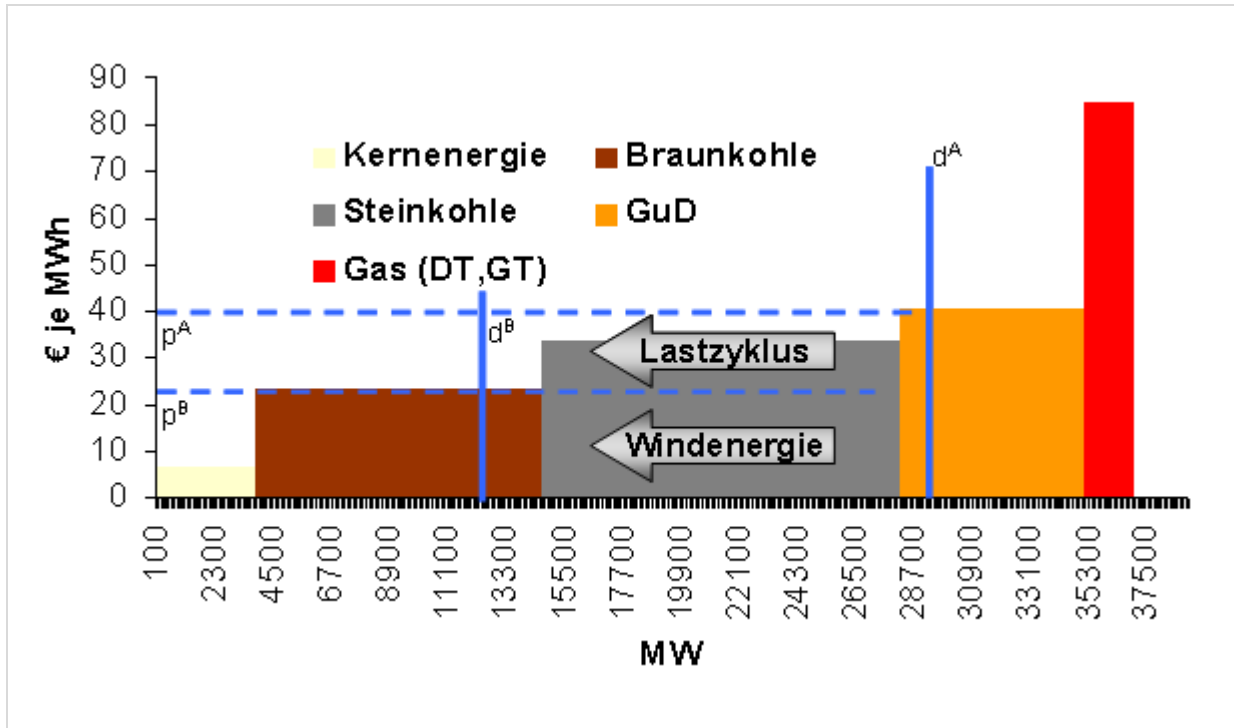


Abbildung 62 Einfaches "merit order"-Modell, Quelle: BET

Die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke werden nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert und zur Deckung der jeweiligen Last auf dem Wettbewerbsmarkt in der Periode eingesetzt. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen "merit order"-Modell ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und des Verbrauchs der Pumpspeicher sowie der Exporte in andere Regionen, abzüglich der Erzeugung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z.B. Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, der Importe aus anderen Regionen sowie der Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Für die Last und somit die residuale Last wird eine Preiselastizität von Null unterstellt. D.h. die Nachfrage reagiert nicht auf die Höhe des Preises und lässt sich durch eine Senkrechte darstellen. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt approximativ den Preis.

²⁷ Diese Annahme gilt für die Situation auf dem deutschen Strommarkt nur eingeschränkt, da zurzeit eine oligopolistische Erzeugungsstruktur vorhanden ist. Dieses kann z.B. dazu führen, dass dominante Marktakteure einen Teil ihrer Erzeugungskapazitäten vom Markt zurückhalten, um den Preis, der in diesem Fall durch das extramarginale Kraftwerk (der Wettbewerber) gesetzt wird, zu erhöhen und somit ihren Gewinn zu steigern. Insbesondere der Kraftwerkseinsatz verändert sich hierdurch in der Regel nur unwesentlich. Bei der Ergebnisinterpretation sollte diese Annahme allerdings berücksichtigt werden.

Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

Um den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet.

In vereinfachter Form ist dieses für den Fall von zwei Teilmärkten zunächst bei integrierten Märkten (siehe Abbildung 63) dargestellt.

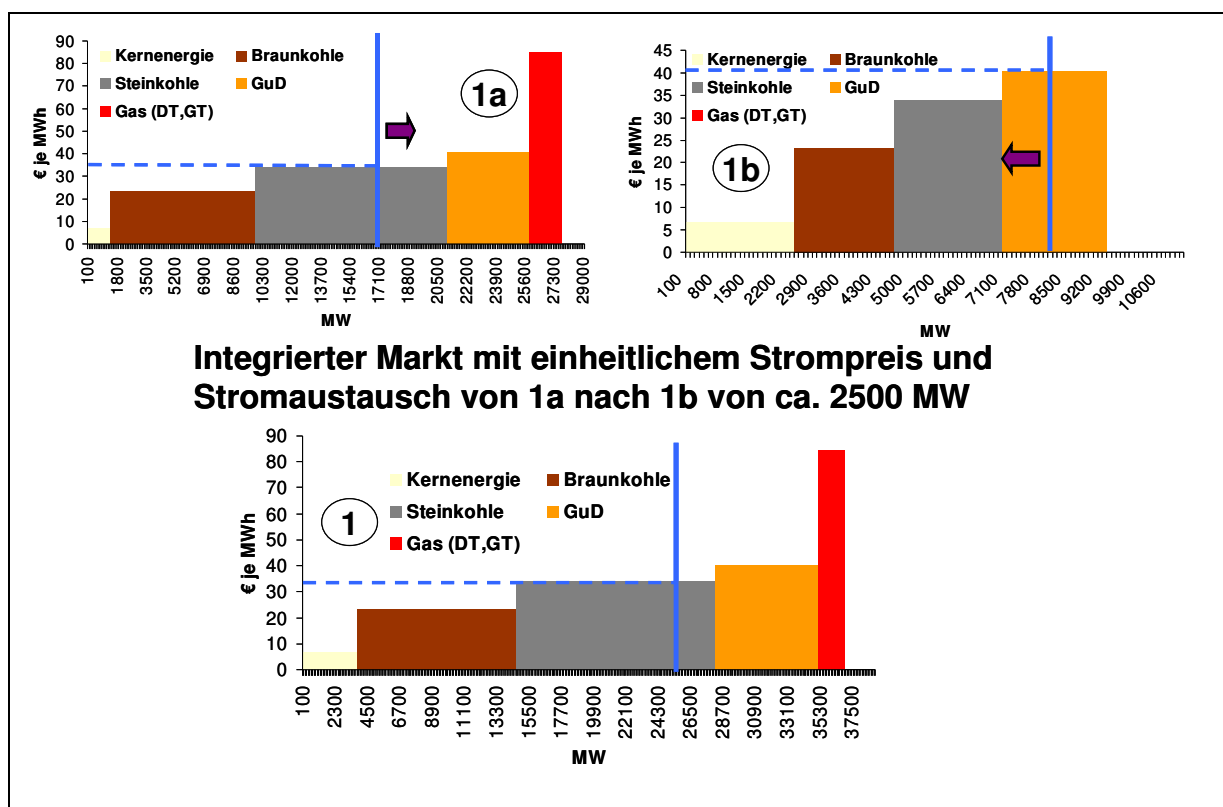


Abbildung 63 "merit order"-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte, Quelle: BET

In diesem Fall ist ausreichend Handelskapazität zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar und es kommt zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden und die Lastdeckung erfolgt durch die Kraftwerke kostenminimal.

Im Unterschied dazu ist in Abbildung 64 eine Situation dargestellt, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind.

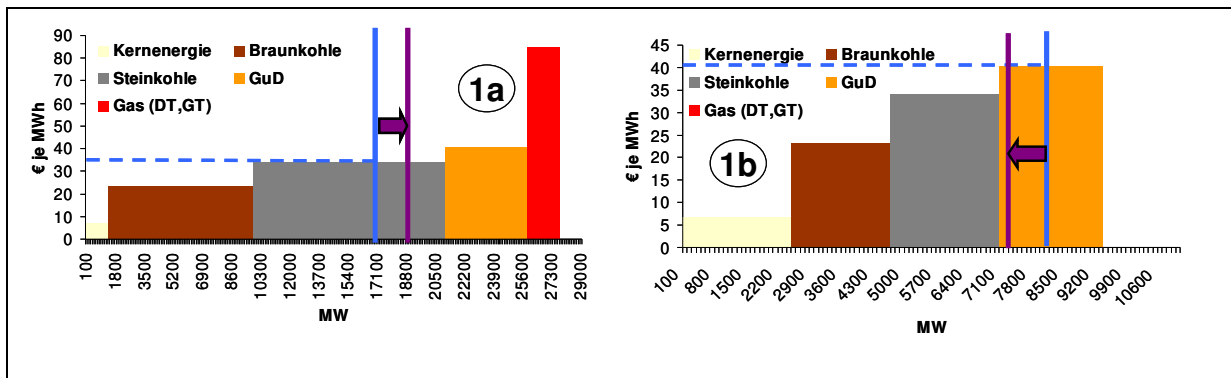


Abbildung 64 'merit order'-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten, Quelle: BET

Zwar kommt es zu einem Stromaustausch von Region 1a nach Region 1b. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt. Während nach Berücksichtigung des maximalen Stromaustauschs im obigen Beispiel potentiell in Region 1a noch freie Leistung von Steinkohlekraftwerken vorhanden ist, müssen in Region 1b GuD-Anlagen mit höheren variablen Kosten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Auf Basis einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung bestimmt sich der Strompreis am Großhandelsmarkt in Region 1a folglich durch die variablen Erzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken, während in Region 1b die variablen Kosten von GuD-Anlagen preissetzend sind.

Das Marktmodell von BET umfasst in seiner Grundversion den mitteleuropäischen Kernmarkt bestehend aus Deutschland, Niederlande, Belgien, Frankreich, Österreich, Schweiz, Italien und Großbritannien (Abbildung 65).



Abbildung 65 Modellregionen Strommarktmodell BET, Quelle: BET

Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Handelskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt.

Dynamische Effekte, wie z.B. der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und/oder Revisionen, die beim einfachen "merit order"-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in ein realitätsnahes Modell einbezogen werden. Daher werden diese modellendogen bestimmt. D.h. diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt. Dabei ist bei Revisionen zu beachten, dass sie in der Regel einmal jährlich stattfinden. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind neben den installierten Kapazitäten, die maximal und minimal zulässigen Speicherstände ("Arbeitskapazität der Speicher") berücksichtigt.

Die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs an positiver und negativer Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) stehen für den "regulären" Strommarkt nicht zur Verfügung. Allein in Deutschland besteht momentan ein Bedarf an positiver und negativer Regelleistung von jeweils etwa 7.000 MW bzw. etwa 10% der Spitzenlast in Deutschland. Daher hat der Regelleistungsmarkt einen erheblichen Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke am "regulären" Strommarkt sowie auf die Preise (Grenzkos-

tenpreise) am Großhandelsmarkt. Das Modell wird daher gezwungen, über die zur Lastdeckung notwendigen Kapazitäten hinaus Leistungsreserven vorzuhalten, dies sich am Regelenergiebedarf bemessen.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatilen, nicht "steuerbaren" Technologien, wie z.B. der Windenergie. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht "steuerbaren" Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage ("residuale Last"), basierend auf Simulationen der Last sowie der Erzeugung der Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger Erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen, abgeleitet. Diese wird in eine zweistündige Zeitreihe übersetzt, die dem BET-Modell für den gesamten Optimierungszeitraum (z.B. 30 Jahre) simultan als Eingangsdatum dient. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der "residualen Last" adäquat abgebildet werden.

BET setzt das europäische Strommarktmodell in unterschiedlichen Beratungsfeldern ein:

- Quantifizierung des Effekts von unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen Rahmenannahmen auf die Strompreise an den Großhandelsmärkten in der mittleren Frist;
- Prognose von zukünftigen Strompreisen auf den europäischen Großhandelsmärkten;
- Bewertung der aktuellen Terminmarktnotierungen für Strom unter Berücksichtigung der Terminmarktnotierungen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate.

Jährliches Dispatchmodell

Um die Investitionstätigkeit adäquat modellendogen abzubilden, ist es unbedingt sinnvoll, den gesamten Betrachtungszeitraum simultan zu optimieren. Hieraus folgt eine beachtliche Mächtigkeit des mathematischen Problems, das zu hohen Rechenzeiten führt. Ermöglicht wird diese simultane Betrachtung durch Vereinfachungen der Realität, wie sie jedes Modell vornimmt. Je nach Anwendungsfall kann es sinnvoll sein, den konkreten Kraftwerkseinsatz feiner zu modellieren, als dies im zuvor beschriebenen Invest- und Dispatchmodell möglich ist. Hierzu wird der im ersten Modellschritt ermittelte Kraftwerkspark übernommen und fixiert. Das Modell wird dadurch von der Aufgabe optimaler Zubau- und Stilllegungsentscheidungen entbunden. Dies ermöglicht, die Jahre einzeln und nicht mehr simultan zu betrachten. Hierdurch frei werdende Rechenkapazitäten können genutzt werden, um Aspekte, die für den Zubau nachrangig waren, feiner zu modellieren.

Im jährlichen Dispatchmodell wird jedes Jahr im Stundenraster berechnet. Der Einsatz der Kraftwerke berücksichtigt weitere Aspekte, wie z.B. Startkosten. Ein nachträglicher Eingriff in

die Zusammensetzung des Kraftwerksparks findet nicht statt, da dieser nur bei simultaner Optimierung des Gesamtzeitraumes zu optimieren ist.

Zusammenfassung

"Quid sit futurum cras, fuge quaerere!" (Forsche nicht, was die Zukunft bringt) lehrte der römische Dichter und Denker Horaz. Viele Akteure des Energiemarktes sehen sich dennoch in der Situation, eben dies tun zu müssen und ihre Entscheidungen, die die Zukunft betreffen, auf ein optimales Fundament zu stellen. Fundamentale Modelle sind in der Lage, Wirkzusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Einflussfaktoren (Eingangsparameter) und dem Kraftwerkspark der Zukunft und den hieraus resultierenden Grenzkosten für elektrische Energie zu beschreiben und zu untersuchen. Dies liefert in vielen Bereichen wichtige quantitative Aussagen in einem langen Betrachtungshorizont.

BET verfügt über ein langfristiges Strommarktmodell, das die acht wesentlichen europäischen Staaten bezüglich des Energiemarktes umfasst. Ferner werden bei BET die notwendigen umfangreichen Eingangsdaten gepflegt und eingeschätzt.

Auf dieser Basis sind fundamentale Aussagen über die Entwicklung des Kraftwerksparks der Zukunft, über die aus der Stromerzeugung resultierenden CO₂-Emissionen, über die Grenzkosten der Stromerzeugung, über den Austausch zwischen den betrachteten Staaten und über diverse weitere Aspekte des Europäischen Strommarktes möglich. Sofern das Projekt dies erfordert, kann das Modell darüber hinaus in einem zweiten Schritt den Kraftwerkseinsatz mit höherer Präzision optimieren, um zusätzliche Aussagen zu generieren.