

### **Quo vadis Energycity? Das Ruhrgebiet im Zeichen der Energiewende.**

Mit rd. 5 Millionen Einwohnern auf einer Distanz von ungefähr 60 km und einer Fläche von 4435 Quadratkilometern ist das Ruhrgebiet der am dichtesten besiedelte Raum Deutschlands. Die Entwicklung dahin verdankt das Ruhrgebiet den Steinkohlevorkommen, die ihrerseits die Voraussetzungen für das Entstehen der Stahlindustrie waren. Kohle und Stahl dominierten über weit mehr als 100 Jahre das Wirtschaftsgeschehen des Ruhrgebiets. Viele Jahre war Essen die größte Stadt des Ruhrgebiets. Mit RWE, Ruhrgas, Ruhrkohle und STEAG beherbergte Essen wie keine andere deutsche Stadt wichtige Unternehmen der Energiewirtschaft und wurde deshalb gelegentlich auch mit dem Beinamen Energycity bedacht. Letztlich steht Essen als Energycity symbolisch für die ganze Metropolregion Ruhr.

Mit der Aufgabe der Steinkohleförderung und der Stilllegung der Hüttenwerke in Oberhausen, Duisburg-Rheinhausen, Dortmund und Bochum hat die Montanindustrie für das Ruhrgebiet an Bedeutung verloren. Mit der gut ausgebauten Infrastruktur, namentlich der Anbindung an den Rhein mit gut ausgebauten Häfen, dem guten Verkehrsnetz und dem hohen Potenzial an Arbeitskräften bietet das Ruhrgebiet aber grundsätzlich gute Voraussetzungen für einen Strukturwandel.

Mit der 2008 eingeleiteten Energiewende haben sich die Rahmenbedingungen auch für die Kernaktivität Energiewirtschaft signifikant geändert. Nachfolgend einige Überlegungen zu den Auswirkungen der Energiewende auf die Energiewirtschaft des Ruhrgebiets.

#### **Strom und Fernwärme aus Steinkohle**

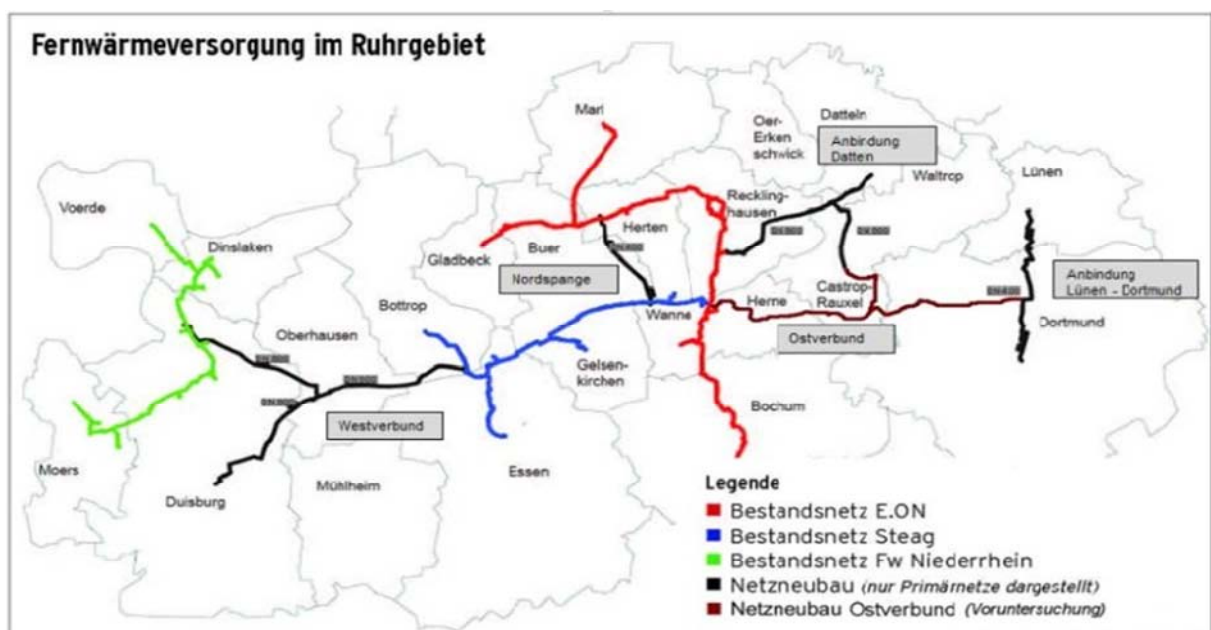
Bis Anfang der 90er Jahre beruhte die Stromerzeugung in Deutschland politisch vorgegeben (Verstromungsgesetze, Jahrhundertvertrag) fast ausschließlich auf Kernenergie, Braunkohle und Steinkohle. Für das Ruhrgebiet kam aus diesem Primärenergieportfolio nur die Steinkohle infrage. Nimmt man die Randlagen wie Hamm und Bergkamen hinzu, wo vor Jahren auch Steinkohle gefördert wurde, verfügte das Ruhrgebiet Ende der 90er Jahre über Kohlekraftwerke mit einer installierten Leistung von rd. 8000 MW. Dies waren rd. 8% der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung. Von dieser Kraftwerksleistung sind ca. 3500 MW weniger als 40 Jahre (kalkulatorische Lebensdauer von Kraftwerken) alt. Eine Teilleistung davon nähert sich jedoch bereits der 40-Jahresgrenze, der kalkulatorischen Lebensdauer von Kraftwerken.

Die Kohlekraftwerke des Ruhrgebiets wurden mit rd. 4000 h/a – das entspricht einer Auslastung von rd. 50% - als Mittellastkraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt, während die Kernkraftwerke und die Braunkohlekraftwerke die Grundlast abdeckten. Mengenmäßig bedeutet das, dass die Kohlekraftwerke im Ruhrgebiet mit etwa 5% zur Deckung des deutschen Strombedarfs beitragen.

Im Vorfeld der Liberalisierung des Strommarktes 1998 hatten viele Energieversorger Erneuerungsinvestitionen in die Kraftwerke zurückgestellt. Anfang bis Mitte des letzten Jahrzehnts

bestand deshalb Konsens zwischen Politik und Energiewirtschaft, dass die inzwischen alten Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke durch moderne Anlagen ersetzt werden sollten, die um ca. 20% bessere Wirkungsgrade haben und damit auch etwa 20% weniger CO<sub>2</sub> emittieren sollten. Außerdem sollte ein Teil der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden. Im Rahmen dieses Programms wurden mit 1600 MW in Hamm (RWE), 750 MW in Lünen (Trianel), 1100 MW in Datteln (EON) und 790 MW in Walsum (STEAG) neue und modernste Kohlekraftwerke errichtet. Geht man davon aus, dass die mehr als 40 Jahre alte Kraftwerksleistung mittelfristig stillgelegt wird, verfügt das Ruhrgebiet künftig über knapp die gleiche Kohlekraftwerksleistung wie Mitte des letzten Jahrzehnts, allerdings überwiegend auf der Basis modernerer und emissionsärmerer Technik.

Die dichte Besiedlung des Ruhrgebiets machte es möglich, mittels Auskopplung von Wärme aus den Kohlekraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) Fernwärme kostengünstig für Raumwärmezwecke bereitzustellen und damit die Edel- und Importenergien Öl und Erdgas zu substituieren. Zu diesem Zweck wurden die Fernwärmeschiene Ruhr von Herne bis Essen und die Fernwärmeschiene Niederrhein von Dinslaken bis Moers gebaut. Bereits im Zeichen der Energiewende wurde 2013 von der Landesregierung NRW eine grundlegende Studie bei BET Aachen in Auftrag gegeben. Untersucht werden sollten die Potenziale für die Schaffung des größten zusammenhängenden Fernwärmeversorgungsgebietes in Europa. Die Ergebnisse mündeten in der Empfehlung, unternehmensübergreifend ein geschlossenes Netz zu schaffen. Mit ersten Schritten zur Umsetzung wurde im gleichen Jahr durch die Fernwärmegesellschaften der STEAG in Essen, der Energieversorgung Oberhausen und der Fernwärmeversorgung Niederrhein in Dinslaken als Gemeinschaftsprojekt begonnen. Dies führte im März 2015 zur Gründung der Projektgesellschaft Fernwärme Rhein-Ruhr GmbH mit Sitz in Essen. Durch den Bau einer 25 km langen Verbundleitung zwischen den Fernwärmeschienen Ruhr und Niederrhein soll dann das Fernwärmeverbundnetz von Moers im Westen bis nach Herne im Osten reichen. Eine Einbindung von Oberhausen mit dem Holzheizkraftwerk Oberhausen-Sterkrade und der Abwärmenutzung aus dem Chemiewerk in Oberhausen-Holten ist vorgesehen. Nach heutiger Planung soll der Verbund der Netze 2019 abgeschlossen sein.



Quelle: BET

Ein Blick auf die Karte des Ruhrgebietes und seiner Fernwärmenetze zeigt, dass sich eine Erweiterung nach Osten (hauptsächlich Dortmund) anbietet. Mit den neuen Kohlekraftwerken Datteln und Lünen im Osten sowie Duisburg-Walsum im Westen stehen langfristig sichere und kostengünstige Wärmequellen für diesen Fernwärmeverbund zur Verfügung.

### **Grundlagen und Folgen der Energiewende**

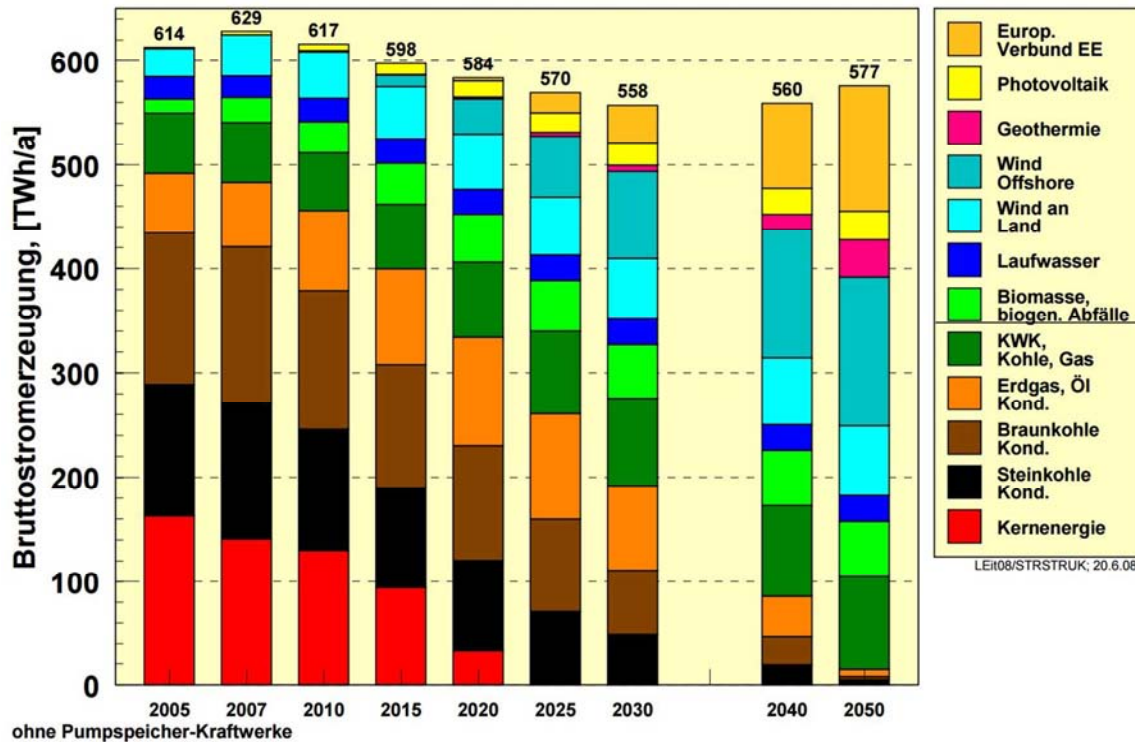
Gewöhnlich wird die Energiewende in einen Zusammenhang mit der Reaktorkatastrophe in Fukushima im Jahr 2011 gestellt. Dabei gab es erste bedeutende Korrekturen am in den siebziger Jahren des letzten Jahrhunderts mit Verstromungsgesetzen und Jahrhundertvertrag als Antwort auf die Öl- / Gaspreiskrisen beschlossenen Dreisäulen-Modell zur Stromerzeugung (Braunkohle, Steinkohle, Kernenergie) bereits im Jahr 2000. In diesem Jahr wurden unter der rot-grünen Bundesregierung der Ausstieg aus der Kernenergie vereinbart und das Erneuerbare Energiengesetz (EEG) verabschiedet, nach dem den erneuerbaren Energien ein vorrangiges Recht auf Einspeisung ins öffentliche Netz und feste Vergütungen für 20 Jahre zugesichert wurden.

Den gleichzeitigen Ausstieg aus Kernenergie und Kohle (Braunkohle und Steinkohle) hat zu dieser Zeit wohl kaum jemand für realistisch gehalten, auch wegen der hohen Kosten des Stroms aus erneuerbaren Energien und des daraus resultierenden Subventionsbedarfs. Daher auch die bereits oben erwähnte politische Unterstützung für die Modernisierung der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke sowie für den Bau von Erdgaskraftwerken.

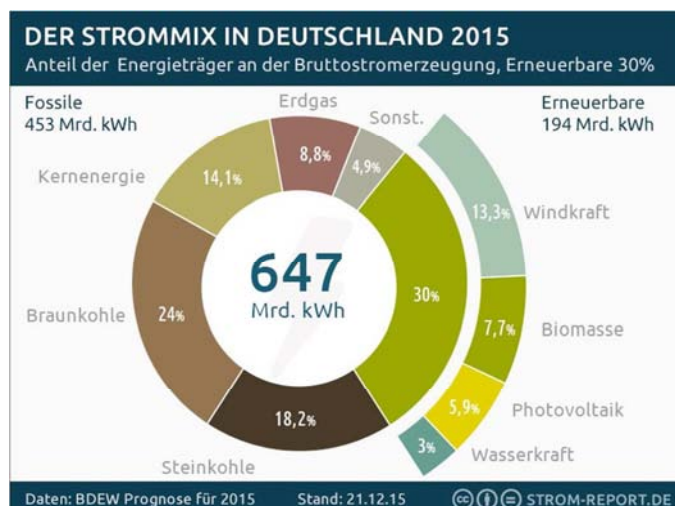
In großem Stil wurde die Energiewende von der großen Koalition im Jahr 2008 eingeleitet. Grundlage dafür war die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellte "Leitstudie 2008", nach der im Jahr 2050 etwa 80% des Stroms aus erneuerbaren Energien hergestellt werden sollen. Nach dieser Studie sollen die restlichen 20% des Stroms aus Kohle und Erdgas im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen werden.

Aufgrund der damit entfachten Diskussion verloren die gerade noch beschlossenen Kraftwerksbauvorhaben ihre Akzeptanz in Politik und Medien und in der Folge dann auch in Teilen der Gesellschaft. Besonders das Eon-Kohlekraftwerk Datteln und das Trianel-Kohlekraftwerk Lünen wurden fortan aufs Heftigste bekämpft, obwohl bereits hohe dreistellige Millionenbeträge investiert worden waren. Der Kampf ist noch nicht beendet. Die Aktionen gegen die Braunkohletagebaue haben sich verschärft.

- LEITSZENARIO 2008 -



Eine eklatante Schwäche der DLR-Studie ist, dass sie lediglich eine Potenzialabschätzung für das Stromaufkommen aus erneuerbaren Energien liefert, wesentliche Aspekte wie die Ungleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf sowie die sich daraus ergebende Speicherproblematik jedoch unberücksichtigt lässt. Die Folgen dieser Vernachlässigung können heute besichtigt werden. Mit auf Dauer angelegten Subventionen von rd. 25 Mrd € pro Jahr, die jeden Privat- und Gewerbekunden mit rd. 6 ct/kWh belasten, wurde ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 3% (Wasserkraft) auf rd. 30% in 2015 erreicht.



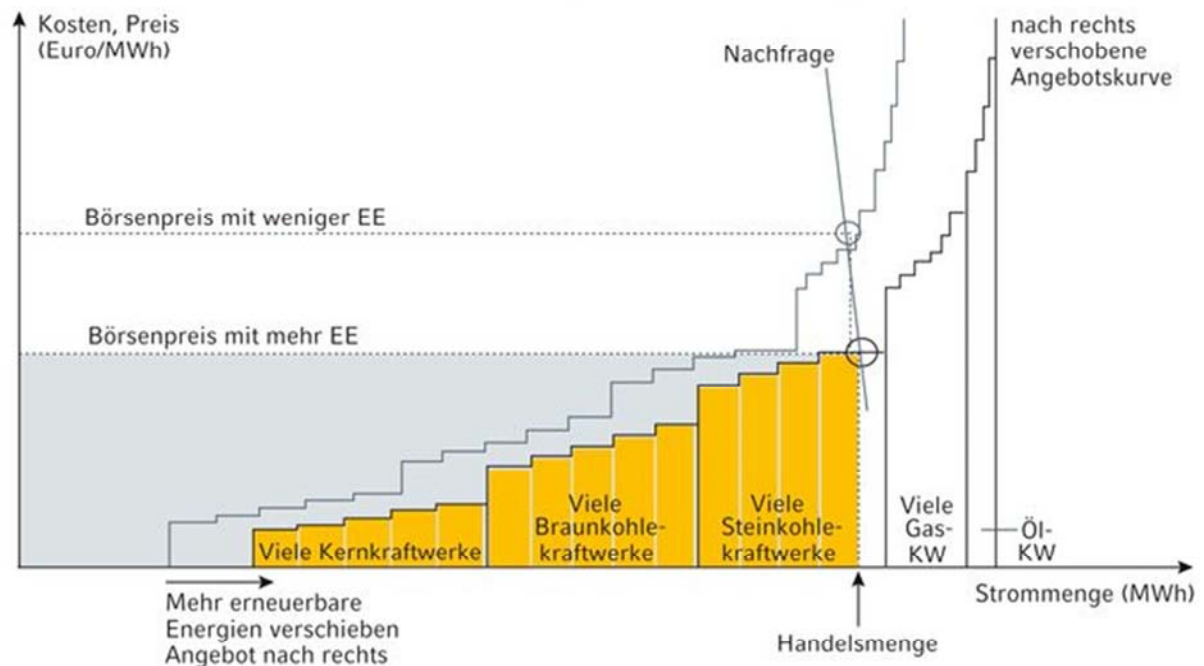
Die in Windkraft und Photovoltaik installierten Kapazitäten sind mit mehr als 70 000 MW inzwischen annähernd so groß wie die Summenkapazität aller fossil gefeuerten Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Öl, Gas). Die Volatilität von Windkraft und Photovoltaik und die fehlenden Ausgleichsmöglichkeiten durch Speicher führen zu Netzinstabilitäten bis in die europäischen Nachbarländer und dazu, dass teuer eingekaufter Strom temporär zu negativen Preisen

(Entsorgungsgebühren) ins Ausland verkauft werden muss oder dass Windkraftanlagen mangels Stromnachfrage aus dem Wind genommen werden. Die Betreiber bekommen dann zu Lasten der Allgemeinheit der Verbraucher Strom bezahlt, den sie nicht produziert haben.

Die fehlenden Speichermöglichkeiten führen außerdem dazu, dass die Betreiber der konventionellen Kraftwerke Kapazitäten vorhalten müssen, um selbst den Totalausfall von Windkraft und Photovoltaik (Dunkelflaute) ausgleichen zu können. Reichte früher eine Kraftwerkskapazität von rd. 100 000 MW aus, um die Netzhöchstlast von rd. 80 000 MW sicher darzustellen, haben wir heute eine Kapazität von mehr als 180 000 MW am Netz. Die Betreiber der konventionellen Kraftwerke erhalten keine ausreichende Vergütung dafür, dass sie die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Das mit der Liberalisierung 1998 eingeführte Erzeugermarktmodell gibt ab einer bestimmten Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien wegen der historisch geprägt flachen Industriekostenkurve / Merit Order der zusätzlich benötigten Kraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge für die Festkosten der Kraftwerke her. Das Erzeugermarktmodell und die Bedingungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien sind nicht kompatibel.

### Merit-Order: Grenzkosten der zuletzt eingesetzten Technologie bestimmen den Preis



Quelle: Solarenergie Förderverein, Commerzbank Corporates & Markets

Anders als in Politik und Medien immer wieder fälschlich dargestellt, ist es weniger der Siegeszug der erneuerbaren Energien, der Mengenverlust, der die konventionellen Kraftwerke ins wirtschaftliche Abseits stellt. Vielmehr ist es der Preiseffekt, der durch die Inkompatibilitäten der Rahmenbedingungen ausgelöst wird. Teuer eingekaufter Strom aus erneuerbaren Energien genießt einen Einspeisevorrang und sorgt dafür, dass Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten über viele Stunden des Jahres den Börsenpreis bestimmen. Die Folgen der nicht konsistenten politischen Weichenstellungen können in den Ergebnissen und in den Aktienkursen von Eon, RWE, Vattenfall und EnBW besichtigt werden. Beispielsweise ist der Aktienkurs von RWE im Zeitraum von 2008 bis 2016 von rd. 100 € auf etwa 13 €, derjenige von Eon von rd. 50 € auf etwa 9 € gefallen.

## Was bedeutet die Energiewende für das Ruhrgebiet?

Um diese Frage zu beantworten, müssen zwei Ebenen diskutiert werden: die Infrastrukturebene und die Unternehmensebene.

Mit der dichten Besiedlung und einer Bebauungsstruktur, die zu großen Teilen aus großen Gebäudekomplexen besteht, bietet das Ruhrgebiet vergleichsweise geringes Potenzial für eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die etwa der Anzahl der Einwohner entspricht.

Auch der nach mehreren Jahrzehnten mit den Argumenten Ressourcenschonung und Klimaschutz erreichte Ausbau der Fernwärmenetze spricht gegen einen radikalen Schwenk in der regionalen Energiepolitik. Windkraft und Photovoltaik sind ausschließlich auf die Stromerzeugung ausgerichtet. Es erscheint schwer vorstellbar, die Wärmelieferungen der Steinkohlekraftwerke größtenteils durch längs der Fernwärmeschienen neu zu errichtende Biomassekraftwerke zu ersetzen.

Wegen Ihrer geringen Betriebskosten und der reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen haben die modernen Steinkohlekraftwerke des Ruhrgebiets noch über viele Jahre ihre Existenzberechtigung. Werden die Kohlekraftwerke des Ruhrgebiets wie bisher auch künftig mit rd. 4000 h/a ausgelastet, beträgt ihr Anteil am deutschen Strommarkt etwa 5%. Ihr Anteil ist damit durch die Abschätzungen des DLR-Leitszenarios abgedeckt.

Die kostengünstige und ressourcenschonende Bereitstellung der Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung spricht ebenfalls für etliche dieser Kraftwerke. Wenn im Zukunftsszenario Raum für Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis von Kohle und Gas vorgesehen ist, wo wäre er dann besser angebracht als im Ruhrgebiet?

Schwieriger ist die Situation für die Unternehmen, die diese Kraftwerke betreiben. Steinkohlekraftwerke benötigen Planungs- und Bauzeiten von 5 Jahren und mehr. Für die Investitionsentscheidungen wurden unter den damaligen Randbedingungen die üblichen Amortisationszeiten von mehr als 20 Jahren unterstellt. In der Kostenstruktur der Kohlekraftwerke dominieren mit Abstand die Kapitalkosten. Solange die Politik sich weigert, die oben diskutierten Marktverzerrungen zu beseitigen, liegen die erzielbaren Deckungsbeiträge weit unter den Festkosten. Deshalb müssen die Steinkohlekraftwerke, die in den letzten zehn Jahren im Rahmen der damals geltenden energiepolitischen Vorstellungen gebaut wurden, aus Unternehmenssicht als Stranded Investments bezeichnet werden.

Die Verluste aus dem Betrieb der konventionellen Kraftwerke dürften die Hauptursache dafür sein, dass die Zukunft der Betreiber RWE und Eon ungewiss ist. Betroffen sind aber nicht nur diese beiden Unternehmen, sondern auch etliche Städte im Ruhrgebiet. Der Verlust der Dividende aus den RWE-Aktien hat in diesem Jahr große Löcher in die kommunalen Haushalte gerissen. Neben der Entwicklung der Stahlindustrie erklärt die schwierige Situation der Energiewirtschaft sicher zu einem großen Teil, warum das Industrieland Nordrhein-Westfalen im Vergleich mit allen anderen Bundesländern das geringste Wirtschaftswachstum (Nullwachstum) aufweist.

Selbst ein Untergang der Unternehmen RWE und EON würde nicht zwangsläufig das Aus für die Steinkohlekraftwerke des Ruhrgebiets bedeuten. Ein potenzieller Käufer könnte wahrscheinlich

zumindest die neuen Kohlekraftwerke - vom Kapitaldienst befreit – wegen ihrer geringen Betriebskosten profitabel betreiben.

In weiten Bereichen der Politik und der Medien wird gegenwärtig ein Feldzug gegen alle Kohle- und Gaskraftwerke geführt, der im krassen Widerspruch zu den aktuellen und den mittelfristig zu erwartenden Marktmöglichkeiten der erneuerbaren Energien steht. Die Kraftwerksbetreiber, aber auch die Kommunen im Ruhrgebiet und die nordrhein-westfälische Landesregierung sind gefordert, dafür zu sorgen, dass nicht im Übereifer der Energiewende gesunde und zur Versorgung mit Strom und Fernwärme notwendige Strukturen schlecht geredet und dann letztlich zerstört werden.