

Q1-2015 KRAFTWERKE INVEST



THEMENSCHWERPUNKTE

AKTUELLE
KRAFTWERKS-
PROJEKTE

MARKTDESIGN /
KAPAZITÄTS-
MÄRKTE

KRAFTWERKS-
MARKT

AKTUELLE
ÜBERSICHTEN
UND KARTEN

INHALTSÜBERSICHT

- Aktuelle Kraftwerksprojekte
- Marktdesign/ Kapazitätsmärkte/ EOM
- Versorgungssicherheit
- Märkte und Politik
- Projektübersicht
- Kraftwerkskarte
- Studien/ Statistiken/ Empfehlungen





EOM vs. Kapazitätsmärkte - das Pokern geht in die nächste Runde

Von Niels Schulz, Herausgeber von KRAFTWERKE INVEST, ENERLYTICS, Köln.



Liebe Leserinnen und Leser,

das Grünbuch hat es bereits erahnen lassen: Kapazitätsmärkte, wie sie von den Verbänden der „alten“ Energiewirtschaft vorgeschlagen werden, sind politisch nicht gewollt.

Spätestens seit dem Auftritt von Angela Merkel beim Neujahrsempfang des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) und den Äußerungen von Sigmar Gabriel im Handelsblatt, herrscht in der Branche Gewissheit, dass die eingeschlagene Richtung zum Energy-only-Markt (plus X) beibehalten wird.

Der „ergebnisoffene“ Dialog wurde damit de facto beendet und die Empfehlungen des Weißbuchs, das in wenigen Monaten erscheint, werden dies noch einmal dokumentieren. Ein weiteres Eskalieren der Auseinandersetzung ist wahrscheinlich.

Ich bin sehr skeptisch, ob das Weißbuch ein schlüssiges Gesamtkonzept für das zukünftige Marktdesign liefern und ob 2015 ein Jahr der Weichenstellungen wird.

Vielmehr befürchte ich, dass die Politik einfach so weiter macht wie in den vergangenen Jahren - mit all den Verwerfungen, Widersprüchen und Nachteilen, die wir bereits heute erleben: nagelneue, stillstehende Kraftwerke, die tiefe Löcher in die Kassen von Stadtwerken und Kommunen reißen und demnächst vielleicht sogar zurückgebaut werden, um Richtung Asien verschifft zu werden, null Investitionsbereitschaft angesichts unklarer Marktbedingungen und - trotz immer neuer Rekorde bei den Erneuerbaren - ein unvermindert hoher CO₂-Ausstoß.

Eines hat die Politik aber immerhin erreicht: Base 2017 notiert aktuell bei 31,80 €/MWh. Für einige Repräsentanten aus Wirtschaft und Industrie vermutlich immer noch „viel zu hoch“...

Aktuelle Projektentwicklungen



Inbetriebnahmen

MOORBURG - KRAFTWERK MACHT FORTSCHRITTE

2015-01-30 | Nachdem es beim Probebetrieb von Block B des Steinkohlekraftwerkes in Hamburg-Moorburg in den vergangenen Wochen zu Verzögerungen gekommen ist und der angekündigte Termin zur Inbetriebnahme Ende 2014 verschoben werden musste, geht Betreiber Vattenfall laut einer Sprecherin davon aus, dass Block B nun Ende März 2015 in den kommerziellen Dauerbetrieb gehen wird.

Die Arbeiten an Block A schreiten ebenfalls voran. Vattenfall gab bekannt, dass der zweite Block des 1.640 MW Kraftwerks zum ersten Mal Strom in das öffentliche Netz eingespeist hat. Durch die erste Netzschaltung habe der 827 MW Kraftwerksblock einen entscheidenden Meilenstein für die künftige Inbetriebnahme erreicht, so der Betreiber Vattenfall.

Pieter Wasmuth, Generalbevollmächtigter Vattenfalls für Hamburg und

Norddeutschland, sagte hierzu: „Das Kraftwerk Moorburg ist als einziges Großkraftwerk im Norden für die sichere Grundlast in Hamburg und Norddeutschland langfristig erforderlich, da das Kraftwerk Brokdorf 2021 vom Netz geht. Es sorgt mit seiner Auslegung für einen sicheren Netzbetrieb und trägt somit signifikant zur Versorgungssicherheit bei.“ In den nächsten Monaten soll die Anlage weiter optimiert und bei unterschiedlichen Lasten getestet werden. Mit der Aufnahme des Dauerbetriebes dieses Blocks rechnet Vattenfall bis Ende Juni 2015.

WILHELMSHAVEN - GDF-SUEZ-KRAFTWERK STARTET 2015

2015-01-14 | Die seit Ende 2013 laufenden Versuchsreihen nähern sich dem Abschluss. Alle notwendigen Genehmigungen für die Inbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks liegen bereits vor, der Start des Vollbetriebs ist für das laufende Jahr vorgesehen. Die elektrische Leistung des Kraftwerks beträgt 731 MW. Sein Wirkungsgrad liegt bei über 46

Prozent und damit 8 Prozent über dem Bundesdurchschnitt. Susanne Krüger, Pressesprecherin der GDF-Suez-Kraftwerk-Wilhelmshaven GmbH, beschreibt die laufenden Tests: „Wir sind mit dem Probebetrieb auf der Zielgeraden. Unser Hauptaugenmerk liegt auf der Lastanpassung an die Abnahmesituation auf dem Strommarkt.“ Die Abgabemenge des Kraftwerks soll dabei nicht konstant sein, sondern an den jeweiligen Strombedarf angepasst werden. Zu diesem Zweck ist geplant, die Abgabemenge in kürzester Zeit zwischen 100 und 25 Prozent einstellen zu können. Wichtig sei zudem, die Emissionswerte auch während des Regelbetriebs einhalten zu können, erläutert Krüger weiter.

NEUES DESIGN

Wir hoffen es gefällt!

Projekte in Bau

HEIZWERK HAFERWEG IM ZEITPLAN

2015-02-05 | Vattenfall baut am Standort Haferweg ein erdgasbefeuertes Heizwerk, das Wärme bis zu einer Leistung von 150 MW in das Hamburger Fernwärmenetz einspeisen wird. In Betrieb gehen soll das Heizwerk bereits zur Heizperiode 2015/2016. Der ambitionierte Zeitplan liegt laut Detlef Jacke, Vattenfall-Projektleiter für das Heizwerk, gut im Plan. Seit der Grundsteinlegung Ende Oktober 2014 laufen die Bauarbeiten auf Hochtouren. Das Heizwerk für Spitzenlast- und Reserve-Zwecke soll die Wärmeversorgung von Hamburgs Westen insbesondere an sehr kalten Tagen sichern. Darüber hinaus versorgt das Heizwerk auch zusätzliche Wärmekunden im Bereich Altona. Die neue Anlage wird aus drei erdgasbefeuerten Kesseln mit je 50 MW Einzelleistung bestehen und einen Brennstoffnutzungsgrad von über 90 Prozent haben.

NIEHL 3 - WICHTIGER MEILENSTEIN ERREICHT

2015-01-30 | Das Herzstück des neuen Heizkraftwerks in Köln-Niehl, der Power-Train – bestehend aus Gasturbine, Dampfturbine und Generator – steht auf seinem Fundament. Damit wurde laut Rheinenergie ein wichtiger Meilenstein beim Bau des neuen Heizkraftwerks Niehl 3 erreicht.

Der Bau des neuen Kraftwerks mit einer elektrischen Leistung von 450 MW und einer thermische Leistung von 265 MW verläuft nach Plan. Voraussichtlich ab April soll die so genannte „Kalte Inbetriebnahme“ (ohne Brennstoff) erfol-

gen. Bis dahin müssen die Module des Power-Trains montiert und über Rohrleitungen und elektrische Verkabelung miteinander sowie mit den Modulen der Kesselanlage verbunden sein. Sind diese Tests erfolgreich, wird die Gasturbine im Sommer zum ersten Mal gezündet. Die Inbetriebnahme und die Übergabe des neuen Heizkraftwerks sind für Frühjahr 2016 vorgesehen.

KIEL - GEMEINSCHAFTSKRAFTWERK LÄNGER AM NETZ?

2014-12-08 | Das Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK) wird eventuell bis zum Jahr 2025 weiterbetrieben. Eigentlich sollte es spätestens 2018 vom neuen Gasheizkraftwerk abgelöst werden. Grund für die Verzögerungen ist die überraschende Ankündigung des Mehrheitsgesellschafters MVV Energie AG, die eigenen Anteile am Kraftwerksprojekt von 51 Prozent abzustößen. Obwohl sich schon einige Interessenten gemeldet haben, darunter der Stadtwerke-Verbund Thüga, der Entsorger Remondis und ein Konsortium von schleswig-holsteinischen Stadtwerken, stocken die Verhandlungen. Die MVV will nur mit der Stadt verhandeln.

„Ich bin sehr unzufrieden darüber, wie es bislang gelaufen ist“, sagt Kiels Oberbürgermeister Ulf Kämpfer (SPD). Die MVV solle auf die Investoren zugehen oder einen anderen Weg zum zügigen Bau des Gasheizkraftwerkes aufzeigen. Obwohl der Preis von 197 Mio. Euro zu hoch sei, will Kiel mindestens zwei Prozent der Anteile von der MVV zurückkaufen, um wieder die Mehrheit an den Stadtwerken zu halten.

Indes laufen die Kalkulationen und Vorarbeiten für das neue Gasmotorenkraftwerk noch weitgehend nach Plan. Im Falle von weiteren Verhandlungsschwie-

rigkeiten mit der MVV wird jedoch der GKK-Weiterbetrieb bis 2025 geprüft. Weil die Banken die Kredite nur genehmigen, wenn die Eigentümerstruktur geklärt ist, muss die Finanzierung des neuen Gasheizkraftwerks rasch verhandelt werden. Denn nur bei einer zügigen Einigung kann der Bauauftrag noch 2015 vergeben werden.

GKM BLOCK 9 - INBETRIEBNAHME MITTE 2015

2014-12-10 | Nach rund fünfjähriger Bauzeit hat Block 9 am 16. November erstmals Strom erzeugt und diesen ins Netz eingespeist. Mit der sogenannten „ersten Synchronisierung“ wurde laut Grosskraftwerk Mannheim AG ein weiterer Meilenstein beim Bau des 911 MW Steinkohleblocks erfolgreich abgeschlossen. In den kommenden Monaten läuft das Kraftwerk nun im Probebetrieb. Die Inbetriebnahme ist für Mitte 2015 geplant.

DATTELN 4 - ARBEITEN GEHEN WEITER

2015-01-24 | Trotz der anstehenden Gerichtsverhandlungen und des Baustopps verlegt die RWE-Tochter Westnetz im Auftrag von E.ON das Starkstrom-Anschlusskabel und das Abflussrohr für das Kraftwerk Datteln 4.

Die Abwasserdruckrohrleitung, das 110kV-Kabel sowie mehrere Leerrohre sollen vom Kraftwerk an der dortigen Brücke über den Kanal und dann unterirdisch am Kanal entlang über das ehemalige Zechengelände Emscher-Lippe 3/4 verlegt werden. Das Starkstromkabel wird zum Umspannwerk Losheide geführt, das Abwasserrohr wird nördlich des Ölmühlenbachs in einem Spülbohrverfahren unter der Halde hindurchgedrückt und endet beim Pumpwerk Beisenkamp.

Begonnen wurde mit den Bauarbeiten am 26. Januar. Die eigentlichen Ausschaltarbeiten fangen am 2. Februar an. Rund drei Kilometer lang sind die Strecken, insgesamt liegen die Kosten im siebenstelligen Bereich, so Frisch. Bis Ende 2015 sollen die Arbeiten fertig gestellt sein.

69 TWEETS // 147 FOLLOWER

Folgen Sie uns!



@KW_Invest

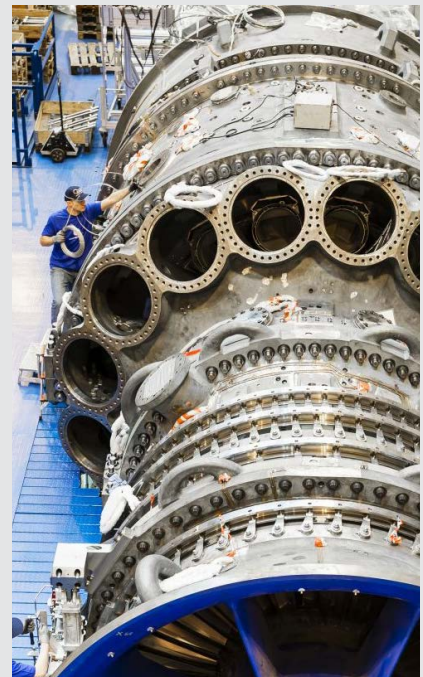
GUD LEVERKUSEN - ENTSCHEIDUNG IM LAUFE DES JAHRES

2015-01-20 | Repower hat mit GE und der Engineering-Tochter von Iberdrola Verträge über die Lieferung einer 570 MW 9HA Hochleistungsgasturbine, ihre Instandhaltung und die schlüsselfertige Errichtung einer neuen GuD-Anlage im Chemiepark Leverkusen unterzeichnet.

„Für unser Geschäftsmodell haben GE und Iberdrola die richtige KWK-Anlage entwickelt, die hocheffizient, flexibel und zuverlässig zugleich ist und uns hilft, die erforderlichen CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzziele zu erreichen“, sagt Dr. Daniel Fritsche, Projektleiter bei Repower und CEO der Repower GuD Leverkusen GmbH. „Der integrierte Ansatz und die individuelle Lösung beider Firmen unterstützen unseren Geschäftsplan und unsere Umsatzquellen.“

Repower treibt nun die Planungsarbeiten weiter voran und führt intensive Gespräche mit dem Ziel, einen oder mehrere Partner ins Projekt aufzunehmen. Repower geht davon aus, dass nach Vorliegen aller nötigen Fakten (Ergebnis Partnering, Details Ausgestaltung KWK-Förderung, Vorliegen verlässlicher Rahmenbedingungen) im Laufe des Jahres 2015 entschieden werden kann, ob das Projekt realisiert wird.

Die Anlage im Chemiepark wird einen Gesamtwirkungsgrad von mehr als 80 Prozent und eine Dampfauskopplung von mehr als 300 Tonnen pro Stunde erreichen.



Projekte in Planung

WEDEL - ENTSCHEIDUNG FRÜHESTENS MITTE 2015

2015-01-29 | Die Diskussionen um das veraltete Steinkohlekraftwerk in Wedel halten an. Mit dem Volksentscheid „Unser Hamburg – Unser Netz“ wurde im September 2013 die Übernahme des Fernwärmenetzes durch die Stadt Anfang 2019 entschieden. Der Volksentscheid sieht neben dem Rückkauf der Energienetze auch die Kraftwerkserneuerung vor. Dies gilt nicht zuletzt für das dringend modernisierungsbedürftige Kraftwerk Wedel. Diskutiert wird auch die Schließung des Kraftwerks und der Bau eines Gas- und Dampfturbinenkraftwerks oder eines „modularen Gasmotorenkraftwerks“, das je nach Wärmebedarf über einen oder mehrere Motoren läuft.

Ursprünglich sollte das Kohlekraftwerk Wedel bis spätestens 2017 durch einen neuen Meiler ersetzt werden. Die Stadt und Vattenfall konnten seit dem Volksentscheid aber noch keine Einigung erzielen. Der Vorschlag von Vattenfall, die entstehende Versorgungslücke über das derzeit in Betrieb gehende Kohlekraftwerk Moorburg zu schließen, wurde juristisch und politisch verhindert.

Frühestens Mitte dieses Jahres soll nun entschieden werden, ob das GuD-Kraftwerk gebaut wird oder nicht. Danach folge eine einjährige Planungszeit, so der Vattenfall-Chef Pieter Wasmuth. „Die Bauzeit beträgt erfahrungsgemäß rund drei Jahre“, fügte die Pressesprecherin des Energiekonzerns Karen Hilmer hinzu. Das bedeutet, das Kraftwerk kann frühestens Mitte 2019 in Betrieb gehen. Zu spät, wenn die Stadt das Fernwärmenetz bereits Anfang 2019 zurückkaufen will.

Der Entscheidungsprozess wird durch die aktive Beteiligung der Anwohner verkompliziert. Im Oktober 2014 reichten 19 Wedeler KraftwerksanwohnerInnen eine Anfechtungsklage gegen die Genehmigung des GUD-Kraftwerks beim Oberverwaltungsgericht in Schleswig ein. Die Kläger befürchten eine akute Lärmbelästigung während des Kraftwerksbaus sowie langfristige Störungen durch die das Kraftwerk kühlenden Luftkondensatoren.

SW HEIDELBERG PLANEN GASMOTORENKRAFTWERK

2015-01-09 | Die Stadtwerke Heidelberg halten an der Planung ihres Gasmotorenkraftwerks fest. Zunächst müsse die Politik jedoch die Marktstrukturen

verbessern, bevor man endgültig von der Planung in die Realisierung übergehen könnte, sagte Michael Teigeler, Geschäftsführer der Stadtwerke Heidelberg Energie.

2012 stimmte der Aufsichtsrat der Stadtwerke dem Bau von mehreren Gasmotoren mit einer Gesamtleistung von 50 MW zu. Ihre Kosten belaufen sich auf ca. 40 Mio. Euro. Finanzieren soll sich das Gaskraftwerk vor allem durch den Einsatz im Fernwärmenetz. Diese beziehen die Stadtwerke Heidelberg noch bis 2018 aus dem Großkraftwerk Mannheim der MVV und EnBW.

LUBMIN - EWN BEENDET PLANUNG FÜR GASKRAFTWERK

2014-12-23 | Die Planung des Gaskraftwerks am ehemaligen Atomstandort Lubmin wird nicht weiter betrieben. Nach der Geschäftsführung hat jetzt auch der Aufsichtsrat der bundeseigenen Energiewerke Nord (EWN) im November 2014 den Abbruch der Genehmigungsplanung beschlossen. Grund seien die zunehmenden Kosten, die von der EWN getragen werden müssten.

„Wir arbeiten schließlich mit Steuergeldern und haben deshalb jetzt die Reißleine gezogen“, so eine EWN-Sprecherin.

Bislang sei ein kleiner einstelliger Millionenbetrag investiert worden, allerdings sei dem Steuerzahler hier kein Schaden entstanden, so der EWN-Geschäftsführer Henry Cordes im Gespräch mit der Deutschen-Press-Agentur.

Die bisherigen Aufwendungen seien durch Vermögenswerte des dänischen Energiekonzerns Dong Energy gedeckt worden. Im Dezember 2009 hatte Dong Energy den Bau eines Kohlekraftwerks in Lubmin aufgegeben. Daraufhin hatte EWN den Standort übernommen und im März 2011 die Kraftwerkspläne von Kohle auf Erdgas umgestellt.

„Die EWN hatte nie vor, das Kraftwerk selbst zu bauen oder zu betreiben“, so die EWN-Sprecherin. Genehmigt werden sollte ein Gaskraftwerk mit einer elektrischen Gesamtleistung zwischen 1.350 und 1.800 MW. Sobald die ersten Teilgenehmigungen vorlägen, sollte auf Investorensuche gegangen werden. Allerdings formulierten die Behörden nach der Anhörung im Sommer 2013 eine umfangreiche Nachforderungsliste mit weiter offenen Fragen.

Lubmin ist ein ausgezeichnete Standort für ein Gaskraftwerk, weil hier die Ostsee-pipeline Nord Stream mit russischem Erdgas anlandet. Die EWN hatte gehofft, mit dem Gaskraftwerkneubau Synergien im industriellen Bereich freisetzen zu können und den strukturschwachen Standort Vorpommern so aufzuwerten.

Die EWN ist weiterhin im Besitz des für

den Kraftwerkbau vorgesehenen Grundstücks. Ein großer Investor für den Standort sei aber nicht in Sicht, so Cordes. Auch EnBW besitzt in Lubmin ein Grundstück. Wie bei der EWN wurden auch hier die Pläne, ein Kraftwerk am Standort zu errichten, zurückgenommen.

RWE PRÜFT GASKRAFTWERKSBAU IN GUNDEMMINGEN

2014-12-17 | RWE hält sich die Option für einen Gaskraftwerksbau in Gundremmingen offen. Ein Sprecher des Konzerns bestätigte auf Anfrage von energate, dass im Gemeinderat Gundremmingen die Änderung der Bauleitplanung für ein Gaskraftwerk eingebracht wurde. Derzeit betreibt RWE in Gundremmingen zwei Kernkraftwerksblöcke mit je 1.344 MW Leistung. Block B soll Ende 2017 abgeschaltet werden, Block C Ende 2021.

Derzeit rentiere sich der Neubau eines Kraftwerks noch überhaupt nicht, so der Sprecher des Konzerns. „Es gibt keine Entscheidung dafür, keine konkreten Überlegungen für den Bau.“ Der Antrag sei nur gestellt worden, falls sich die Marktbedingungen in der Zukunft ändern sollten. Bis zum Winter 2017/2018 würden laut Bundesnetzagentur keine neuen Kraftwerkskapazitäten gebraucht werden.

RWE ist der dritte Energiekonzern, der sich für die Zeit nach 2017/2018 rüstet. Nur 100 Meter entfernt vor dem mögli-

chen RWE-Kraftwerkneubau plant die Schweizer Firma PQ Energy ein Gaskraftwerk zu bauen. Dies bestätigte der Gundremminger Bürgermeister Tobias Bühler am 16.12.2014 der Südwestpresse. Außerdem bereiten die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm den Bau eines GuDs auf dem ehemaligen Fliegerhorst in Leipheim vor. Hier wurde der Entwurf des Bebauungsplanes schon an die zuständigen Rathäuser zur Ansicht ausgegeben.

Obwohl nun auch RWE einen Gaskraftwerksbau prüft, soll das Projekt der SWU weiterverfolgt und an der Finanzierung gefeilt werden. Das Budget für das 600 Mio.Euro teure Gaskraftwerk der Schweizer Firma PQ Energy ist laut dessen Chef Dominique Candrian allerdings gesichert. Eine US-Investmentgesellschaft würde sich an der Finanzierung beteiligen.

KLINGENBERG - OVG ENTSCHEIDET FÜR VATTENFALL

2014-12-15 | Das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg hat die Klage gegen die immissionsrechtliche Genehmigung des von Vattenfall geplanten 300 MW Gaskraftwerks Klingenberg zurückgewiesen. Gegen die Genehmigung hatten Anwohner und Eigentümer von nahe gelegenen, gewerblich genutzten Grundstücken geklagt. Sie beanstanden die Korrektheit der durchgeführten Umweltverträglichkeitsprüfung.

Die Kläger fürchten eine Beschädigung



ihrer Grundstücke und Immobilien durch die tieffrequenten Betriebsgeräusche des Kraftwerks und eine Beeinträchtigung aufgrund der auftretenden Verschattung durch Dampfschwaden. Da das Gericht in seinem Urteil eine Revision des Verfahrens nicht zugelassen hat, müssen die Kläger, sollten sie eine Prüfung des ergangenen Urteils vor dem Bundesgerichtshof wünschen, eine Revisionszulassungsbeschwerde einreichen. Die Vertretung des Vattenfall Konzerns in dem durchgeführten Verfahren übernahm Redeker Sellner Dahs.

Trotz dieses positiven Urteils durch das OVG soll laut Vattenfall der Baubeginn erst erfolgen, wenn alle Genehmigungen rechtskräftig und alle vorliegenden Beschwerden der Kläger abgeschlossen sind.

Die Planungen von Vattenfall sehen vor, auf dem derzeit noch brach liegenden Gelände der ehemaligen Gaskokerei Köpenicker Chaussee 40 bis 41 in Berlin-Rummelsburg ein Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerks zu errichten. Das erdgasbefeuerte 300 MW Kraftwerk soll neben Elektrizität eine thermische Leistung für Fernwärme von 230 MW liefern und das alte mit Braunkohle befeuerte Heizkraftwerk Klingenberg ersetzen.

EVO INVESTIERT IN MÜLLHEIZKRAFTWERK

2014-12-05 | Die Energieversorgung Offenbach AG (EVO) will in den nächsten beiden Jahren rund 25 Mio. Euro in die Erneuerung des Müllheizkraftwerks in Offenbach investieren.

Nach Worten der EVO-Vorstandsvorsitzenden Heike Heim wird eine neue Rauchgasreinigungsanlage installiert, wodurch der Energiebedarf der Anlage minimiert und zusätzliche Wärme für die Kunden erzeugt werden kann. Zugleich soll eine hocheffiziente, 19 MW starke Dampfturbine eingebaut und somit die Stromabgabe in das Netz von aktuell 40.000 auf 90.000 MWh im Jahr mehr als verdoppelt werden.

Der EVO-Aufsichtsrat hat das Großprojekt bereits genehmigt. Die Arbeiten sollen im April 2015 beginnen und aller Voraussicht nach bis Oktober 2016 dauern.

„Wir betrachten das Vorhaben als Meilenstein unseres Engagements bei den erneuerbaren Energien“, sagte die Vorstandschefin vor Journalisten bei der jüngsten Bilanzpressekonferenz.

Weil die Anlage mehr Energie im umweltschonenden Kraft-Wärme-Kopplungsverfahren (KWK) erzeugt und daher weniger fossile Brennstoffe wie Steinkohle oder Erdgas verbrannt werden, sinkt der Ausstoß an schädlichen Treibhausgasen rein rechnerisch um 14.000 Tonnen im Jahr.

Die EVO-Vorstandsvorsitzende machte darauf aufmerksam, dass bei der EVO der Anteil der erneuerbaren Energien an der eigenen Stromerzeugung aktuell bei mehr als 50 Prozent liegt. „Damit haben wir die Ziele der Bundesregierung zur Energiewende bereits mehr als erfüllt.“

Die Quote soll ihren Worten zufolge in den nächsten beiden Jahren auf rund 56 Prozent erhöht werden. Zugleich kann die EVO dank des Kraftwerkprojekts ihre selbst erzeugte Strommenge bis zum Geschäftsjahr 2016/2017 um insgesamt 17 Prozent auf rund 520.000 MWh pro Jahr steigern.

MARZAHN - AUSSCHREIBUNG FÜR GASKRAFTWERK LÄUFT

2014-12-03 | Im Berliner Bezirk Marzahn-Hellersdorf soll ein neues Gasheizkraftwerk entstehen. Der Energiekonzern Vattenfall plant den Bau einer Anlage mit ca. 230 MW thermischer sowie bis zu 300 MW elektrischer Leistung. Die Anlage soll am Standort des jetzigen Heizkraftwerks in Marzahn gebaut werden und zusammen mit den Heizkraft-

werken in Mitte und Klingenberg die Zukunft der Versorgung mit Fernwärme im Berliner Osten sichern. Vattenfall hat mittlerweile mit der Ausschreibung begonnen, die Kosten beziffert der Konzern auf einen „dreistelligen Millionenbetrag“. Die Inbetriebnahme soll bis 2020 erfolgen.

BOAPLUS EINEN SCHRITT WEITER

2014-11-26 | Die Genehmigung des geplanten 1.100 MW Braunkohlekraftwerks mit optimierter Anlagentechnik (BoAplus) in Niederaußem hat eine wichtige Hürde genommen, verkündete RWE. Die Stadt Bergheim habe die Anpassung der Bauleitplanung beschlossen und zudem den Flächennutzungsplan geändert. Im Laufe des Jahres sollen nun weitere technische Genehmigungsverfahren angegangen werden.

RWE gibt bekannt, dass hierzu die immissionsrechtliche Genehmigung zählt, die Voraussetzung für einen Neubau und den Betrieb eines Kraftwerks ist. Die endgültige Entscheidung, ob das Braunkohlekraftwerk tatsächlich gebaut werden wird, steht noch aus. Diese hänge laut RWE von einer gerichtlich nicht anfechtbaren Genehmigung ab.

Zudem müsse sichergestellt sein, dass das ca. 1,5 Mrd. Euro teure Kraftwerk wirtschaftlich betrieben werden kann.

Zum jetzigen Zeitpunkt könne und müsse die schlussendliche Entscheidung noch nicht fallen. Auch künftig werde Braunkohle benötigt, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, zeigt sich RWE überzeugt.

**EMPFEHLEN SIE UNS WEITER!
ES LOHNT SICH.**

Empfehlen Sie uns weiter!
Als Dankeschön erhalten Sie von uns ein wertvolles Präsent!

Streit ums Marktdesign

POLITIK STELLT SICH QUER

Beim Neujahrsempfang des BEE äußerte sich Bundeskanzlerin Angela Merkel erstmals kritisch zu Kapazitätsmärkten. An den BEE-Präsidenten Fritz Brickwedde gewandt, sagte sie: „Ich teile Ihre Skepsis zu Kapazitätsmärkten, um das ausdrücklich zu sagen.“ Sie halte aber daran fest, dass auch konventionelle Energien aus Kohle und Erdgas weiterhin gebraucht würden, um die Versorgung auf lange Sicht zu sichern und Schwankungen bei der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. „Das heißt, wir müssen auch den konventionellen Energieerzeugern eine verlässliche Perspektive geben“. Weitere Subventionen seien damit allerdings nicht gemeint. Der Koalitionsvertrag ziele für den Strommarkt der Zukunft auf Kosteneffizienz und Wettbewerb ab.

Noch deutlicher wurde Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel im Handelsblatt, wo er Kapazitätsmärkten eine Absage erteilte. Gabriel befürchtet hohe Kosten, denn „nicht wenige, die einen Kapazitätsmarkt fordern, verbergen dahinter ihr eigentliches Interesse: existierende Überkapazitäten auf Kosten der Stromverbraucher zu konservieren. Das ist das Gegenteil von vernünftiger Energiepolitik“. Der Minister befürwortet daher einen Energy-Only-Markt, der seiner Einschätzung nach durch „echte Knappheitspreise“ ausreichend Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke bietet. Darüber hinaus würden Preisspitzen aber auch dafür sorgen, dass sich Abnehmer zwecks Absicherung weg vom Spotmarkt hin zum langfristigen Terminmarkt orientieren, was wiederum Preisspitzen dämpfen würde. Zur Verhinderung struktureller Versorgungsengpässe setzt der Minister auf eine flankierende „Kapazitätsreserve“.

KWK-Anlagenbetreibern sicherte Gabriel Unterstützung zu. In den kommenden Monaten werden in seinem Ministerium daher Vorschläge zur Verbesserung ihrer Situation erarbeitet. Mit weniger Unterstützung können Betreiber von Kohlekraftwerken rechnen. Es gelten die Klimaschutzziele der Bundesregierung, daher müsse der Kraftwerkspark im Rahmen eines „Kohlekonsens“ in den kommenden fünf Jahren seinen CO₂-Ausstoß um weitere 22 Mio. Tonnen reduzieren.

KAPAZITÄTSRESERVE KOMMT

Ergebnisoffener zeigte sich Gabriels zuständiger Staatssekretär Rainer Baake auf der Handelsblatt-Jahrestagung Energiewirtschaft 2015 in Berlin. Gabriel habe mit seinem Beitrag noch keinen Schlusspunkt in der Debatte gesetzt und die Diskussion über das zukünftige Marktdesign werde weiterhin offen geführt. Für eine Lösung habe man außerdem noch ausreichend Zeit, denn in den nächsten drei bis fünf Jahren seien keine Engpässe zu erwarten.

Unabhängig von der Entscheidung zwischen Strommarktreform oder Kapazitätsmärkten sei die Einführung einer Kapazitätsreserve aber bereits beschlossene Sache. Entgegen der vom BDEW vorgeschlagenen „Strategischen Reserve“ soll sie jedoch nicht wie eine Preisobergrenze arbeiten, sondern darf nur eingesetzt werden, wenn ein Blackout droht“, so Baake.

RÜCKENDECKUNG FÜR GABRIEL

Unterstützung für seine Absage erhielt Gabriel insbesondere von der energieintensiven Industrie und Vertretern der erneuerbaren Energien. Willem Huisman, Vorstandsvorsitzender von Dow Deutschland, sagte: „Deutschland allein kann sich nicht auf Kapazitätsmärkte stürzen. Ich bin sehr dagegen, dass man das auf Deutschland-Ebene angeht.“ Und auch Robert Busch, Geschäftsführer des bne, ist sich mit Gabriel einig: „Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel und Staatssekretär Rainer Baake haben sich eindeutig gegen Kapazitätsmarktmodelle ausgesprochen, die lediglich zur Bestandskonservierung in Zeiten der Überkapazitäten führen. Favorisiert wird dagegen eine effiziente und wettbewerbliche Absicherung der Versorgungssicherheit, die sowohl Erzeugung als auch Speicherung und Nachfragesteuerung unverzerrt integriert. Dem ist aus Sicht des bne nichts hinzuzufügen.“

GEGENWIND AUS DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Mit Hinblick auf die Äußerungen von Merkel und Gabriel reagierte E.ON-Chef Johannes Teyssen gelassen. Ebenfalls auf der Handelsblatt-Tagung in Berlin sagte er in einer Debatte: „Ich glaube Kapazitätsmärkte kommen sowieso – vielleicht im zweiten Schritt. Ich glaube, es wird sich durchsetzen und am Ende auch für die Kunden besser und günstiger sein“.

Johannes Kempmann, Vorsitzender des BDEW und weiterer Debattenteilnehmer, reagierte gereizt: „Da fällt mir nicht mehr viel ein“. Er wies darauf hin, dass Gabriel noch im November vergangenen Jahres mit seinem französischen Amtskollegen für eine Einführung von Kapazitätsmärkten plädiert hatte. Außerdem warf er dem Minister Unredlichkeit bezüglich seiner „verkürzten“ Kritik am gemeinsamen Vorschlag von VKU und BDEW vor und verwehrte sich gegen die Behauptung, überflüssige Kraftwerke am Markt halten zu wollen. Außerdem widersprach er der Meinung, dass ein Energy-Only-Markt Investitionsbereitschaft schaffen könne. „Wie oft sollen Preisspitzen denn auftreten, damit in Kraftwerke investiert wird“, so seine rhetorische Frage. Weitere Kritik erntete auch das Grünbuch, dem laut Kempmann teilweise illusorische Vorgaben zu Grunde gelegt wurden.

In Statements für die Presse erklärten BDEW und VKU noch einmal die Vorteile ihres Vorschlags für ein integriertes Energiemarktdesign mit einem dezentralen Leistungsmarkt, der in der Branche viel Unterstützung erfährt. Darüber hinaus wurde aber auch Kritik an der Vorgehensweise des Ministers geäußert. Hildegard Müller, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung sagte: „Bundesminister Gabriel verweigert die von ihm selbst angekündigte ergebnisoffene Debatte. Er konterkariert damit den von ihm selbst angestoßenen Diskussionsprozess zum Strommarkt der Zukunft. Das ist mehr als erstaunlich. Ein verantwortungsvoller Umgang mit dem dringlichsten Problem des Energiemarktes sieht anders aus.“ Positiv bewertet wird die Aussage, der Kraft-Wärme-Kopplung zukünftig mehr Bedeutung zu geben.

Marktdesign / Kapazitätsmärkte

FRANKREICH KÜNDIGT KAPAZITÄTSMARKT AN

2015-02-27 | Nach einer Mitteilung des französischen Umweltministeriums wird das Land einen Kapazitätsmarkt für konventionelle Stromerzeugungslagen schaffen. Das kündigte die zuständige Ministerin Ségolène Royal an. Die Details der geplanten Kapazitätsvergütung wie deren Start und die Kosten konnte das Ministerium noch nicht nennen, ihnen soll ein Diskussionsprozess der Beteiligten vorausgehen.

Laut bisherigem Modell sollen die Kosten laut französischem Umweltministerium sehr gering sein, denn die Stromlieferanten müssen lediglich den Nachweis erbringen, ihre Kunden auch zu Spitzenlastzeiten ausreichend mit Strom beliefern zu können. Für diesen Nachweis erhalten sie eine sehr moderate Vergütung, die allein auf die Planungssicherheit zielt. Die Versorger müssen hierfür weitere Initiativen ergreifen, unter anderem sollen sie ihre Kunden zum Stromsparen gerade in Spitzenlastzeiten motivieren. Wenn diese Maßnahmen zur Lastverschiebung nachweislich ergriffen wurden, erhalten die Kraftwerksbetreiber die entsprechende Vergütung. Der geplante Kapazitätsmarkt wird von weiteren Maßnahmen wie der Entwicklung von Speichertechnologien flankiert. Der BDEW begrüßte diese Entscheidung und wies die Bundesregierung auf diese Initiative hin, die in ähnlicher Form derzeit in Belgien und Großbritannien diskutiert wird.

E-BRIDGE-STUDIE ZUR KAPAZITÄTSRESERVE

2015-01-15 | Im Auftrag von TenneT hat E-Bridge Consulting eine Studie zur Ausgestaltung der vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in seinem Grünbuch angeregten Kapazitätsreserve erstellt. „Ziel der Studie ist es, eine Absicherung für den Strommarkt gerade in Zeiten der Energiewende zu entwickeln, in denen naturgemäß hohe Unsicherheiten bezüglich des Verhal-

tens von Marktteilnehmern und Investoren bestehen“, sagt Dr. Jens Büchner, Geschäftsführer der E-Bridge Consulting. „Die Schwierigkeit besteht darin, ein ‚Fangnetz‘ zu entwickeln, das die positiven Marktkräfte weitgehend unbeeinflusst lässt, damit eine möglichst hohe und kostengünstige Versorgungssicherheit ohne zusätzliche regulatorische Eingriffe gewährleistet werden kann.“

Dazu muss das heutige Marktdesign durch diverse Maßnahmen weiterentwickelt und gestärkt werden. Ein zusätzlicher Eckpfeiler eines solchen nachhaltigen Strommarktdesigns ist eine temporäre Erzeugungskapazitätsreserve, die wie ein Fangnetz funktioniert. Sie gewährleistet die Versorgungssicherheit in der laufenden Umbruchphase der Energiewende und unterstützt gleichzeitig einen wettbewerbsorientierten Strommarkt. Damit sei sie letztlich deutlich effizienter und wirtschaftlicher als ein Kapazitätsmarkt.

Die Studie liefert Vorschläge, wie ein solches ‚Fangnetz‘ an Kapazitätsreserve sinnvoll ausgestaltet sein kann. Dabei soll das ‚Fangnetz‘ keine dauerhafte Einrichtung sein, sondern nur für die Übergangszeit zur Verfügung stehen, bis der Strommarkt sich eingependelt hat. Anders als die Netzreserve, die bereits heute genutzt wird, um Netzengpässen aufgrund hoher Einspeisung zu begegnen, sollen die ‚Fangnetz‘-Reserven vor allem Erzeugungsdefizite aufgrund von fehlender Einspeisung von erneuerbaren Energien abfangen und so die Versorgung sichern. Sie kommen erst zum Einsatz, wenn alle anderen Maßnahmen wie etwa am Markt vorhandene Flexibilität und die verfügbare Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes nicht ausreichen, um Kapazitätsengpässen entgegenzuwirken. Es greift damit lediglich absichernd in die Funktionsweise des Strommarkts ein und überlässt es den Marktparteien, die effektivsten Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu ergreifen.

Damit für die Marktteilnehmer ein Anreiz entsteht, das ‚Fangnetz‘ möglichst nicht zu verwenden und die Möglichkei-

ten des Strommarkts optimal auszunutzen, sollen diejenigen Marktteilnehmer, die die ‚Fangnetz‘-Reserve in Anspruch nehmen, grundsätzlich die Kosten hierfür tragen.

[» ZUM PDF](#) 

BDEW FORDERT FORTSCHRITTE BEI DER ENERGIEWENDE

2015-01-14 | Der Energieverband BDEW hat sich auf seiner Berliner Pressekonferenz Mitte Januar 2015 zur deutschen Energiewende positioniert.

Es müsse erkennbare Fortschritte geben, das Jahr 2015 solle wichtige Entscheidungen bringen. Dabei seien Bund und Länder gleichermaßen gefordert, so BDEW-Hauptgeschäftsführerin Hildegard Müller. Man komme um einen „Weckruf“ nicht herum, denn Stadtwerke und Versorger der konventionellen Stromerzeugung seien zuletzt wirtschaftlich stark unter Druck geraten. „Ihre Investitionsfähigkeit sinkt“, so Müller, ihr „Beitrag zur Energiewende steht infrage.“ Die Politik könne nicht Investitionen erwarten und gleichzeitig falsche Anreize setzen, führte die BDEW-Hauptgeschäftsführerin weiter aus. Dringenden Handlungsbedarf identifiziert der Verband bei den beiden Themen Netzausbau und rentable Geschäftsmodelle für konventionelle Kraftwerke.

Die Planungen zum Netzausbau kritisierte der BDEW. Es sei allen Beteiligten klar, dass die vorhandenen und aktuell geplanten Nord-Süd-Leitungen nicht ausreichen, jedoch entstehe im momentanen im deutschen Föderalismus eine „organisierte Verantwortungslosigkeit“, so Müller weiter. Aus den süddeutschen Bundesländern kommen „destruktive Stimmen“, während die norddeutschen Länder „merkwürdig still“ blieben, obgleich sie doch Kapazitäten für erneuerbare Energien aufbauen, die den eigenen Strombedarf dreifach überstiegen. Kein Zweifel: Dieser Strom muss gen Süden transportiert werden, jedoch fehlt der Energiebranche für diesen Netzausbau die politische Rückendeckung.

Müller forderte eine bessere Koordination und eine Führung des Bundes, der die Länder zur Kooperation verpflichten sollte.

Auch über den Kapazitätsmechanismus und die Reform des EOM 2.0 (Energy-Only-Markt) wurde auf der Tagung des BDEW gesprochen. Hier forderte die Sprecherin eine energiepolitische Gesamtkonzeption und eine Abkehr von der Separierung einzelner Themen wie Reserve-Kraftwerke, Versorgungssicherheit, Netzausbau, Klimaschutz und Kosten. Die Energiewirtschaft sei nach wie vor bereit, ihren Beitrag zum Klimaschutz zu erbringen, wenn die Politik entsprechende Rahmenbedingungen vorgebe.

AGORA: KAPAZITÄTSMÄRKTE VERHINDERN FLEXIBILITÄT

2014-12-16 | Massive Fehlinvestitionen drohen durch einen Kapazitätsmarkt in der Energiewirtschaft, warnt Agora Energiewende in einem Positionspapier für das „Pentalaterale Forum“, in dem Deutschland, Frankreich, die Beneluxstaaten, Österreich und die Schweiz an einem gemeinsamen Strommarkt für die Zukunft arbeiten. Zwar sei es möglich, auf diese Weise eine bestimmte Menge an Erzeugungskapazitäten zu garantieren, Investitionen in einen flexiblen, zukunftsfähigen Erzeugungsmix würden indes erschwert. Die Verunsicherung des europäischen Energiemarktes resultiere daraus, dass der Ausbau der Erneuerbaren nicht mit einem Rückbau unflexibler Kapazitäten einhergehe, denn es bedarf zur Sicherung der Versorgungssicherheit nun einmal flexibler Kapazitäten.

[» ZUM PDF !\[\]\(a870788d6ed9b8fd294b7654a8c8526b_img.jpg\)](#)

BNE STELLT FLEXMARKT-KONZEPT VOR

2014-12-10 | Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) hat ein Konzept vorgestellt, mit dem sich die Nutzung von Flexibilität auf dem Energiemarkt wettbewerbsfähig und marktnah organisieren lassen soll. Regionale Signalgeber sollen dabei anzeigen, in welchem

Umfang Flexibilität benötigt wird. Kunden, die ihren Verbrauch steigern oder drosseln, können zum Anbieter dieser Flexibilität werden. Der bne-Flexmarkt bietet dabei einen wettbewerbsfähigen Ansatz, um Smart Meter im größeren Umfang im Markt zu nutzen, so der Verband.

Die Flexibilisierung ist eines der großen Themen für das zukünftige Strommarktdesign. „Der Anteil der wetterabhängigen Erzeugung wächst stetig. Wenn das System trotzdem stabil bleiben soll, ist eine wettbewerbsfähige und flexible Portfoliobewirtschaftung aller Flexibilitätsoptionen unabdingbar“, erläutert bne-Geschäftsführer Robert Busch.

Die Herausforderung besteht darin, die Flexibilisierung so zu gestalten, dass im besten Falle der Ausbaubedarf sinkt, jedenfalls kein zusätzlicher Druck auf die Netze entsteht. Diese Gefahr besteht, da etwa bei niedrigen Strompreisen Anbieter von Flexibilität, wie Lastmanagement oder Power-to-Heat-Anlagen, zum zusätzlichen Verbrauch angeregt werden. Steht im örtlichen Netz dabei aber nicht genug Kapazität zu Verfügung, kann dieser gleichzeitige Verbrauch dort zu Problemen führen.

„Der bne-Flexmarkt sieht daher ein System von regionalen Signalinfrastrukturen vor, die zusätzlich zum Börsenstrompreis mit einem Tag Vorlauf anzeigen, in welchem Umfang und zu welcher Uhrzeit ein flexibles Verbrauchsverhalten vor Ort notwendig ist“, erklärt Dieter Ploch.

Das bne-Konzept setzt dabei darauf, in einem ersten Schritt die zersplitterten deutschen Verteilnetze zu regionalen Effizienzclustern zusammenzufassen. Die Eigentumsrechte der kommunalen Betreiber bleiben dabei unberührt.

Industrie, Haushalts- oder Gewerbetreibende, die ihren Verbrauch an die Bedürfnisse im Netz anpassen, sollen in Zukunft von niedrigeren Netzentgelten profitieren. Das Konzept schlägt dafür eine Reform der Netzentgeltsystematik vor. Diese ist aktuell auf einen kontinuierlichen Verbrauch und damit auf eine kontinuierliche Erzeugung ausgerichtet.

„Die zahlreichen schwerfälligen Sonderregeln der alten Energiewelt, wie

beispielsweise Vergünstigungen in der Nachtzeit, müssen durch ein echtes Flexibilitätskriterium ‚Energiewendeflexibel‘ gemacht werden“, betont Busch. Der bne-Vorschlag beinhaltet an der Anschlussleistung orientierte Netzentgelte, die um die als flexibel gemeldete Leistung reduziert werden sollen. Insgesamt lässt sich das System dabei aufkommensneutral gestalten.

[» ZUR WEBSITE !\[\]\(eabd9f9ababee93effadc3b380fe65fd_img.jpg\)](#)

VATTENFALL: KAPAZITÄTSMÄRKTE ÜBERFLÜSSIG

2014-12-08 | Es brauche keinen Kapazitätsmarkt und es bestehe aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten am Markt keine Gefahr für Blackouts. Diese Position vertrat Stefan Dohler, Vorstandsmitglied bei Vattenfall, beim „Energycity Dialog“ der Stadtwerke Hannover: „Auch in den kommenden Jahren brauchen wir keine großen, neuen Kapazitäten.“

Eine strategische Reserve reiche aus, um im Fall des Falles Versorgungslücken bei den konventionellen Kapazitäten zu schließen. Auf diese Weise gebe es weiterhin Preisspitzen und Wettbewerb um den Bau neuer Kraftwerke.

Nach Dohlers Ansicht beinhaltet die Diskussion um einen Kapazitätsmarkt eine Unterscheidung „zwischen gutem Strom und schlechtem Strom“, oder anders gesagt, um eine Bevorzugung von Gaskraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken. Dabei stünde nicht die Sicherung der Versorgung im Mittelpunkt der Debatte, vielmehr gehe es um eine ökologische Umgestaltung der Energieversorgung. Dies sei ein Problem der derzeitigen Energiepolitik und verunsichere Investoren.

Dohler erläutert, wie er das meint: „Wenn Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel nach Stockholm reist und uns sagt, wir sollten mehr Kohle fördern und dann wenig später Kohlemeiler vom Netz nehmen will, passt das nicht zusammen.“

Versorgungssicherheit

ENERVIE UND AMPRION WEITERHIN UNEINIG

2015-01-09 | Zwischen dem Energieunternehmen Enervie und dem Übertragungsnetzbetreiber Amprion gibt es nach Gesprächen über die Netzproblematik kein Ergebnis.

Es ging bei einem Treffen, das auf Initiative des Bundeswirtschaftsministers unter dem Dach der Bundesnetzagentur stattgefunden hatte, um die Versorgung im Raum Hagen. Sigmar Gabriel (SPD) hatte die Kontrahenten an einen Tisch gebracht, jedoch waren keine substantiellen Fortschritte zu verzeichnen, wie ein Enervie-Sprecher mitteilte.

Die beiden Unternehmen streiten um die Zuständigkeit für die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit der nordrhein-westfälischen Region. Enervie vertritt den Standpunkt, dass der Übertragungsnetzbetreiber Amprion den Kopplungspunkt zum Verteilnetz bewirtschaften muss. In dem betreffenden Inselnetz fehlen Kapazitäten für den Anschluss an das übergeordnete Übertragungsnetz. Damit kann die Versorgungssicherheit der Region mit externem Strom nicht durchweg gewährleistet werden. Amprion betont seinerseits, dass die Stabilität des betreffenden Netzes nicht von den Enervie-Kraftwerken abhängt.

Die EAN - Enervie Asset Network - hat zum 01.01.15 die Netzentgelte stark erhöht, betroffen sind rund 2.000 Industriekunden. Das Unternehmen will mit den erhöhten Einnahmen Defizite bei Kraftwerken der eigenen Muttergesellschaft ausgleichen. Man geht hierbei von etwa 50 Mio. Euro aus.

Enervie darf diese Kraftwerke nicht vom Netz nehmen. Sie sind zwar nicht systemrelevant, aber für die regionale Netzstabilität bedeutsam. Das hat die Bundesnetzagentur zuletzt im Oktober 2014 überprüft.

Enervie fordert nun, diese Kosten auf sämtliche Nutzer des Übertragungsnetzes umzulegen. Amprion lehnt das ab und sieht sich in einer juristisch sichere



ren Position. Offensichtlich muss das Bundeswirtschaftsministerium erneut vermitteln, um die ungeklärte Kostenfrage aus der Welt zu schaffen. Neue Gespräche wurden bereits anvisiert, einen Termin gibt es aber noch nicht.

TRANSNETBW NIMMT RESERVEKRAFTWERKE UNTER VERTRAG

2014-12-19 | TransnetBW nimmt die Kraftwerke Marbach und Walheim als Netzreservekraftwerke unter Vertrag. Damit stehen im kommenden Winter zusätzlich 668 MW Leistung zur Verfügung.

Insgesamt werden im Winter 2014/2015 deutschlandweit 3.636 MW Reservekapazität benötigt, um in kritischen Netzsituationen die Sicherheit und Stabilität des Übertragungssystems zu gewährleisten. Davon hat die TransnetBW 1.479 MW gesichert. Neben Netzreserveverträgen in Bezug auf die Kraftwerke Walheim (Block 1 und 2), Marbach und das Großkraftwerk Mannheim (Block 3) wurden Verträge mit Betreibern von Kraftwerken in Italien geschlossen.

Die Reservekapazität des Kraftwerks Marbach beträgt 424 MW, die des Kraftwerks Walheim 244 MW. Beide Kraftwerke waren zur endgültigen Stilllegung angezeigt worden, wurden jedoch von der TransnetBW als systemrelevant eingestuft.

Die Bundesnetzagentur hat die Ausweitung der Kraftwerke als systemrelevant genehmigt. Die Kraftwerke werden ausschließlich zur Sicherstellung der Systemstabilität eingesetzt und stehen damit dem Energiemarkt nicht mehr zur Verfügung. Die dadurch entstehenden Kosten werden in die Netzentgelte eingerechnet.

DUISBURGER STADTWERKE VOR STRATEGIEWECHSEL

2014-12-30 | Die Entwicklung im Bereich der der Stromerzeugung zwingt die Stadtwerke Duisburg zum Umdenken.

So teilte Marcus Wittig, Vorstandsvorsitzender des Unternehmens, seinen Angestellten mit: „Wir werden prüfen müssen, ob die eigene Erzeugung weiterbetrieben werden kann“. Das wäre ein großer Eingriff in die Kernkompetenzen des Unternehmens, wie Wittig selbst betont. Es droht ein Abbau von bis zu 200 Arbeitsplätzen.

Wie die Stadtwerke sich von ihren unrentablen Kraftwerken trennen können, wird der Aufsichtsrat im März entscheiden. In Frage kommt ein Verkauf an Investoren, aber auch die Stilllegung der Betriebe wäre eine Alternative. Betriebsbedingte Kündigungen sollen vermieden werden.

Bis zum Jahr 2017 sollen insgesamt 40 bis 50 Mio. Euro eingespart werden. Allein durch einen Personalabbau wird sich dieses Ziel nicht realisieren lassen.

Die wirtschaftlich prekäre Lage der Kohle- und Gaskraftwerke könnte sich in den nächsten Monaten noch verschlechtern. Ein Beispiel dafür ist auch das GuD in Wanheim. Es läuft derzeit weniger als 1.000 Stunden im Jahr. Auch das Kohlekraftwerk ist von 7.000 möglichen Stunden im Jahr nur noch 2.300 in Betrieb.

Große Einbrüche gab es in den letzten Monaten auch im Geschäft mit der Kraft-Wärme-Kopplung, weil diese aufgrund des Wärmebedarfs nicht einfach abgeschaltet werden können.



WSW SCHLIESSEN KOHLE-KRAFTWERK

2014-12-10 | Die Stadtwerke Wuppertal werden ihr Kohlekraftwerk Elberfeld mit einer Wärmeleistung von 200 MW und einer elektrischen Leistung von 100 MW bis 2019 stilllegen. Um die bis dahin auftretende Versorgungslücke für Fernwärme zu füllen, strebt das Unternehmen einen zügigen Ausbau seines Müllheizkraftwerkes an. Die dort abrufbare Fernwärme kann dann 80 Prozent der benötigten Energie liefern. Das teilte ein Sprecher der Stadtwerke mit. Er erklärte ebenfalls, dass dafür eine neue Leitung gebaut wird. Die Kosten der neuen Trasse belaufen sich auf etwa 15 Mio. Euro.

STROMNETZ DROHTE KEIN KOLLAPS

2014-12-09 | Bislang gab es keine Blackout-Gefahr 2014 für das Stromnetz in Nordrhein-Westfalen. Das antwortete das Bundeswirtschaftsministerium der Grünen Bundestagsabgeordneten Julia Verlinden. Im Namen ihrer Fraktion hatte sie sich auf Medienberichte bezogen. Demzufolge habe NRW im Februar und April vor zwei Blackouts gestanden.

Vorausgegangen war eine Aussage von Martin Iffert. Der Chef des Aluminium-

herstellers Trimet hatte bei einer Veranstaltung davon gesprochen, dass das Stromnetz in den genannten Monaten knapp vor einem Kollaps gestanden habe. Iffert nannte als Grund die deutlich geringere Windeinspeisung. Die Stabilität des Stromnetzes sei nur deshalb erreicht worden, weil die Essener Aluminiumhütte während der kritischen Zeitpunkte Erzeugungskapazitäten vom Netz genommen habe.

Sowohl die BNetzA als auch das Netzministerium haben Ifferts Aussagen dementiert. Zwar seien im Rahmen der Lastabschaltverordnung am 13. Februar 165 MWh Last und am 4. April 247 MWh abgerufen worden, aber die Menge habe nicht an die Schwelle von 80 Prozent der kontrahierten Regelleistung herangereicht. „Denn erst dann wäre es ein meldepflichtiges Ereignis“, wie der Sprecher der Regulierungsbehörde betonte.

BUNDESNETZAGENTUR VERNEINT BLACKOUT-GEFAHR

2014-12-08 | Nach den Worten von Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur, gibt es auch in diesem Winter keine Gefahr eines Blackouts. Um einen Blackout für die Zukunft abzuwehren, sieht er jedoch insbesondere in Süddeutschland Handlungsbedarf. Beim „Enercity Dialog“ der Stadtwerke

Hannover sagte Franke, dass vor allem Bayern „nicht ausreichend ans Übertragungsnetz“ angeschlossen sei. Außerdem mangle es in Bayern an Kraftwerken, wenn erst einmal die dortigen letzten Atomkraftwerke abgeschaltet würden. Für die Winter 2019/20 und 2021/22 wollte Franke in diesem Fall die Möglichkeit eines Blackout des Stromnetzes nicht ausschließen.

Aktuell gibt es in Deutschland laut Aussage des Vizepräsidenten Überkapazitäten, die allerdings „nachhaltig“ bröckeln. Die Politik müsse die Frage nach „mehr ausreichend konventionellen Kraftwerken“ beantworten, um volatile Einspeisung der Erneuerbaren abzusichern. Dabei geht es um die Organisation eines Kapazitätsmarktes.

Franke gestand ein, dass die Bundesnetzagentur dieses Thema lange Zeit vernachlässigt hat und verwies auf das Grünbuch der Bundesregierung, mit dem eine Diskussion über die Organisation eines Kapazitätsmarktes gestartet wurde.

Franke ist davon überzeugt, dass die Knappheitssignale, die der Markt aussendet, funktionieren und dass auch wieder Kraftwerke gebaut werden, sobald die Strompreise wieder steigen. Beim Kapazitätsmarkt geht es daher um die Frage, wann Preissignale wieder funktionieren.

Märkte und Politik

ABKEHR VOM KWK-AUSBAU-ZIEL?

2015-02-02 | SPD und Grüne haben mit der oppositionellen CDU im Landtag von Nordrhein-Westfalen (NRW) am 29. Januar einen Antrag eingebracht, mit dem ein „dringender Handlungsbedarf im KWK-Bereich“ angemeldet wird. Die drei Fraktionen führen als Argument einen Evaluierungsbericht der Regierung an. In diesem wird festgestellt, dass die derzeitige Förderung nur eine geringe Wirtschaftlichkeit bei den KWK-Bestandsanlagen zulässt. Für Modernisierungen oder Neubauten bestünde kein finanzieller Spielraum. Im Antrag wird gefordert, dass die Novelle des KWKG noch im ersten Halbjahr 2015 verhandelt wird.

Wenn der Förderdeckel nicht angehoben wird, könne der KWK-Stromanteil bis 2020 nicht auf 25 Prozent beziehungsweise auf mehr als 25 Prozent erhöht werden, heißt es aus Fraktionskreisen. Damit würden Bund und NRW dieses Ziel verfehlen.

Die Chancen, dass der Antrag Änderungen in Gang setzt, sind gering. Erst vor kurzem teilte das Bundeswirtschaftsministerium mit, dass der KWK-Deckel von 750 Mio. Euro bestehen bleibt. Zudem wird sich eine Entscheidung bis ins zweite Halbjahr hinziehen.

Wie aus Koalitionskreisen zu erfahren ist, will Wirtschaftsminister Sigmar Gabriel (SPD) erst die Empfehlungen des Weißbuches zum Strommarkt-Design abwarten, die im April oder Mai erwartet werden. „Wir werden im Sommer einen KWK-Gesetzesvorschlag machen“, sagte der stellvertretende SPD-Fraktionsvorsitzende Hubertus Heil bei einer VKU-Veranstaltung in Berlin. Das 25-Prozentziel für KWK-Strom bis 2020 sei dabei nicht „in Stein gemeißelt“. Zusätzlich zur Förderung von 750 Mio. Euro würde der KWK-Sektor außerdem über die vermiedenen Netzentgelte subventioniert werden, fügte Michael Fuchs, stellvertretender Vorsitzender der Unionsfraktion, hinzu.

Fuchs und Heil sprechen sich gegen eine

Priorisierung von gasbetriebenen Anlagen im Kontext einer KWK-Förderung aus. Aus europarechtlichen Erwägungen müsse die Förderung technologieoffen bleiben. Die gedeckelte KWK-Förderung soll vor allem in den Anlagebestand fließen, betonte Heil.

Der Mannheimer Energieversorger MVV Energie sieht eine Lockerung des 25-Prozent-Ziels kritisch. Dies könnte dazu führen, dass Bestandsanlagen wegen der niedrigen Strompreise stillgelegt werden müssten. Höhere Fördersatzes im KWK-Gesetz könnten hier hilfreich sein. „Einen Zuschlag von zwei Cent/kWh würden wir für angemessen halten“, sagte der Technikvorstand Werner Dub auf einer Bilanzpressekonferenz des Unternehmens in Frankfurt am Main.

Von einer höheren Förderrate würden die Blöcke des Grosskraftwerks Mannheim (GKM) und des Gemeinschaftskraftwerks Kiel (GKK) profitieren, an denen die MVV mittelbar und unmittelbar beteiligt ist. Im Mai geht beim GKM zudem der neuste Block 9 ans Netz, der ebenfalls Kraft-Wärme-Kopplung nutzt. Erst durch die KWK-Förderung werde der Wärmespeicher rentabel, betonte Dub.

BRENNELEMENTESTEUER MIT EU-RECHT VEREINBAR

2015-02-03 | Die Energiekonzerne E.ON, RWE und EnBW haben am Europäischen Gerichtshof (EuGH) und am Bundesverfassungsgericht gegen die seit 2011 vom Bund erhobene Brennelementsteuer geklagt.

Maciej Szpunar, Generalanwalt des Europäischen Gerichtshof (EuGH), erklärte nun, die Brennstoffsteuer sei mit dem EU-Recht vereinbar. Weil die Richter des EuGH meistens der Einschätzung der Generalanwälte folgen, wird eine Rückzahlung unwahrscheinlicher.

Die Aktien von RWE und E.ON verloren nach Bekanntgabe der Erklärung vier Prozent. Nach eigenen Angaben zahlte

RWE bislang 1,23 Mrd. Brennelementesteuer, E.ON 2,3 Mrd. und EnBW 1,1 Mrd. Euro.

Im Bundesfinanzministerium dürfte Szpunars Äußerung mit Freude aufgenommen worden sein. Die Einnahmen aus der Brennelementesteuer hatten Bundesfinanzminister Wolfgang Schäuble 2014 die „Schwarze Null“ gesichert.

KRAFTWERKS BETREIBER STREITEN FÜR BESSERE VERGÜTUNG BEIM REDISPATCH

2015-01-26 | Kraftwerksbetreiber haben am 21. Januar vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf für eine bessere Vergütung beim Redispatch und mehr Verdienstmöglichkeiten für Kraftwerksbetreiber gestritten.

In der mündlichen Verhandlung vor dem dritten Kartellsenat des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf klagten E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW, Trianel sowie mehrere Stadtwerke gegen die Festlegungen der Beschlusskammern 6 und 8 der Bundesnetzagentur.

Besonders heftig kritisierten die Kraftwerksbetreiber, dass Kraftwerke, die für Redispatchmaßnahmen angefordert werden, vom untertägigen Handel ausgeschlossen sind.

Vertreter der Beschlusskammer 6 erklärten diese Regelung damit, dass die Handelstätigkeit die Redispatchmaßnahmen untergraben könnte. Den Kraftwerksbetreibern stünde es aber offen, sich mit den Netzbetreibern abzustimmen, ob sie im Kontext des täglichen Marktgeschehens teilnehmen könnten.

Die Netzbetreiber TenneT und Amprion erklärten daraufhin, dass nicht immer die notwendige Zeit zur Verfügung stehe, um die Anfragen zum Intraday-Handel der betroffenen Kraftwerke zu bearbeiten. Die Vertreter der Kraftwerksgesellschaften argumentierten zudem, dass der Intraday-Handel nur bilanzielle Auswirkungen habe und nicht die Einspeisung der Kraftwerke verändere.

GUD HAMM SCHREIBT ROTE ZAHLEN

2015-01-31 | Das kommunale Gemeinschaftskraftwerk in Hamm-Uentrop ist nicht rentabel. Ein Sprecher von Trianel rechnet für die Gesellschafter mit einem Verlust im „mittleren zweistelligen Millionenbereich.“

Alle Optionen zur Kosteneinsparung würden überprüft. Zur Debatte stehen Verhandlungen über bessere Konditionen für den Gaseinkauf, die Verbesserung von internen Abläufen sowie eine lukrativere Vermarktung des Kraftwerks. Bis zur Gesellschafterversammlung Ende März dauert der Optimierungsprozess noch an. „Wir wollen dann alle Fakten auf dem Tisch haben, um eine risikobewusste und kluge Entscheidung über das Gaskraftwerk zu treffen.“

Wie die gesamte Branche leidet auch das Gaskraftwerk unter den hohen Ökostrommengen. Im vergangenen Jahr sanken die Betriebsstunden um mehr als 40 Prozent auf 3.250 Stunden. Gegenüber 5.615 Stunden im Jahr 2013 sei dies nochmals ein deutlicher Rückgang, betonte der Sprecher.



Desweiteren wurde von den Kraftwerksbetreibern die Vergütung beim Redispatch kritisiert. Die Einteilung in drei Stufen sei willkürlich. Bis zu einer Grenze von 0,9 Prozent der Betriebszeit im Redispatch bekommen die Kraftwerksbetreiber einen Pauschalbetrag. Ab einem Anteil von zehn Prozent werden mehr Kosten ersetzt als nur die Auslagen.

Die Beschlusskammer 8 argumentierte, es sollte vermieden werden, dass mit Redispatch mehr Geld verdient wird als im freien Markt. Deshalb würde nur ein Teil der Auslagen ersetzt, jedoch keine Fixkosten oder ein vermeintlich entgangener Gewinn. Dieser könnte beim Intraday-Handel auch nicht berechnet werden. „Weil es schwer zu berechnen ist, gibt es gar nichts – was ist das für ein Rechtsgrundsatz?“, äußerte sich der Vorsitzende Richter Wiegand Laubenstein hierzu kritisch.

Auch die Darlegung der Vergütungsgrenzen beim Redispatch stellte den Vorsitzenden nicht zufrieden. Vertreter der Bundesnetzagentur erklärten, die Grenze von zehn Prozent sei der Risikopuffer bei der Kalkulation des Kraftwerksbetriebs. Deshalb sei sie gewählt worden. „Wer gibt Ihnen das Recht auf diesen Puffer zuzugreifen?“, fragte Laubenstein. Eine Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf wird am 28. April erwartet.

RWE WILL GEWINNRÜCKGANG STOPPEN

2015-01-20 | Aufgrund von hohen Abschreibungen auf seine Kraftwerke hat RWE 2013 einen Verlust von knapp drei Mrd. Euro erlitten. Für 2014 wird ein weiterer Gewinnrückgang erwartet, konkrete Zahlen legt der Vorstand im März vor. Um den negativen Trend zu stoppen, prüft RWE die Stilllegung weiterer Kraftwerke in Deutschland und den Niederlanden, so RWE-Vorstandsmitglied Rolf Martin Schmitz in einem Interview mit der Nachrichtenagentur Reuters.

Bereits 2013/2014 hat RWE angekündigt in den Niederlanden Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 9.000 MW abzuschalten. In Großbritannien wurden bereits 4.000 MW von den geplanten 5.000 MW vom Netz genommen.

„Wir prüfen, neben anderen Optionen, auch den Verkauf von Kraftwerken in andere Länder“, betonte Schmitz. Diskutiert würden dabei Gaskraftwerke des Essener Konzerns in Deutschland und den Niederlanden. Kohlekraftwerke würden sich aus technischen Gründen für eine Demontage und Verschiffung nicht eignen. Generell sei der Verkauf kompletter Kraftwerke schwierig. In Asien seien die Netze beispielsweise selten für große Kraftwerke ausgelegt, daher würden hier eher kleinere Gasanlagen gesucht.

Konkret prüfe man den Verkauf eines niederländischen Gaskraftwerks, das nur wenige Monate am Netz gewesen ist. „Es macht doch keinen Sinn, moderne lauffähige Anlagen da stehen zu haben, ohne dass sie bezahlt werden etwa durch eine Vorhalteprämie“, sagte Schmitz.

Eine Neuordnung der RWE-Struktur wie sie der Konkurrent E.ON in der Vergangenheit vorgenommen hat, sei aber keine Option. E.ON hat sich von Kraftwerksgeschäften in Spanien, Italien und Portugal getrennt sowie ebenfalls Kraftwerke stillgelegt. Der Kraftwerkspark werde kontinuierlich bewertet, erklärte der stellvertretende RWE-Vorstandsvorsitzende. Es sei keine Politik von RWE, unrentable Kraftwerke zu betreiben. 2016/2017 könnte es zur Stilllegung von eine Reihe von weiteren Kraftwerken kommen, dann stünden teure Revisionen von Kraftwerken an.

E.ON UND RWE VERMARKTEN UNTERSCHIEDLICH

2015-01-16 | Nach Angaben von Bloomberg Intelligence (BI) schätzen die beiden größten deutschen Energieerzeuger E.ON und RWE die zukünftige Strompreisentwicklung unterschiedlich ein. E.ON habe bereits 100 Prozent der Stromer-

zeugung für das Jahr 2016 abgesichert, RWE hingegen nur ca. 40 Prozent. Heino Hammann, ein Analyst der Norddeutschen Landesbank folgert hieraus, dass E.ON einen weiteren Preisverfall erwartet, während RWE von einer Erholung ausgeht.

E.ON könnte damit richtig liegen. Zumindest die Handelsgesellschaften Mainova AG in Frankfurt und CF Partners LLP in London gehen im nächsten Jahr von einem weiteren Preisverfall von unter 30 Euro pro MWh aus. Durch die frühzeitige Absicherung seiner Erzeugung könnte E.ON 1,6 Mrd. Euro verdient haben, kalkuliert Bloomberg.

Im letzten Jahr sind die Strompreise um 11 Prozent gefallen. Wenn RWE nun große Strommengen aus konventioneller Erzeugung veräußert, könnte der Preis weiter sinken, vermutet Stephan Wulf, ein Analyst der Warburg Research GmbH Hamburg. Fallen die Preise aber weiter, wäre RWE gegenüber E.ON im Nachteil.

Auch Elchin Mammadov, ein BI Analyst, merkt an, dass die frühe Reaktion von E.ON dem Konzern im Vergleich zu seinen Mitbewerbern bis zu 14 Prozent Mehreinnahmen beschern könnte. Während RWE die Kosten in der Erzeugungssparte um 1,2 Mrd. Euro senken will, hat E.ON am 30. November angekündigt die konventionelle Erzeugung in einer separaten Gesellschaft auszugliedern. Beide Konzerne prüfen die Kraftwerksauslastung. Sanford C. Bernstein LTd. zufolge will RWE bis zum ersten Quartal 2017 8.940 MW Erzeugungskapazität abbauen. Demgegenüber steht E.ON mit 7.741 MW seit 2013 bis zum Ende dieses Jahres.

RWE-Finanzvorstand Bernhard Günther bestätigt, dass ein gewisser Teil des Stromvolumens für 2016 noch nicht veräußert sei. „Es wäre wünschenswert gewesen, diese Volumina zu höheren Preisen zu verkaufen“, so Günther. Bis zum Jahr 2016 sei es noch lang, gibt

Bruno Brunetti, leitender Energiedirektor bei Pira Energy Group, zu bedenken. Es herrscht Unsicherheit im Markt hin und geringe verkaufte Mengen würden zeigen, dass Stromerzeuger zunächst noch damit abwarten, ob sie ihre Kapazitäten vermarkten oder stilllegen.

STAUDINGER 5 WIEDER IN BETRIEB

2015-01-16 | Das E.ON-Steinkohlekraftwerk Staudinger 5 in Großkrotzenburg ist nach der schweren Dampfexplosion vom 12. Mai 2014 wieder in Betrieb. Durch ein Versagen des Gehäuses der Kesselumwälzpumpe entstand ein Sachschaden in Höhe von 25 Mio. Euro, wobei die durch den Betriebsausfall entstandenen Verluste nicht miteinberechnet sind, so ein E.ON-Sprecher.

Inzwischen sei der Pumpentyp in Staudinger 5 sowie in allen anderen Kraftwerken im Rahmen eines weltweiten Prüfprogramms durch eine neue Konstruktion ersetzt worden. Im Probetrieb habe der TÜV Hessen keine Probleme mehr feststellen können, das Kraftwerk läuft nach Behördenangaben ohne Undichtigkeiten und kann wieder in den Regelbetrieb gehen. Mit einer Leistung von 510 MW versorgt das Kraftwerk Staudinger 5 nun wieder die Stadtwerke Hanau mit Fernwärme. Die Heizwerke Wolfgang und Kesselstadt würden wieder in den Reservebetrieb gehen, so der Unternehmenssprecher.

STUDIE ANALYSIERT VORZEITIGE STILLLEGUNG VON HEIZKRAFTWERK MÜNCHEN NORD

2015-01-15 | Die Stadtwerke München haben einen möglichen Ausstieg aus der Kohleverbrennung im Block 2 des Heizkraftwerks München Nord und seine

ökonomischen und ökologischen Auswirkungen analysiert. Das Öko-Institut hat die Untersuchung als unabhängiger wissenschaftlicher Gutachter begleitet. Die Ergebnisse zeigen: Eine vorzeitige Stilllegung des Kraftwerks würde zu spürbaren Emissionsreduktionen führen, zugleich aber für die Stadtwerke München deutliche betriebswirtschaftliche Nachteile mit sich bringen.

Die Abwägung der betriebswirtschaftlichen und ökologischen Fakten zeigt, dass eine Abschaltung des Heizkraftwerks München Nord im Jahr 2020 oder 2025 unter den heute absehbaren Rahmenbedingungen aus Sicht der Stadtwerke mit zu hohen Kosten verbunden wäre. Die Gutachter empfehlen den Stadtwerken, vorrangig andere Maßnahmen zur CO₂-Minderung zu ergreifen. Diese sollten verglichen mit den Kosten höhere Minderungseffekte erzielen – dazu gehöre beispielsweise der Ausbau erneuerbaren Energien für die Strom- und Wärmeversorgung.

„Die Untersuchung zeigt klar, dass wir für den Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle politische Vorgaben auf Bundesebene brauchen“, schlussfolgert Christof Timpe, Leiter des Institutsbereichs Energie & Klimaschutz am Öko-Institut. „Dabei sollten zuerst alte, ineffiziente Kohlekraftwerke vom Netz gehen, um klimaschädliche Emissionen zu reduzieren. Schritt für Schritt sollten dann weitere Maßnahmen ergriffen werden, um die Stromversorgung bis zum Jahr 2050 vollständig auf erneuerbare Energie umzustellen.“

» ZUM PDF 

KEIN STRESS MIT DER EINZELNUTZER-LIZENZ

Bitte sprechen Sie uns an, wenn Sie unseren Newsletter an Mitarbeiter oder Kunden weiterleiten möchten. Wir finden eine gute Lösung.

WIRTSCHAFTLICHE LAGE VERSCHLECHTERT SICH

2015-01-14 | In einer Umfrage hat der BDEW ermittelt, das sich die wirtschaftliche Situation der Stromversorger in den letzten zwei Jahren weiter verschlechtert hat.

Vor allem Unternehmen mit eigener, konventioneller Stromerzeugung sind besonders betroffen. 69 Prozent der Unternehmen geben an, dass sich die eigene Stromerzeugung negativ oder sehr negativ auf das Geschäftsergebnis auswirkt.

Besorgniserregend sind nach BDEW-Angaben auch die Ergebnisse der Umfrage zum Thema KWK. Fast ein Drittel der Befragten nennt die eigenen KWK-Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme unwirtschaftlich. Lediglich die Hälfte der Befragten bezeichnet die Anlagen als kostendeckend.

Ein insgesamt positives Ergebnis lieferte dagegen die Stromerzeugung der Unternehmen aus erneuerbaren Energien: 34 Prozent geben an, dass diese einen positiven Beitrag zum Geschäftsergebnis lieferte.

E.ON VERKAUFT KRAFTWERKE IN ITALIEN

2015-01-12 | E.ON hat entschieden, seine italienische Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis an das tschechische Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding (EPH) zu verkaufen.

Die verkauften Aktivitäten umfassen Erzeugungskapazitäten von insgesamt rund 4.500 MW. Darin enthalten ist ein Kohlekraftwerk mit rund 600 MW Kapazität sowie sechs Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 3.900 MW.

Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung durch die Wettbewerbsbehörde der Europäischen Union. Der Abschluss der Transaktion wird für das zweite Quartal 2015 erwartet. Zum Kaufpreis wurden keine Angaben gemacht.

ATOMMORATORIUM ZIEHT KLAGEN NACH SICH

Nachdem RWE das Land Hessen und den Bund auf rund 235 Mio. Euro Schadensersatz verklagt hat, ziehen EnBW und E.ON nun nach. E.ON fordert vom Freistaat Bayern eine Entschädigung in Höhe von 154 Mio. Euro für das vorzeitige Abschalten des Kernkraftwerks Isar 1 im Frühjahr 2011. Für den Meiler Unterweser in Niedersachsen verlangt der Düsseldorfer Versorger 228 Mio. Euro.

„Bayern hat sich nichts vorzuwerfen“, gibt sich Bayerns Finanzminister Markus Söder (CSU) gelassen. E.ON habe Isar 1 im Jahr 2011 bereits vor einer entsprechenden Anordnung abgeschaltet. Zudem habe E.ON mit einem Vorstandsbeschluss das Atommoratorium der Bundesregierung akzeptiert.

Auf Anfrage kommentierte eine E.ON-Sprecherin die Äußerungen Söders nicht. Sie erinnerte jedoch daran, dass das Atommoratorium im Falle von RWE vom Oberverwaltungsgericht Kassel für rechtswidrig erklärt worden wäre. Die Schadensersatzklagen entsprächen dem Vermögensschaden, der durch das Moratorium entstanden ist.

Kurz vor der Verjährungsfrist, die am 1. Januar 2015 in Kraft getreten wäre, reichte EnBW am 23. Dezember beim Landgericht Bonn ebenfalls Klage gegen den Bund und das Land Baden-Württemberg ein. Konkret geht es hier um die EnBW-Kraftwerke Neckarwestheim 1 und Philippsburg 1. Am 16. März 2011 waren die beiden Atommeiler auf Anordnung des baden-württembergischen Umweltministeriums für drei Monate stillgelegt worden und danach infolge des Atommusstiegs abgeschaltet worden. Baden-Württemberg folgte bei dieser Anordnung der Bitte der Bundesregierung.

EnBW-Angaben zufolge beziffert sich der Schaden im Bereich eines niedrigen, dreistelligen Millionenbetrages. Die Klage bezieht sich auf den Zeitraum vom 16. März bis zum 6. August 2011. Die Zeit danach sei von der Atomgesetznovelle abgedeckt, hier könnte nicht geklagt werden, weil das Unternehmen in überwiegend öffentlichem Besitz sei. So wie E.ON bezieht sich auch EnBW auf das Urteil des OVG Kassel, mit dem das Atom-

moratorium für rechtswidrig erklärt wurde. „Die dafür ausschlaggebenden Gründe sind auf EnBW übertragbar“, so die Einschätzung aus der Konzernzentrale.

Zu der Tatsache, dass mit dem Land Baden-Württemberg auch gegen einen Unternehmenseigner geklagt wird, wollte sich der EnBW-Sprecher nicht äußern. Der Aufsichtsrat habe die Entscheidung zur Kenntnis genommen. Allein schon aus einer aktienrechtlichen Verpflichtung heraus müsse geklagt werden.

Umweltminister Franz Untersteller (Grüne) bedauerte den angekündigten Schritt. „Selbstverständlich steht der EnBW der Rechtsweg offen, aber die späte Entscheidung kam dennoch etwas überraschend.“ Untersteller ist der Überzeugung, die vorübergehende Stilllegung von Neckarwestheim 1 und Philippsburg 1 sei vorschriftsgemäß erfolgt.

KLAGE GEGEN TRIANEL LAUT BÜRGERINITIATIVE ERFOLGSVERSPRECHEND

2014-12-22 | Auch die zweite Klage gegen das Trianel-Kraftwerk könnte aus Sicht der Lüner Bürgerinitiative Kontra Kohle Kraftwerk (BI KKK) erfolgreich sein.

Kläger ist der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), der das Kraftwerk als umweltschädlich einstuft. Dirk Jansen und Dr. Thomas Krämerkämper vom BUND NRW erläuterten auf einer KKK-Mitgliederversammlung „nachvollziehbar und schlüssig, dass die Klagen gegen den immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid und die wasserrechtliche Einleitungserlaubnis große Chancen haben, erneut vor dem OVG Münster zu bestehen“, so die BI.

Bereits gegen die im Jahr 2008 erteilte Genehmigung für das Trianel-Kraftwerk hatte der BUND erfolgreich geklagt. Daraufhin legte Trianel neue Gutachten vor, gab Zusagen für verbesserte Umweltwerte und erhielt neue Genehmigungen. Wann die zweite Klage gegen Trianel verhandelt wird, steht noch nicht fest. Die Lüner BI sicherte den BUND-Vertretern aber zu, sie weiterhin finanziell zu unterstützen.



RWE-TAGEBAU HAMBACH WIRD ERWEITERT

2014-12-15 | Im 3. Rahmenbetriebsplan für den Braunkohletagebau in Hambach hat die Bezirksregierung Arnsberg einer Erweiterung des RWE-Abbaugebiets zugestimmt. Damit kann der Tagebau in Hambach bis 2030 weiter betrieben werden.

Der Genehmigung sind Regelungen zur weiteren Abbauführung, zur Wasserwirtschaft, zum Immissionsschutz sowie zum Naturschutz enthalten. Bis Ende 2025 muss die konkrete Planung in einem 4. Rahmenbetriebsplan erfolgen. Jährlich werden im Tagebau Hambach 45 Mio. Tonnen Braunkohle für die Verstromung und die Veredelung gefördert.

E.ON SPALTET SICH AUF

2014-12-02 | Der Aufspaltung von E.ON in zwei Gesellschaften hat nun auch der Aufsichtsrat des Energiekonzerns zugestimmt. Die bisherige E.ON SE wird sich nur noch auf erneuerbare Energien, Energienetze und den Vertrieb spezialisieren.

Eine zweite Gesellschaft, die derzeit noch mit „Neue Gesellschaft“ betitelt wird, soll die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung, globaler Energiehandel und Exploration & Produktion übernehmen. Die Mehrheit an der „Neuen Gesellschaft“ soll von den E.ON-Aktionären gehalten werden. Die verbleibende Minderheitsbeteiligung wird an die Börse gebracht.

Sämtliche Verbindlichkeiten würden aber auf Seiten von E.ON SE verbleiben, be-

tonte E.ON-Chef Johannes Teyssen vor Journalisten in Düsseldorf. Die neue Gesellschaft werde mit einer starken Nettofinanzanzposition ausgestattet. „Kein europäisches Unternehmen wird wirtschaftlich so gut aufgestellt sein wie die neue Gesellschaft.“ Ziel des Managements sei es, dass beide Unternehmen für Anleger ein attraktives Investment seien. Je nach Risikoprofil und Volatilität des Geschäfts würden die entsprechenden Zielgruppen angesprochen werden. Zu der Besetzung des Managements der neuen Gesellschaft äußerte sich Teyssen nicht. Ihren Sitz soll sie in der Region „Rhein/Ruhr“ haben, die E.ON SE bleibt in Düsseldorf.

Vor einem Jahr habe man mit den Beratungen für den Konzernumbau begonnen, sagte Teyssen. Verschiedene Ideen wurden getestet. Außerdem habe man viele Gespräche mit Kunden und Private-Equity-Firmen geführt sowie sich in den U.S.A. und Australien über zukünftige Szenarien der Energiewirtschaft informiert. Die Umbau-Entscheidung begründete Teyssen mit dem Trend zur Spezialisierung im Energiesektor.

Man sei zu dem Ergebnis gekommen, dass es als breit aufgestelltes Unternehmen zunehmend schwieriger würde sowohl in der klassischen als auch in der neuen Energiewelt erfolgreich zu sein. Die Entscheidung der Aufspaltung sei unabhängig davon, ob der Kapazitätsmarkt kommen würde oder nicht. Auch der Finanzmarkt hätte keine Rolle gespielt. Hier gab es zuletzt Meldungen, dass einige Fonds nicht mehr in CO₂-lastige Unternehmen investieren.

Über den weiteren Prozess informieren in der nächsten Zeit die Vorstandsmitglieder an den jeweiligen E.ON-Standorten.

BDI FORDERT EUROPÄISCHE KOORDINIERUNG

2014-12-02 | Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) fordert anlässlich der Vorstellung seines dritten „Energiewende-Navigators“ eine bessere Koordination der deutschen und europäischen Energiepolitik.

Als Fazit aus den Gesamtergebnissen des Navigators sagte der BDI-Präsident Ulrich Grillo: „Wir befinden uns in einer äußerst fragilen Umsetzungsphase, in der sich nationale Eingriffe in den Strommarkt ohne Einbindung in die bestehenden Strukturen des europäischen Emissionshandels von selbst verbieten.“ Dazu zählten auch die geplanten Eingriffe in den Kraftwerkssektor, die europaweit kein Gramm CO₂ reduzieren würden. „Aber sie erhöhen unsere Einfuhren von Kohlestrom und verlagern Produktion wie Wertschöpfung ins Ausland.“

„Im dritten Jahr der Energiewende droht vor allem die Wirtschaftlichkeit aus dem Ruder zu laufen“, warnte Grillo. „Die Energiekosten dürfen nicht noch weiter steigen.“ Die nächsten Monate sind nach Ansicht des BDI-Präsidenten dafür entscheidend: „Im Rahmen des Investitionspakets muss die Bundesregierung jetzt zusammen mit der Kommission die Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes vorantreiben.“

Durch einen funktionierenden Energiebinnenmarkt ließen sich europaweit jährlich bis zu 50 Mrd. Euro sparen.

[» ZUR WEBSITE !\[\]\(19d44b37fb4fa155bf9d60c77a3d3cb2_img.jpg\)](#)

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 1/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 09.02.2015



Braunkohlekraftwerke

Braunkohlekraftwerke

Profen (Mibrag)

Leistung
brutto

660 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

2020 in Planung



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Raumordnungsverfahren startet im Frühjahr 2013 // Erste Teilgenehmigungen bis voraussichtlich Ende 2014 // Rahmenbedingungen stimmen noch nicht // Geplanter Baubeginn: 2015 // Noch fehlen Investoren

Niederaußem BoA 4/BoAplus, Bergheim (RWE)

1100 MW

offen in Planung



Der Regionalrat Köln hat im Juli 2013 Regionalplanänderung zugestimmt // die Stadt Bergheim hat Änderung der Bauleitplanung beschlossen und Flächennutzungsplan Ende 2014 geändert // Projekt wird weiter vorangetrieben // Investitionskosten ca. 1,5 Mrd. Euro // Bauentscheidung erst nach Vorlage aller Genehmigungen und bei gegebener Wirtschaftlichkeit

Lausitz (Vattenfall)

2000 MW

offen in Planung



Ersatz für sechs 535 MW Blöcke // IBN Mitte der 2020er Jahre // Kosten: ca. 2 Mrd. Euro // Entscheidung frühestens 2018



Steinkohlekraftwerke

Steinkohlekraftwerke

Westfalen Block D und Block E (Gekko), Hamm-Uentrop (RWE und 23 kommunale Partner)

Leistung
brutto

800 MW
800 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

offen in Bau
2014 in Betrieb



Kostensteigerungen von annähernd einer Mrd. Euro und wiederholte Verzögerungen sorgen für Unmut // DEW Geschäftsführer nennt das Projekt „Geldvernichtungsmaschine“ // RWE ist den Stadtwerken entgegen gekommen und hat einen Vergleich vorgeschlagen, den alle Partner mittlerweile akzeptiert haben // Nach einer Panne mit Salzsäure verzögerte sich die Inbetriebnahme von Block D mehrfach // Block E befindet sich mittlerweile im Dauerbetrieb // die Fertigstellung von Block D wurde auf unbestimmte Zeit verschoben

Moorburg 1 und Moorburg 2, Hamburg (Vattenfall)

820 MW
820 MW

2015 Probetrieb
2015 Probetrieb



Statt geplanter 1,7 Mrd. Euro betragen die Gesamtkosten mittlerweile 2,8 Mrd. Euro // Technische Probleme sorgten mehrfach für Verzögerungen // Planfestellungsverfahren für Fernwärmemaschine noch nicht abgeschlossen // möglicherweise wird statt der Trasse ein GuD nördlich der Elbe gebaut // es läuft eine Klage gegen die verwendete Durchlaufkühlung // die EU-Kommission hat das Genehmigungsverfahren kritisiert und ein Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet // Voraussichtliche IBN mehrfach verschoben. Aktuelle Planung: Block B: Ende März 2015, Block A: Juni 2015

Mannheim Block 9, Mannheim-Neckarau (GKM)

911 MW

2015 Probetrieb



Technische Probleme sorgten für große Verzögerungen // BUND klagt gegen die Genehmigung vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig // IBN voraussichtlich Mai 2015

Wilhelmshaven (GDF SUEZ / BKW FMB)

800 MW

2015 Probetrieb



Technische Probleme (u.a. T24) sorgen für Verzögerungen // IBN war für Ende 2013 geplant // Dauerhaft kommerzieller Betrieb „im laufenden Jahr“ (2015)

Datteln Block 4 (E.ON)

1100 MW

2016 in Bau



Immissionsschutzrechtlicher Vorbescheid der Bezirksregierung wurde aufgehoben // Zielabweichungsverfahren zur Regionalplanänderung wurde im Juli 2013 eingeleitet // Änderung des Regionalplans wurde am 13. Dezember 2013 beschlossen // Planänderungsverfahren stößt auf große Widerstände - Ausgang ungewiss // Zielabweichungsbescheid wurde erteilt // E.ON erwartet die Genehmigung zur Fertigstellung im Frühjahr 2015 // Bauarbeiten gehen indes weiter // dauerhaft kommerzieller Betrieb voraussichtlich erst in einigen Jahren

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich

= möglich

= wahrscheinlich

= sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 2/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 09.02.2015



Steinkohlekraftwerke

Steinkohlekraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Dow Chemical, Stade (DOW) <small>EnBW ist aus dem Projekt ausgestiegen // Dow will alleine weitermachen // zur Zeit Änderung des Bebauungsplanes // Öffentlichkeit wurde im Februar 2013 über die Pläne des Konzerns informiert // Stadt Stade hat Bebauungsplan zugestimmt // endgültige Investitionsentscheidung erst bei Rechtssicherheit // geplante IBN 2018</small>	900 MW	2018	in Planung	
Industriepark, Brunsbüttel (GETEC Energie) <small>Planungen liegen auf Eis</small>	800 MW	offen	keine Infos	
Lünen (Steag) <small>Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2013) taucht dieses Projekt nicht mehr auf</small>	900 MW	offen	keine Infos	
Herne (Steag) <small>Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt // In der Neubauten-Übersicht des BDEW (April 2013) taucht dieses Projekt nicht mehr auf</small>	750 MW	offen	keine Infos	
Stade (E.ON) <small>Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // zur Zeit Änderung des Bebauungsplans // Planungen wurden gestoppt, aber noch nicht endgültig aufgegeben</small>	1100 MW	offen	keine Infos	



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Bremen (swb, Mainova, DB, TOBI, ovag) <small>IBN wurde verschoben von Ende 2014 auf die erste Jahreshälfte 2015</small>	445 MW	2015	in Bau	
Lausward, Düsseldorf (Stadtwerke Düsseldorf) <small>Baubeschluss erfolgte am 9.12.2011 // Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Siemens wird das Kraftwerk bauen // Finanzierung gesichert // Beteiligungsmöglichkeiten für Düsseldorfer, Mitarbeiter und benachbarte Kommunen sind im Gespräch // geplante Bauzeit: 32 Monate // Erdgaslieferant für 15 Jahre wird Statoil sein // Bau im Zeitplan // geplante IBN Ende 2016</small>	595 MW	2016	in Bau	
Niehl 3, Köln (RheinEnergie) <small>Baubeschluss am 14.09.2012 // 450 MW elektrische und 265 MW thermische Leistung // Alstom wird das Kraftwerk bauen // Finanzierung i.H. von 202 Mio. Euro über 14,5 Jahre durch Helaba, Commerzbank und NRW-Bank // ein weiterer Investor konnte nicht gefunden werden // RheinEnergie wird das Projekt alleine vorantreiben // Bauarbeiten liegen im Zeitplan // Geplante INB Frühjahr 2016</small>	450 MW	2016	in Bau	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich = möglich = wahrscheinlich = sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 3/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 09.02.2015



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

HKW Haferweg, Hamburg (Vattenfall)

Leistung
brutto

150 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

2015 in Bau



Heizwerk für Spitzenlast // Baubeginn Frühjahr 2014 // Grundsteinlegung Okt. 2014 // Bauarbeiten liegen im Zeitplan // voraussichtliche IBN zur Heizperiode 2015/2016

HKW Lichterfelde, Berlin (Vattenfall)

300 MW

2016 in Bau



Genehmigung erteilt // Bauauftrag erteilt an Iberdrola // Investitionsvolumen ca. 400 Mio. Euro // GE liefert Gasturbine // Baubeginn 2014 // Geplante IBN 2016

Kiel (Stadtwerke Kiel)

200 MW

2016 in Planung



20 Gasmotoren à 10 MW // Kosten ca. 280 Mio. € // Ersatz für altes 350 MW Steinkohlekraftwerk, das 2015 abgeschaltet werden soll // Erste Aufräumarbeiten auf dem Grundstück haben begonnen und dauern bis Mitte 2015 // Entscheidung zum Bau eines Wärmespeichers bis Oktober 2016 bereits getroffen // endgültige Investitionsentscheidung sollte eigentlich Mitte 2014 fallen und wurde auf 2015 verschoben // MVV ist überraschend aus dem Projekt ausgeschieden // Geprüft wird auch ein Weiterbetrieb des alten Kohlekraftwerks bis 2025 // Geplante IBN zur Heizperiode 2016 / 2017

Chemiepark Leverkusen (Repower)

570 MW

2018 in Planung



Noch keine endgültige Bauentscheidung aufgrund unklarer politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen // Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // immissionsrechtlicher Vorbescheid wurde erteilt // GE und Iberdrola sollen das Kraftwerk errichten // Investitionsentscheidung über 350 Mio. Euro war für 2014 angekündigt und soll nun im Laufe des Jahres 2015 erfolgen // Geplante Bauzeit 30 Monate

HKW Marzahn, Berlin (Vattenfall)

300 MW

2018 in Planung



Vattenfall bekräftigte zuletzt im Okt. 2014 Absicht zum Bau // Ausschreibung erfolgte Ende 2014 // geplanter Baubeginn 2015 // geplante Inbetriebnahme 2018

Haiming, Burghausen (OMV)

800 MW

2018 in Planung



Genehmigung erteilt // Projekt wird „aktiv und ernsthaft“ verfolgt // Renditeerwartungen können aktuell jedoch nicht erfüllt werden // Meilensteine wurden erneut um über ein Jahr verschoben // Antrag für Fristverlängerung des Grundstückkaufs wurde gestellt // Planfeststellungsverfahren wurde eingeleitet // endgültige Investitionsentscheidung und Baubeginn: 2015 // INB: 2017-2019

Schweinfurt (PQ Energy/ Blackstone)

800 MW

2018 keine Infos



Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Investitionsvolumen circa 400 Mio. Euro // 800 - 1.040 MW Leistung // Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet // Optionsvertrag für Kraftwerksgrundstück wurde abgeschlossen

Gersteinwerk, Werne (RWE)

1300 MW

2018 keine Infos



Vorbescheidverfahren wurde im September 2013 gestartet // Scoping Termin Januar 2013 // Antrag auf Vorbescheid nach Bundesimmissionsschutz-Gesetz sowie wasserrechtliche Erlaubnis nach dem Wasserhaushaltsgesetz Ende 2013 // Bauentscheidung erst bei Rechtssicherheit und Wirtschaftlichkeit

Leipheim (Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm)

1200 MW

2019 in Planung



Bürgerentscheid pro Kraftwerk // endgültige Entscheidung erst 2015 // möglicher Baubeginn 2015 // Realisierung in zwei Stufen: zunächst der Bau einer Gasturbine, später Erweiterung durch Dampfturbine // IBN (erste Stufe) ab 2018

Wedel (Vattenfall)

300 MW

2019 in Planung



Innovationskraftwerk mit Wärmespeicher // Ersatz für das HKW Wedel und die umstrittene geplante Wärmeauskopplung Moorburg // Anwohner haben Klage eingereicht // Geprüft wird auch der Bau eines Gasmotorenkraftwerks // Im Gespräch ist auch ein alternativer Standort in Hamburg-Stellingen // Investitionsentscheidung frühestens Mitte 2015 // // Geplante Inbetriebnahme war zur Heizperiode 2017/2018, verschoben auf Mitte 2019

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich

= möglich

= wahrscheinlich

= sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 4/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 09.02.2015



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke

Griesheim (PQ Energy/ Blackstone)

Leistung
brutto

500 MW

IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*

2019 keine Infos



Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Investitionsvolumen circa 250 Mio. Euro // Kraftwerk soll im Industriepark Griesheim gebaut werden // Standort gesichert

HKW Klingenberg, Berlin (Vattenfall)

300 MW

2020

in Planung



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Klage gegen immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid wurde Ende 2014 zurückgewiesen // Geplante IBN wurde um vier Jahre verschoben auf 2020 // Ausschreibung sollte ursprünglich 2014 erfolgen // Endgültige Entscheidung erst bei Rechtssicherheit und Wirtschaftlichkeit

Chemiepark Uerdingen, Krefeld (Trianel / Currenta und Partner)

1200 MW

2020

in Planung



Baubeschluss erst nach Gesetz zur Einführung von Kapazitätsmechanismen bzw. bei Wirtschaftlichkeit, Trianel rechnet mit Ende 2014 // Projekt wurde um drei Jahre verschoben // Ca. 50 Unternehmen // haben Interesse an einer KW-Scheibe bekundet // Abgabe des Genehmigungsantrages erfolgte im Februar 2012 - wenige Monate später als geplant // immissionsschutzrechtlicher Vorbescheid wurde im Februar 2013 erteilt // weitere Schritte voraussichtlich ab Ende 2014

Gundelfingen (PQ Energy/ Blackstone)

1200 MW

offen

keine Infos



Geplanter Einsatz als Reservekraftwerk für Spitzenlastbetrieb // Genehmigungsverfahren noch nicht eingeleitet // Gundelfinger Stadtrat beschloss Aufstellung eines Bebauungsplans // Standort gesichert

Oberrhein, Karlsruhe (MiRO und Trianel)

1200 MW

offen

in Planung



Pläne zum Bau eines GuD mit Fernwärmeauskopplung wurden im August 2013 bekannt // Möglicher Ersatz für 20 km entferntes AKW Philippsburg 2, das 2019 vom Netz geht // Investitionsvolumen circa 900 Mio. Euro // Genehmigungsverfahren wird frühestens 2015 eingeleitet // IBN wurde verschoben auf nach 2020

Grundremmingen (RWE)

offen

offen

keine Infos



Möglicher Ersatz für ein Atomkraftwerk am gleichen Standort // Bauleitplanung wurde Ende 2014 eingereicht // Politik unterstützt das Vorhaben // RWE möchte sich z.Zt. nur die Option zum Bau sichern // Es gibt noch keine konkreten Absichten zum Bau

Mecklar-Marbach, Ludwigsau (Dong Energy)

1100 MW

offen

zum Verkauf



Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Iberdrola ist aus dem Projekt ausgestiegen und hat an Dong Energy verkauft // Dong Energy will sich nun ebenfalls zurückziehen und das Projekt verkaufen

Duisburg-Wanheim (Stadtwerke Duisburg)

600 MW

offen

verschoben



Entscheidung wurde verschoben // Das KW soll einen alten Steinkohleblock der Steag in Duisburg Walsum ersetzen // Umsetzung als Gemeinschaftskraftwerk

Chempark Marl (Infracor)

600 MW

offen

keine Infos



Stadt Marl will 2012 Bebauungsplan aufstellen // Planungskonzept soll bis 2013 auf den Weg gebracht werden // Brennstoff noch offen, voraussichtlich aber nicht Kohle

Weiher, Quierschied (Steag)

500 MW

offen

keine Infos



Genehmigung liegt vor // Ersatz für ein altes Steinkohlekraftwerk // Gasleitung wird vorsorglich bereits gelegt // Entscheidung weiterhin offen

Herne (Steag)

offen

offen

keine Infos



Steag möchte seine Möglichkeiten „offen halten“ und entwickelt den Standort Herne weiter // Raumordnungsverfahren zum Bau einer Erdgasleitung eingeleitet // Genehmigung soll verlängert werden

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich

= möglich

= wahrscheinlich

= sehr wahrscheinlich/sicher

Aktuelle Übersichten und Karten

Projektübersicht 5/5

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW - in Bau und in Planung

Stand: 09.02.2015



Gaskraftwerke

Gaskraftwerke	Leistung brutto	IBN, Status und Realisierungswahrscheinlichkeit*		
Sachsen-Anhalt, Calbe (GDF SUEZ Energie) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Keine aktuellen Informationen // Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt oder liegt auf Eis	400 MW	offen	keine Infos	
RDK 6S, Karlsruhe (EnBW) Repowering des bestehenden Blocks 6 zu einer GuD Anlage (RDK 6S) // Genehmigung erteilt // Umsetzung wurde verschoben	465 MW	offen	keine Infos	
Premnitz (EDF Deutschland) Im Genehmigungsverfahren (Stand 19.04.2012) // Projekt wurde von Alpiq an EDF verkauft	400 MW	offen	keine Infos	
Meppen (unbekannt, ehemals NUON) Dieses Projekt wird vermutlich nicht mehr verfolgt	450 MW	offen	keine Infos	
Lubmin (EWN Energiewerke Nord) Projekt wurde von Dong an EWN verkauft // Ende 2014 wurde jedoch beschlossen, dass Projekt nicht mehr länger zu entwickeln	1800 MW	-	aufgegeben	

Realisierungswahrscheinlichkeiten (geschätzt)

= unwahrscheinlich = möglich = wahrscheinlich = sehr wahrscheinlich/sicher

Hinweis

Sämtliche Informationen wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Die meisten Angaben basieren auf offiziellen Verlautbarungen der Projektentwickler sowie auf Veröffentlichungen von Behörden, Verbänden und Fachmedien. Teilweise wurde hiervon jedoch auch abgewichen; vor allem bei der Ermittlung der projektspezifischen Realisierungswahrscheinlichkeiten und der voraussichtlichen Inbetriebnahmejahre. Diese wurden von uns im Rahmen eines Experten-Reviews unter Berücksichtigung der aktuellen Informationslage und Rahmenbedingungen bestmöglich geschätzt (Best Guess Verfahren). Unter Inbetriebnahmejahr verstehen wir das Jahr der Aufnahme einer kommerziellen Stromerzeugung. Die Kraftwerke Duisburg Walsum 10, GuD Dow Stade, Hürth-Knapsack 2, Boxberg Block R, Neurath BoA 2 und 3, GuD Lingen, HKW Hannover, GuD Irsching 4, Trianel Lünen und EnBW RDK 8 werden nicht mehr aufgeführt, weil sie mittlerweile in Betrieb gegangen sind.






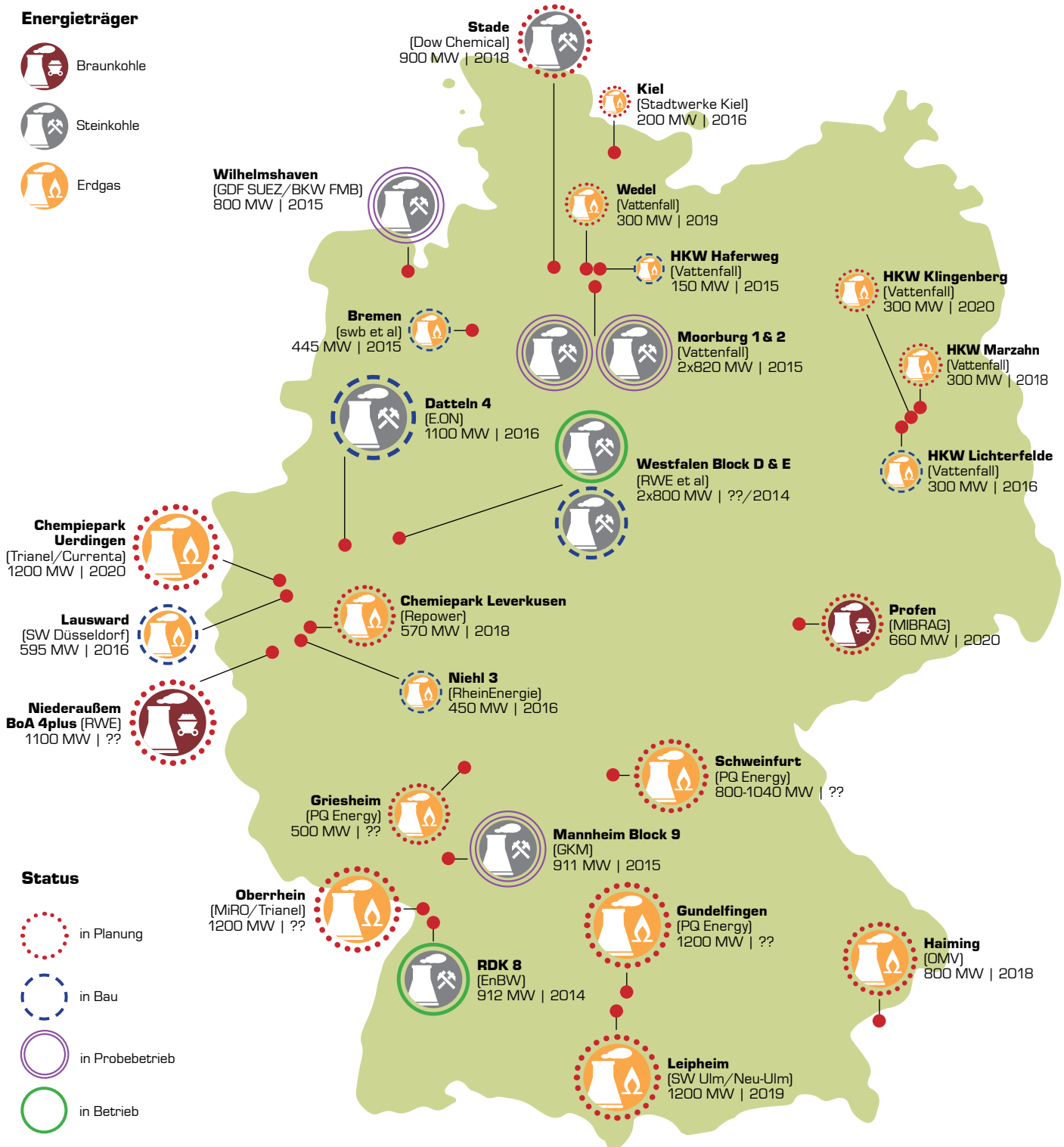
Kraftwerksprojekte gesamt

>> Konventionelle Kraftwerke ab 100MW





Stand: 09.02.2015

Energieträger

-  Braunkohle
-  Steinkohle
-  Erdgas



Status

-  in Planung
-  in Bau
-  in Probebetrieb
-  in Betrieb

Hinweis

Sämtliche Informationen wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Die meisten Angaben basieren auf offiziellen Verlautbarungen der Projektentwickler sowie auf Veröffentlichungen von Behörden, Verbänden und Fachmedien. Teilweise wurde hiervon jedoch auch abgewichen; vor allem bei der Ermittlung der projektspezifischen Realisierungswahrscheinlichkeiten und der voraussichtlichen Inbetriebnahmejahre. Diese wurden von uns im Rahmen eines Experten-Reviews unter Berücksichtigung der aktuellen Informationslage und Rahmenbedingungen bestmöglich geschätzt (Best Guess Verfahren). Unter Inbetriebnahmejahr verstehen wir das Jahr der Aufnahme einer kommerziellen Stromerzeugung. Auf der Karte werden einige Projekte nicht aufgeführt, weil wir ihnen entweder nur noch eine sehr geringe Realisierungswahrscheinlichkeit von unter 10% geben oder weil sie abgesagt wurden.

Studien / Statistiken / Empfehlungen / Downloads

Zusammenfassung der Handelsblatt Jahrestagung Energiewirtschaft 2015

<http://www.handelsblatt-energie.de/news/tageszusammenfassung-der-22-handelsblatt-jahrestagung-energie-wirtschaft-21-januar-2015/>

Video: Staatssekretär Rainer Baake auf der Jahrestagung Energiewirtschaft

<http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/videos,did=682568.html>

Studie: Ausgestaltung eines Fangnetzes

Studie von E-Bridge im Auftrag von TenneT

http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/Beitrag_zur_Ausgestaltung_eines_Fangnetzes_Jan_2015_E-Bridge.pdf

Studie: Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014

Studie von EnergyBrainpool im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie

http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/zukuenftige-auswirkungen-der-sechs-stunden-regelung-gemaess-ss-24-eeeg-2014/2014-12-11_bwe_sechsstunden-regelung_energybrainpool.pdf

Studie: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen

Studie von r2b und HWWI im Auftrag des BDI

<http://www.energie-wende-richtig.de/#overlay=meinung/kraftwerksstilllegungen-schaedigen-wettbewerbsfaehigkeit>

Handlungsempfehlungen des BDI für das zukünftige Strommarktdesign

<http://www.energie-wende-richtig.de/download/file/500#overlay-context>

Zusammenfassung: BDI Energiewende-Navigator 2014

<http://www.energie-wende-richtig.de/download/file/492#overlay-context>

VKU-Stellungnahme zum Grünbuch "Ein Strommarkt für die Energiewende"

http://www.vku.de/fileadmin/media/Dokumente/Energie/Energieerzeugung/150127_VKU_SN_Gr%C3%BCnbuch_final.pdf

Statistik: Deutschland #1 Europas bei Förderung der Erneuerbaren

CEER: Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity

Statistik: Erzeugungsmix 2014 - Erneuerbare wichtigster Energieträger

Der BDEW hat erste vorläufige Zahlen zum Erzeugungsmix 2014 veröffentlicht. Der Anteil der Erneuerbaren stieg auf 25,8 Prozent.

<https://bdew.de/internet.nsf/id/20141229-pi-erneuerbare-energien-zum-ersten-mal-wichtigster-energetraeger-im-deutschen-strommix-de>

Bildnachweise

Wir bedanken uns bei allen Unternehmen für die freundliche Zurverfügungstellung der verwendeten Bilder!

Seite 1:	Kraftwerk bei Nacht (© visdia fotolia.com)
Seite 2:	Kohlekraftwerk Neurath (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 3:	Kohlekraftwerk Moorburg (© Vattenfall) http://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressefotos/
Seite 5:	Turbine 9HA (© GE) http://deutschland.geblogs.com/9ha
Seite 6:	Blumenwiese (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 11:	Kohlekraftwerk Neurath (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 12:	Himmel (© Amprion) http://www.amprion.net/pressebilder
Seite 14:	Kraftwerk Hamm-Uentrop (© Trianel) http://www.trianel-hamm.de/de/kraftwerk/bildergalerie.html
Seite 17:	Freileitung (© RWE) http://www.rweimages.com
Seite 22:	Kohlekraftwerk Lünen (© Siemens) www.siemens.com/presse

IMPRESSUM

Verantwortlicher Herausgeber

Niels Schulz
Clarenbachstr. 208
50931 Köln
Tel: 0221-63060151-0
Fax: 0221-63060151-9
E-Mail: info@enerlytics.de

Redaktion

– Dipl.-Inf.-Wirt (FH) Niels Schulz
Enerlytics
– Dipl. Oec. Christian Markgraf
nevento GmbH

Abonnement

KRAFTWERKE INVEST erscheint vierteljährlich im PDF-Format und wird per E-Mail verschickt. Sonderausgaben sind für Abo-Kunden kostenlos.

Eine Einzelnutzerlizenz kostet zur Zeit 400,- € (zzgl. MwSt.) pro Jahr. Preise für Mehrbenutzerlizenzen auf Anfrage. Eine Unternehmenslizenz kostet 2.000,- € (zzgl. MwSt.) pro Jahr – unabhängig von der Unternehmensgröße.

Haftungsausschluss und Copyright

Sämtliche Informationen im Newsletter KRAFTWERKE INVEST wurden mit höchster Sorgfalt erstellt.

Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden.

Alle Inhalte des Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung des Herausgebers unzulässig.

Dies gilt insbesondere für Veröffentlichungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.

Redaktionsschluss: 09.02.2015

Veröffentlichung: 10.02.2015

Nächste Ausgabe: 12.05.2015

BESTELLFAX KRAFTWERKE INVEST

Ja, ich möchte den Newsletter Kraftwerke Invest ab sofort und bis auf Widerruf regelmäßig beziehen; und zwar zum Preis von 400,- Euro (zzgl. MWSt.) für eine Einzelnutzerlizenz pro Jahr im Abonnement.

Name _____

Telefon _____

E-Mail _____

Unternehmen _____

Abteilung _____

Straße _____

PLZ und Ort _____

Datum _____ Unterschrift _____

Produktbeschreibung

Der Newsletter KRAFTWERKE INVEST erscheint vierteljährlich im PDF-Format und wird per E-Mail verschickt. Sonderausgaben sind für Abo-Kunden kostenlos.

**Bitte faxen an: 0221/63060151-9
oder per Mail an: info@enerlytics.de**

Eine Einzelnutzerlizenz kostet zur Zeit 400,- Euro (zzgl. MWSt.) pro Jahr. Preise für Mehrbenutzerlizenzen auf Anfrage. Eine Unternehmenslizenz kostet 2000,- Euro (zzgl. MWSt.) pro Jahr - unabhängig von der Unternehmensgröße.

Das Abonnement hat eine Laufzeit von 12 Monaten und verlängert sich jeweils um weitere 12 Monate, falls es nicht mit einer Frist von sechs Wochen zum Ende der jeweiligen Laufzeit gekündigt wird. Eine Bestellung kann ausschließlich durch gewerbliche Kunden erfolgen.