

# Szenario zur Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa

**Christoph GUTSCHI, Gernot NISCHLER(\*), Alexander JAGL, Heinz STIGLER**

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz,  
Tel. +43 316 873 7908, Fax. +43 316 873 7910, [christoph.gutsch@tugraz.at](mailto:christoph.gutsch@tugraz.at), [www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at)

## 1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft wie Leitungsgebundenheit, Dargebotsabhängigkeit von Wind- und Laufwasserkraft in Verbindung mit mangelnden Speichermöglichkeiten und die dem gegenüber stehende bedarfsgerechte Deckung der Nachfrage, die Kapitalintensität und Langlebigkeit der Anlagen und nicht zuletzt die Gesamtsystemgebundenheit von Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verbrauch bedingen die hohe Komplexität dieser Branche. Der Liberalisierungsprozess der europäischen Elektrizitätswirtschaft brachte neben der Entflechtung zwischen Erzeugung, Vertrieb und Übertragung bzw. Verteilung zudem neue Marktteilnehmer in das Gesamtsystem. So müssen beispielsweise Stromhandelsgesellschaften, Strombörsen und verstärkt erneuerbare Energien aufgrund der notwendigen gesamtsystemischen Betrachtung mit einbezogen werden.

Mit dem dritten Energiepaket der EU aus dem Jahr 2009 wurde ein umfassendes Bündel aus Richtlinien und Verordnungen erlassen, welches wesentliche Neuerungen für die Elektrizitätswirtschaften in den EU-Mitgliedsstaaten mit sich bringt. Angesichts der ständig komplexer werdenden Zusammenhänge ergeben sich vielfältige neue Fragestellungen, welche die Entscheidungsfindung in der Elektrizitätswirtschaft zunehmend erschweren. Dies war die Motivation für das Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz innerhalb der letzten sieben Jahre mit einem Aufwand von mehr als 30 Personenjahren das Modell ATLANTIS, ein umfassendes Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft, zu entwickeln.

In diesem Beitrag werden aktuelle Entwicklungen der Simulationsmodells ATLANTIS beschrieben und anhand eines Anwendungsbeispiels die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa diskutiert. Seit Beginn der Bestrebungen der Europäischen Union einen Elektrizitätsbinnenmarkt zu schaffen haben die Aktivitäten im Kraftwerksbau stark nachgelassen. Der Hintergrund ist einerseits die verbesserte Zusammenarbeit der nationalen Elektrizitätswirtschaften im Rahmen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes und andererseits die Verringerung der Geschwindigkeit des Bedarfszuwachses infolge des zunehmenden Umweltbewusstseins sowie der stagnierenden Bevölkerungsentwicklung und des abgeschwächten Wirtschaftswachstums. In den letzten Jahren wurde wieder damit begonnen neue Erzeugungskapazitäten zu errichten, wobei das Bestreben nach Effizienzsteigerung und Erhöhung der Nachhaltigkeit der Stromerzeugung ausschlaggebend war. Dementsprechend wurde vor allem in Technologien der Ökostromerzeugung investiert, neben der beginnenden Nutzung noch vorhandener Wasserkraftpotenziale ist primär der Windkraftausbau zu nennen. Stromerzeugung aus Sonnenenergie oder Biomasse spielt dagegen noch eine untergeordnete Rolle. Diese vor allem dargebotsabhängigen Stromerzeugungsmethoden können heute im Falle der Nichtverfügbarkeit durch konventionelle

Kraftwerke substituiert werden. Um dies auch in Zukunft zu gewährleisten, muss parallel zum Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Stromerzeugung darauf geachtet werden, genügend konventionelle Reservekapazitäten bereitzustellen zu können. Daher wird in dieser Arbeit die Entwicklung des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa in den nächsten beiden Jahrzehnten diskutiert.

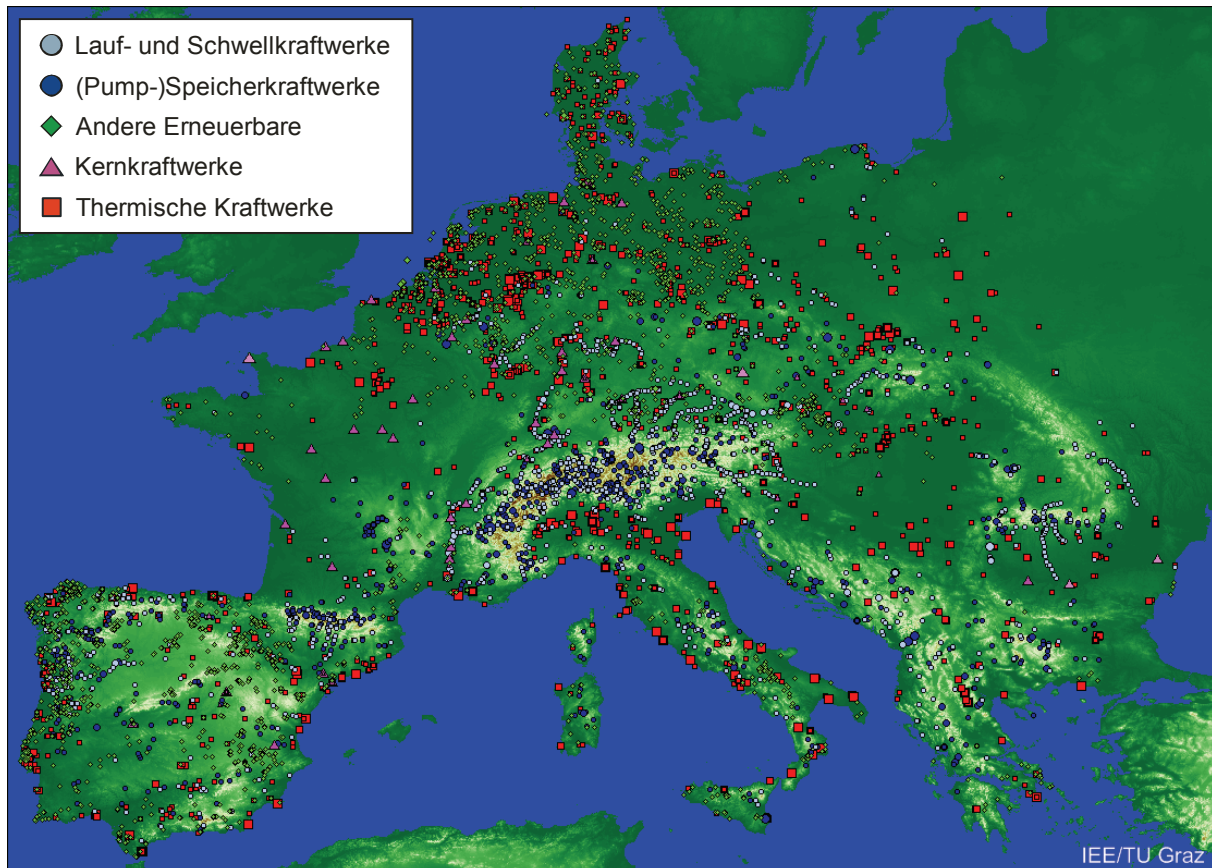


Abbildung 1: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark

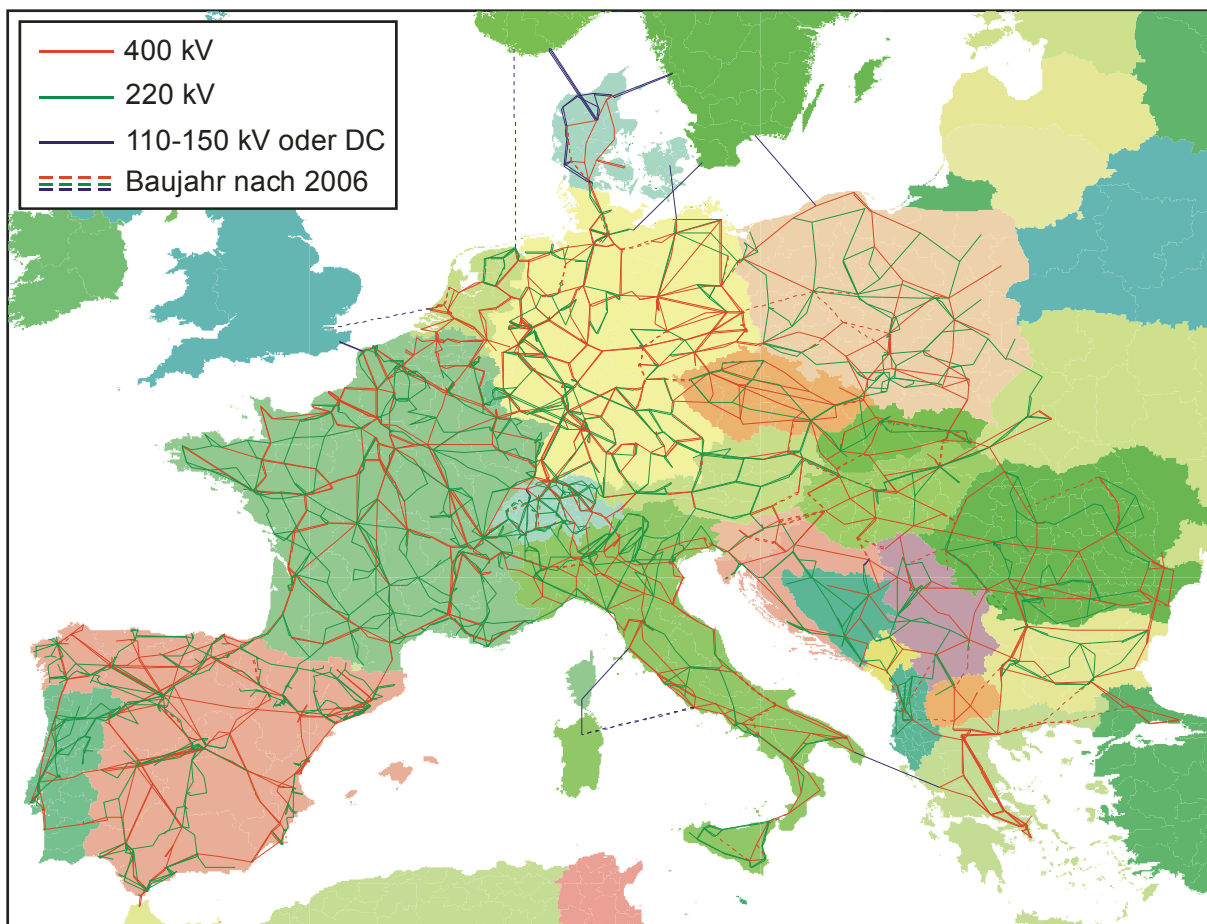
## 2 Methodische Vorgangsweise

Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine modellhafte Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Eine umfassende Datenbasis stellt die Voraussetzung für die Berechnungen der Szenarien dar, diese umfasst beispielsweise:

- 29 Staaten der Regionalgruppe „Kontinentaleuropa“ der ENTSO-E (ehemals UCTE);
- Mehr als 8.100 Datensätze in der Kraftwerksdatenbank (inkl. Kraftwerksprojekten, siehe Abbildung 1);
- 30 Kraftwerkstypen mit Wirkungsgraden, spezifischen Kosten, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren, etc.;
- 15 Brennstofftypen je Land, wovon jeder einer definierbaren Preisentwicklung folgen kann;
- Rund 2.500 Netzknoten der Spannungsebenen 400 kV und 220 kV (und 110 kV);
- Mehr als 4.800 Leitungen und Transformatoren des 400/220-kV-Übertragungsnetzes inkl. HVDC und für den Lastfluss relevante 110-150 kV Leitungen (inkl. gesicherten Leitungsprojekten, siehe Abbildung 2);

- Ca. 100 Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen mit den für die nominalwirtschaftliche Simulation wesentlichen Daten wie Anlagenspiegel, Personalaufwand, Kundenanzahl etc.

Basierend auf dieser umfangreichen Datenbank können elektrotechnische und elektrizitätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden, wobei bei der Modellentwicklung auf eine möglichst flexible und einfach adaptierbare Programmstruktur geachtet wurde, um Aufgabenstellungen unterschiedlichster Art untersuchen zu können. Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen Systemzusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung, Investitionsbedarf in die Infrastruktur, optimale Kraftwerksausbaupfade, die Systemauswirkungen der Nutzung erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, der volkswirtschaftliche Nutzen des Baus von Übertragungsleitungen u.v.a.m. ermittelt werden. Ein wesentliches Ziel liegt zukünftig in der Durchführung von Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme und -regeln um zu einer gedeihlichen Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft beitragen zu können.



**Abbildung 2: Im Simulationsmodell ATLANTIS hinterlegtes Höchstspannungsnetz**

Beschreibungen des Simulationsmodells wurden bereits in früheren Arbeiten (Gutschi, Huber et al. (2009), Gutschi, Bachhiesl et al. (2009)) veröffentlicht, daher sollen an dieser Stelle nur die wesentlichsten Eckpunkte des Simulationsablaufs kurz erläutert werden. Abbildung 3 zeigt ein Blockfließbild des in dieser Arbeit angewendeten Algorithmus. Die bereits erwähnte Datenbank dient als Basis für die simulierten Szenarien. Dementsprechend werden in den Szenariodefinitionen das Untersuchungsgebiet und die fix vorgegebenen Randbedingungen

definiert. Dazu zählen z.B. die zukünftige Entwicklung von Brennstoffkosten, Bedarfszuwachs, Wirtschaftswachstum, politische Vorgaben wie Emissionshandel u.v.a.m. Nachdem die Ziele und Randbedingungen eines Szenarios festgelegt wurden, beginnt der eigentliche Simulationsablauf. Die Simulation basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jedes Monat in eine Peak- und eine Offpeak-Periode unterteilt wird. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei wird über eine Lastflussrechnung auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im Juli durchgeführt. Ergibt die Deckungsrechnung, dass nicht alle Netzknoten zu Spitzenzeiten ausreichend versorgt werden können, so schlägt der Algorithmus den Zubau von Kraftwerken an speziellen Stellen im Netz vor, um diese Versorgungsengpässe beseitigen zu können. Im Falle der vorliegenden Untersuchung wurde hierfür standardmäßig der Zubau eines 400 MW-GuD-Blocks gewählt, was dem derzeitigen Trend im Kraftwerksbau entspricht.

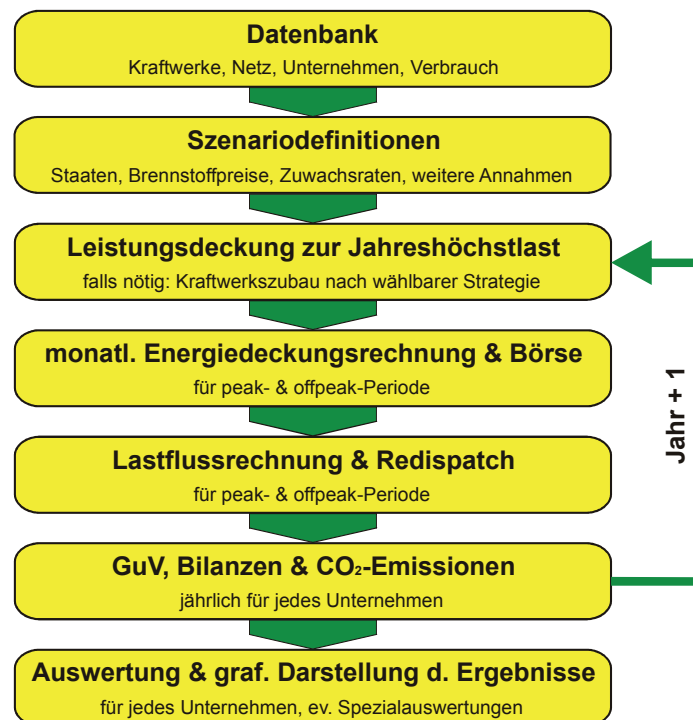


Abbildung 3: Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS

Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei der Großhandelsmarkt durch eine ideale Strombörse simuliert wird. Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch – vorgenommen werden muss, um den Vorgaben des Übertragungsnetzes entsprechen zu können. Nach diesem Schritt steht der tatsächliche Kraftwerkeinsatz fest und in der Folge können Brennstoffbedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen im Simulationsgebiet eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (warme Winter, Einbruch

im Wirtschaftswachstum etc.) oder Unternehmensentscheidungen (z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können. Die dieser Arbeit zugrunde liegenden Simulationen wurden vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2030 durchgeführt und für die peak- und offpeak-Periode jedes Monats durchgeführt. Die Dauer eines Rechenlaufs betrug ca. 3,5 h.

### 3 Bestimmung der minimal erforderlichen Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa (erste Ergebnisse von ATLANTIS)

**Anmerkung 1:** *An dieser Stelle sei festgehalten, dass in dieser Arbeit die minimal erforderlichen Kraftwerkskapazitäten abgeschätzt werden. In der heutigen Elektrizitätswirtschaftlichen Praxis werden für gewöhnlich zusätzliche Kapazitäten installiert, um ältere Kraftwerke vorzeitig aus dem Markt nehmen zu können. D.h. aufgrund wettbewerblicher Zwänge müssen Kraftwerke oftmals schon vor dem Erreichen ihrer technischen Nutzungsdauer aus dem laufenden Betrieb genommen werden. Dadurch kann neben gesenkten Stromerzeugungskosten und verringerten Treibhausgasemissionen als Nebeneffekt auch eine erhöhte Versorgungssicherheit erreicht werden.*

Zur Ermittlung der minimal erforderlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa wurde ein **Business-as-usual (Bau) Szenario** simuliert, welches auf den Gegebenheiten (Kraftwerkspark, Netz) des Jahres 2006 aufbaut und alle bis zum Jahr 2009 getätigten oder als sicher bewerteten Ausbauprojekte berücksichtigt. In den Folgejahren werden außer Betrieb gehende Kraftwerke am selben Standort durch neue Kraftwerke des gleichen Brennstoffs ersetzt, wobei der jeweils aktuelle Stand der Technik bezüglich Wirkungsgrad und Blockgröße berücksichtigt wird. Die Leistung der Neuzubauten wird dermaßen gewählt, dass die Summe der installierten Leistung einer Technologie in etwa konstant bleibt. Eine Ausnahme bilden Ölkraftwerke, in allen in dieser Arbeit vorgestellten Szenarien wird angenommen, dass zukünftig keine neuen Ölkraftwerke mehr gebaut werden. Der durch den Verbrauchszuwachs bedingte zusätzliche Kraftwerksbedarf wird durch den Zubau von GuD-Kraftwerken abgedeckt, wobei ein Algorithmus den Kraftwerkstandort basierend auf einer Analyse der Situation des Höchstspannungsnetzes vorschlägt. Durch die verbrauchsnahe Standortwahl der Kraftwerke sollen zukünftig Netzengpass-situationen vermindert werden.

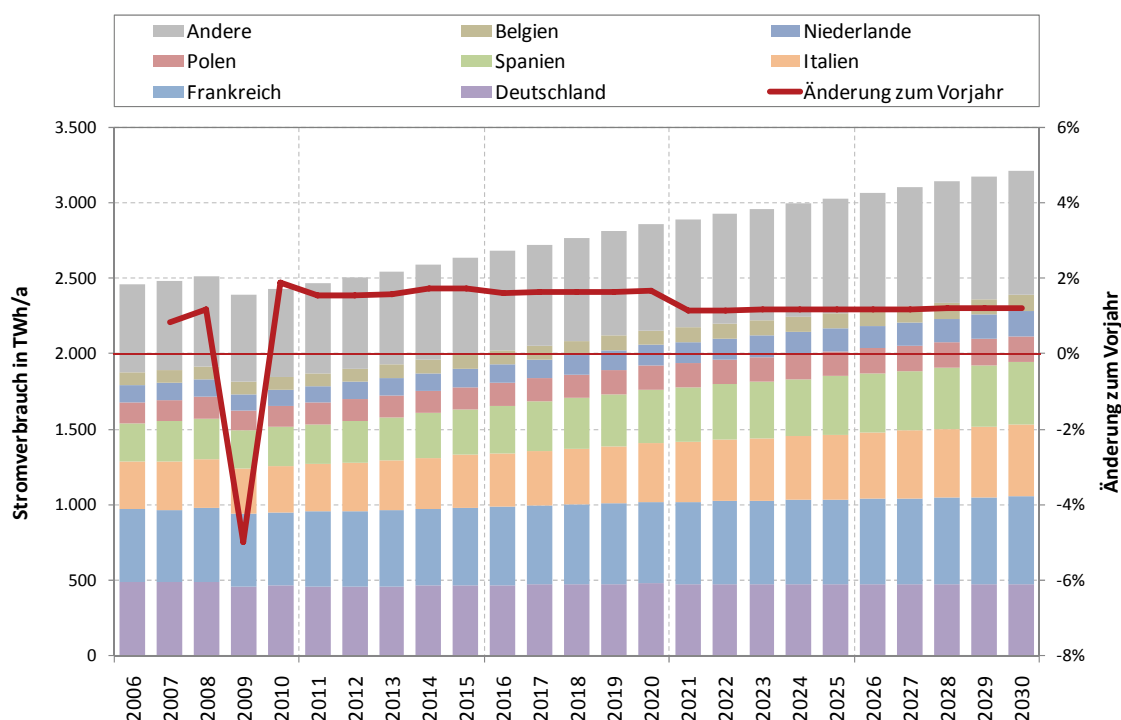
**Tabelle 1: Angenommene technische Nutzungsdauern unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien**

Technologie	Techn. Nutzungsdauer
Kohlekraftwerke	45
Öl-, Gaskraftwerke	45
Gas- und Dampfturbinenkraftwerke	30
Gasturbinen	30
Kernkraftwerke	50
Wasserkraftwerke	60
Windkraftwerke	25
Biomasse, Biogas	25
Photovoltaik	30
Solarthermische Kraftwerke	45
Sonstige (Geothermie, Müll, ...)	25



In Tabelle 1 sind die in der Analyse zugrunde gelegten technischen Nutzungsdauern der unterschiedlichen Kraftwerkstypen zusammengefasst. Am Ende der technischen Nutzungsdauern werden die Bestandskraftwerke aus dem System entfernt und durch Neubauten ersetzt, bei Wasserkraftwerken wurde ein Refurbishment vorgesehen.

In Abbildung 4 ist die angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs in Kontinentaleuropa bis 2030 dargestellt. Die Verbrauchswerte von 2006 bis 2009<sup>1</sup> stellen reale Werte dar, wie sie von ENTSO-E veröffentlicht wurden. Von 2010 bis 2020 wurde die Verbrauchsentwicklung in Anlehnung an den System Adequacy Forecast für Kontinentaleuropa (ENTSO-E, 2009) angenommen. Für den Zeitraum von 2020 bis 2030 wurde auf Prognosen von Eurelectric (Eurelectric, 2009) zurückgegriffen.



**Abbildung 4: Angenommene Entwicklung des Stromverbrauchs in Kontinentaleuropa bis 2030**

Das Ergebnis der Analyse basierend auf dem Bau-Szenario ist in Abbildung 5 dargestellt. Aufgrund der in der Datenbank hinterlegten Ausbauprojekte steigt die installierte Leistung bis 2016 stark an, mit der bis dorthin verfügbaren Höhe an installierter Kapazität würde man ungefähr bis 2022 das Auslangen finden, danach ist entsprechend dem Verbrauchszuwachs ein weiterer Anstieg der Kraftwerkskapazitäten erforderlich.

Dieser Umstand ist auch in Abbildung 6 zu erkennen, wo die jährliche Entwicklung der Altersstruktur des Kraftwerksparks dargestellt ist. Im Vergleich zu 2006 müssen 2030 mind. 27 % mehr Leistung im Kraftwerkspark installiert sein. Von den im Jahr 2006 installierten Kapazitäten werden im Jahr 2030 jedoch maximal noch 45 % verfügbar sein, daraus ergibt sich ein insgesamt Zubau- bzw. Erneuerungsbedarf von mind. 530 GW von 2006 bis 2030. Allein zwischen 2016 und 2030 müssen mehr als 40 % des gesamten Kraftwerksparks zugebaut bzw. erneuert werden.

<sup>1</sup> Von einigen Staaten waren für 2009 nur die Verbrauchsdaten bis Oktober verfügbar, basierend darauf wurde auf das Gesamtjahr hochgerechnet.

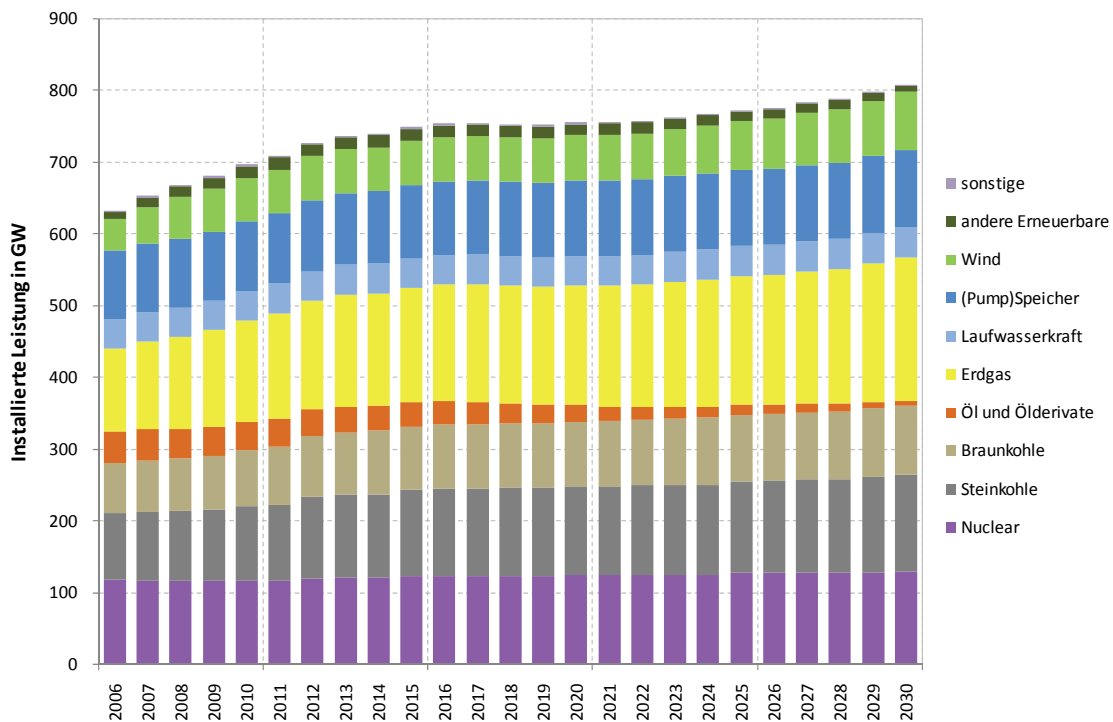


Abbildung 5: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten im Business-as-usual-Szenario

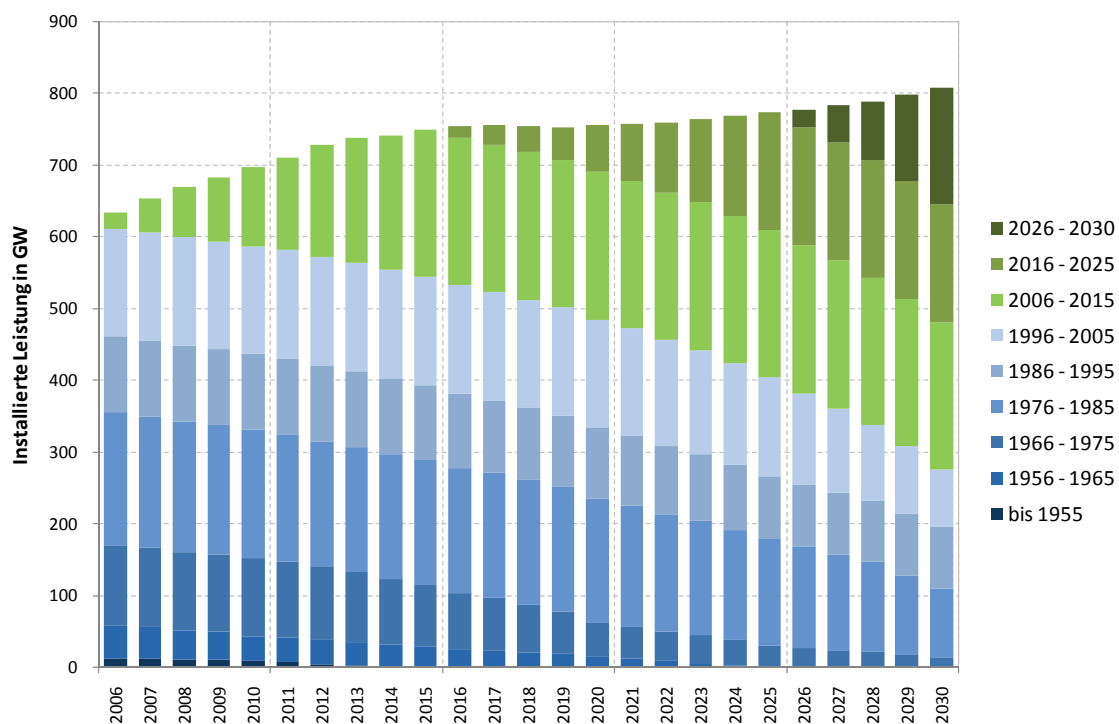
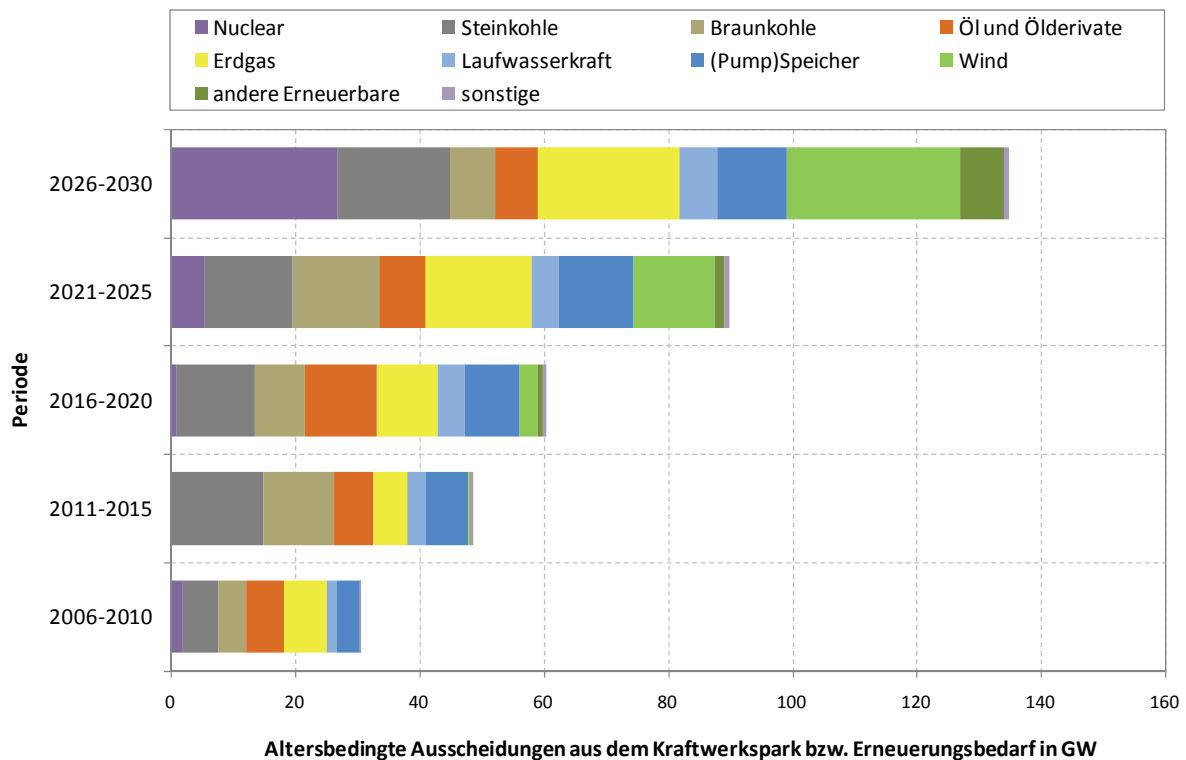


Abbildung 6: Simulierte Entwicklung des Alters des Kraftwerksbestands im Business-as-usual-Szenario

Der Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark wird durch Abbildung 7 unterstrichen. Diese zeigt, dass die altersbedingten Ausscheidungen bis 2030 stetig zunehmen werden. Einerseits setzt ab 2020 die Erneuerung der Kernkraftwerke ein, welche ab 2026 voll zum Tragen kommt, dieser Trend wird durch das Ausscheiden vieler Gas- und Kohlekraftwerke verstärkt. Andererseits müssen ab 2020 vermehrt Windkraftanlagen und andere Ökostromanlagen

erneuert werden, welche im Bauboom der späten 1990er und frühen 2000er Jahre errichtet wurden. Die zu ersetzende Windkraft-Leistung übersteigt sogar jene der Nuklearkraftwerke, wie in Abbildung 7 zu sehen ist. Somit werden im Jahrzehnt zwischen 2020 und 2030 hohe Investitionen in den Kraftwerkspark notwendig sein. Das durchschnittliche Alter des Kraftwerksbestandes wird dadurch sinken und hohe betriebswirtschaftliche Aufwendungen für Abschreibung und Fremdkapitalzinsen sind zu erwarten.



**Abbildung 7: Altersbedingte Ausscheidungen aus dem Kraftwerkspark bzw. Erneuerungsbedarf in Kontinentaleuropa**

Bedingt durch die langen Vorlaufzeiten (Planung, Genehmigung und Bau) bei Kraftwerksbauprojekten besteht angesichts dieser Entwicklung bei vielen Stromerzeugungsunternehmen schon bald Handlungsbedarf. Aber auch seitens der Kraftwerksbau-Industrie sind entsprechend früh die notwendigen Maßnahmen zu setzen, um auf den Trend in Europa vorbereitet zu sein. Dies ist insbesondere unter Anbetracht der weltweiten, aber vor allem der in Asien geplanten Investitionsvorhaben in den dortigen Kraftwerkspark von Relevanz.



## 4 Entwicklungsszenarien zu CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in Kontinentaleuropa

Im EU-Klimaschutzpaket 2020, welches die dritte Phase des Europäischen Emissionshandelssystems regelt, wurde eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 %<sup>2</sup> bis zum Jahr 2020 vereinbart (Richtlinie 2009/29/EG). Dazu soll die jährliche Gesamtmenge an CO<sub>2</sub>-Zertifikaten schrittweise reduziert werden, was in Abbildung 9 durch die graue Linie angedeutet wird.

Der Energieerzeugungssektor kann Maßnahmen setzen, welche einen positiven Beitrag zur Erreichung dieser Ziele leisten. Dazu gehört der forcierte Ausbau von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen, die Effizienzerhöhung des Kraftwerksparks (z.B. Hochtemperaturkessel bei neuen Kohlekraftwerken, GuD-Anlagen) oder die umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (CCS)<sup>3</sup>. Die Frage, wie dieses Ziel in der Elektrizitätswirtschaft erreicht werden kann, wurde mit ATLANTIS für verschiedene Ausbauszenarien untersucht. Für die Simulationen wurden Annahmen über die zukünftige Wirkungsgradentwicklung thermischer Kraftwerke getroffen. Die Wirkungsgradentwicklung wurde derartig gewählt, dass im Jahr 2030 Kohlekraftwerke rund 50 % und GuD-Anlagen rund 65 % erreichen sollten (EU-Kommission, 2008).

Zusätzlich zum bereits zuvor dargestellten BAU-Szenario wurde ein **GuD-Szenario** definiert, in welchem alle Braun- und Steinkohle-Kraftwerke am Ende ihrer technischen Lebensdauer durch effiziente GuD-Blöcke ersetzt werden. Nuklearkraftwerke, welche das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, werden in diesem Szenario durch Kraftwerke desselben Reaktortyps ersetzt, wobei in der Summe die installierte Leistung an nuklearer Kapazität ungefähr konstant bleibt, d.h. ein neuer Block mit zeitgemäßer Größe ersetzt mehrere alte Blöcke. Die Entwicklung der installierten Leistung in diesem GuD-Szenario ist in Abbildung 8 dargestellt. Zudem zeigt Abbildung 9, dass im GuD-Szenario aufgrund der geringeren CO<sub>2</sub>-Intensität von GuD-Kraftwerken gegenüber Kohlekraftwerken deutlich weniger CO<sub>2</sub> emittiert wird als im Bau-Szenario. Dennoch wird ersichtlich, dass das EU-Emissionsziel für das Jahr 2020 erst rund zehn Jahre später erreicht werden kann.

**Anmerkung 2:** In den in dieser Arbeit dargestellten Szenarien wird der sehr wahrscheinliche weitere Ausbau von Ökostromanlagen nach 2011 nicht berücksichtigt. Diese Vorgangsweise wurde gewählt, um die Möglichkeiten der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hinsichtlich der Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen untersuchen zu können.

**Anmerkung 3:** Der Ermittlung des Kraftwerkseinsatz, auf dem die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beruht, wurde anhand der Methodik und Brennstoffpreise durchgeführt, welche in Gutsch, Huber et al. (2009) dargestellt sind. Andere Szenarien zur Entwicklung von Brennstoffpreisen oder Emissionshandel können entsprechend abweichende Ergebnisse liefern.

---

<sup>2</sup> bezogen auf das Jahr 2005

<sup>3</sup> Carbon Capture and Storage (CCS) bringt allerdings einen Wirkungsgradverlust im Bereich von 7 bis 12 Prozentpunkten mit sich, zudem liegen dazu noch keine Langzeiterfahrungen in großtechnischen Anlagen vor. (VGB, 2009)

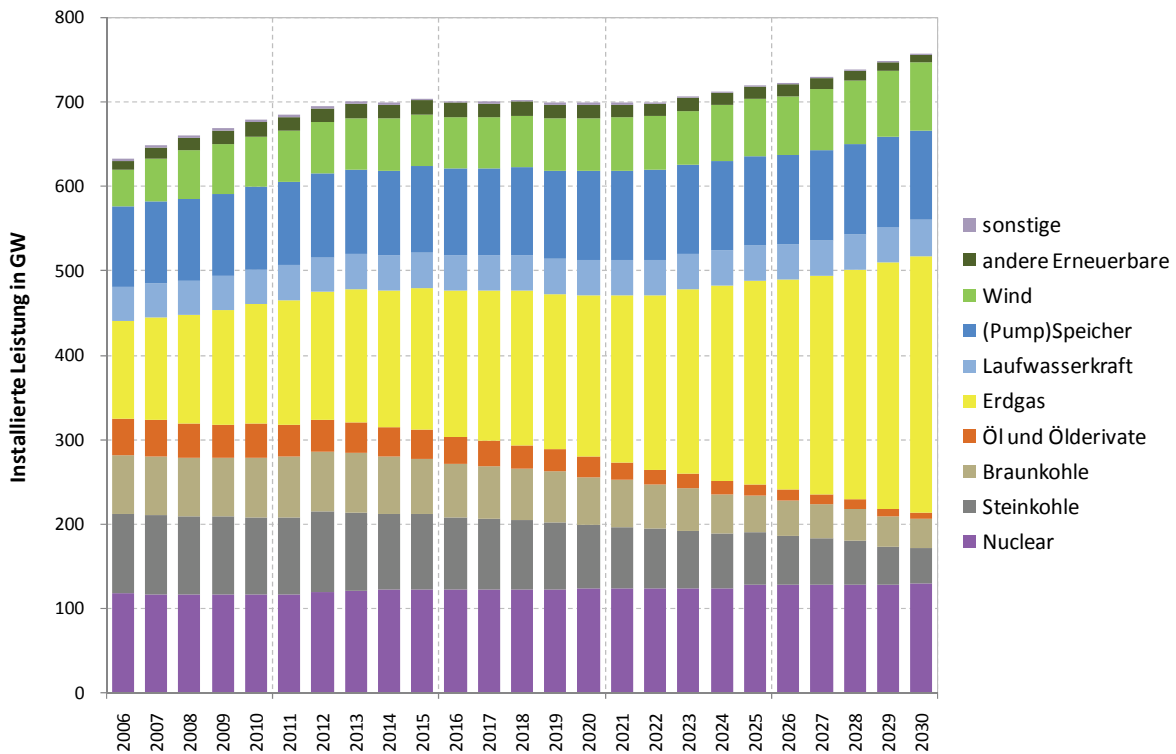


Abbildung 8: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten im GuD-Szenario

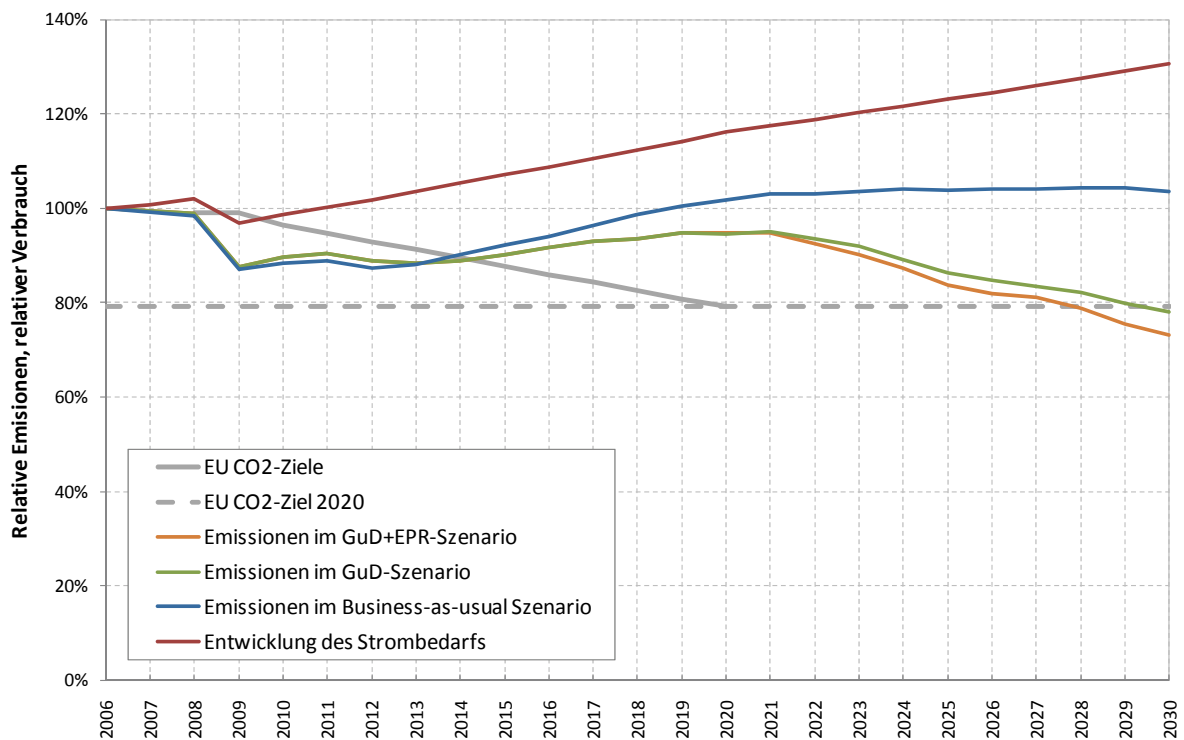


Abbildung 9: Entwicklung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu den EU-Zielen

Es zeigt sich, dass der durch die Wirtschaftskrise hervorgerufene Verbrauchsrückgang im Jahr 2009 zu einer deutlichen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führt, wie aus Abbildung 9 abgelesen werden kann. Ab 2010 wurde angenommen, dass der Stromverbrauch wieder zu steigen beginnt, wobei die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den ersten Jahren annähernd konstant

bleiben, was durch die Effizienzsteigerung durch neue konventionelle Kraftwerke und regenerative Kraftwerke zu erklären ist. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen im BAU-Szenario nehmen jedoch ab dem Jahr 2012 wieder zu, was zeigt, dass die Erneuerung der Kraftwerke durch effizientere Kraftwerke des gleichen Typs nicht ausreicht, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen konstant zu halten oder gar zu senken.

Im ersten Vergleichsszenario, dem GuD-Szenario, in welchem außer Betrieb gehende Kohlekraftwerke ausschließlich durch neue GuD-Kraftwerke ersetzt werden, entwickeln sich die Emissionen günstiger als im Bau-Szenario, jedoch wird das 20 % Reduktionsziel in diesem Szenario erst im Jahr 2029 erreicht.

Wie schon in Abbildung 7 gezeigt, beginnt ab dem Jahr 2020 die Erneuerungswelle der bestehenden Nuklearkraftwerke. Im dritten Szenario, dem **GuD+EPR-Szenario**, wurde durch den verstärkten Zubau von Kraftwerken des Typs EPR<sup>4</sup> eine moderate Zunahme der Kapazitäten angenommen. In diesem Szenario steigen die installierten Leistungen in Kernkraftwerken von 118 GW im Jahr 2006 auf 125 GW im Jahr 2020 und 150 GW im Jahr 2030. (In den beiden anderen Szenarien wird 2030 ein Wert von 129 GW erreicht.) Von den drei betrachteten Szenarien entwickeln sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen sich in diesem Fall am günstigsten, jedoch kann der verstärkte Zubau von Kernkraftwerken kaum zur Erreichung des 2020-Ziels beitragen, da dieser erst rund um das Jahr 2020 zu wirken beginnen wird.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass das EU-Klimaschutzziel allein mit einem forcierten Ausbau konventioneller Kraftwerke (GuD, nuklear) nicht erreicht werden kann. Der verstärkte Einsatz von Nukleartechnologie birgt hohe Reduktionspotenziale, diese werden jedoch erst nach 2020 wirksam. Der verstärkte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist somit der einzige Weg, um trotz des erwarteten Verbrauchsanstiegs bei der Stromerzeugung die 2020-Ziele der EU zu erreichen. Dennoch ist aus Gründen der Versorgungssicherheit weiterhin die Erhaltung des konventionellen Kraftwerks-parks erforderlich. Daher muss zum Erreichen dieser Ziele der Aufbau von Parallelstrukturen in der Stromerzeugung und auch die vorzeitige Außerbetriebnahme älterer thermischer Kraftwerke in Kauf genommen werden.

---

<sup>4</sup> European Pressurized Water Reactor (Druckwasserreaktor der neuesten Generation)

## 5 Zusammenfassung

Das Simulationsmodell ATLANTIS ist ein auf einer umfassenden Datenbank basierendes Werkzeug, welches gesamtsystemische Analysen der europäischen Elektrizitätswirtschaft unter veränderbaren organisatorischen Bedingungen und Parametervariation erlaubt. Damit können komplexe Systemzusammenhänge bis zum Jahr 2030 simuliert werden. Das Zusammenwirken der real- und nominalwirtschaftlichen Modelle und die zeitlichen Dimensionen (Jahre, Monate und Perioden) in ATLANTIS stellen die Basis für wissenschaftliche Forschungsarbeiten dar. Die mittelfristigen Auswirkungen von Unternehmensstrategien, Leitungsausbauten, Marktgestaltungsalternativen, Richtlinien und Verordnungen und anderen Forschungsfragen können mit ATLANTIS vorab analysiert und dargestellt werden.

Die beispielhafte erstmalige Anwendung des Simulationsmodells an gesamteuropäischen Szenarien zur Analyse der Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa führte zu folgenden Erkenntnissen:

Die Erneuerung des thermischen Kraftwerksparks inkl. vorzeitiger Außerbetriebnahme älterer Erzeugungseinheiten wird erforderlich sein, um bei dem derzeit prognostizierten Stromverbrauchszuwachs eine Stabilisierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen. Für die Einhaltung der EU-Emissionsziele bis 2020 muss zusätzlich die erneuerbare Stromerzeugung weiter ausgebaut werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten kann der Ausbau von Kernkraftwerken zum Erreichen der Klimaziele 2020 nur wenig beitragen.

Ab dem Jahr 2020 ist mit dem altersbedingten Ausscheiden vieler konventioneller Bestandskraftwerke zu rechnen, zugleich wird ab diesem Zeitpunkt auch die Erneuerung der ersten Generation an Ökostromanlagen erforderlich. Es ist daher ab 2020 mit erhöhtem Investitionsbedarf in den Kraftwerkspark zu rechnen. Angesichts der langen Vorlaufzeiten von Kraftwerksprojekten sollte dieser Umstand von Elektrizitätsunternehmen, Kraftwerkserrichtern sowie Politik und Regulatoren bereits heute in die mittelfristige Planung mit einbezogen werden.

## 6 Literatur

ENTSO-E (2009), System Adequacy Forecast 2009 – 2020, [http://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/news/UCTE\\_SAF-2009-2020\\_Report.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf) (abgerufen am 8.2.2010)

EURELECTRIC (2009), 36th Edition, Statistics and prospects for the European electricity sector, (EURPROG 2008), <http://www2.eurelectric.org/docsharenoframe/Common/GetFile.asp?DocID=24646&Stype=SaveAS&mfd=off&pdoc=1> (abgerufen am 8.2.2010)

EU-Richtlinie 2009/29/EG (2009), RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:DE:PDF>

Gutschi, Huber et al. (2009), ATLANTIS – Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 11.-13.2.2009.

Gutschi, Bachhiesl et al. (2009), ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030, Elektrotechnik & Informationstechnik (2009) 126/12: 438–448. DOI 10.1007/s00502-009-0703-8

VGB PowerTech (2009), Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2009/2010, VGB PowerTech e. V., September 2009, [http://www.vgb.org/daten\\_stromerzeugung.html?dfid=25742](http://www.vgb.org/daten_stromerzeugung.html?dfid=25742) (abgerufen am 7.2.2010)

EU-Kommission (2008), Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Unofficial version. Brüssel.