

# TEILAUTOMATISIERTE MODELLIERUNG UND ANALYSE MÖGLICHER EUROPÄISCHER KRAFTWERKSENTWICKLUNGSSZENARIEN

Christopher PANSI, Udo BACHHIESL

Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation,  
Inffeldgasse 18/II, A-8010 Graz Tel.: +43 316 873-7902,  
christopher.pansi@tugraz.at, iee.tugraz.at

**Kurzfassung:** Mit Hilfe der teilautomatisierten Szenarienmodellierung besteht die Möglichkeit Top-Down Szenarien in Bottom-Up Strukturen zu integrieren. Hierfür werden Szenariokraftwerke auf Basis bestehender Kraftwerksparameter in Betrieb genommen und bestehende Kraftwerke in Abhängigkeit vom Kraftwerksalter stillgelegt. Es wurden drei Szenarien des TYNDP 2018 sowie ein Kohleausstiegsszenario für Deutschland modelliert und mit Hilfe der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsumgebung ATLANTIS simuliert. Die Simulationsergebnisse spiegeln die Auswirkungen eines europäischen Kraftwerksparks der zunehmend auf volatilen erneuerbaren Energieträgern fußt, wieder.

**Keywords:** Modellierung, Simulation, Erneuerbare Energien, Kraftwerkspark, Kohleausstieg, ATLANTIS

## 1 Einleitung

Mit dem „European Green Deal“ wurde ein Maßnahmenpaket beschlossen, welches sich zum Ziel setzt bis zum Jahr 2050 als erster Kontinent klimaneutral zu werden [1]. Im Zuge dieser voranschreitenden Dekarbonisierung und des zunehmenden Ersetzens von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energien [2], werden insbesondere die Sektoren Energieerzeugung sowie Energieübertragung vor neue Herausforderungen gestellt. Aufgrund von langen Projektvorlaufzeiten in Kombination mit einer hohen Kapitalintensität, sowie einer zu einem immer größeren Teil dargebotsabhängigen Erzeugung, sind Analysen, Modellbildungen und anschließende Simulationen Grundvoraussetzung, um fundierte Entscheidungen zur nachhaltigen und kosteneffizienten Entwicklung eines klimafreundlichen und bedarfsgerechten europäischen Kraftwerksparks treffen zu können.

Mit Hilfe der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsumgebung ATLANTIS besteht die Möglichkeit das gesamte europäische Verbundsystem real- sowie nominalwirtschaftlich zu simulieren [3]. Dies erfordert den Umgang mit großen Datenmengen, welche in Form von Szenarien generiert werden müssen und so als Inputparameter für das entsprechende Simulationsmodell fungieren. Berücksichtigt man die Tatsache, dass der Elektrizitätssektor der Leitungsgebundenheit unterliegt, so spielt bei techno-ökonomischen Simulationen die Betrachtung des Verbundnetzes, in Kombination mit der regionalen Verteilung von Erzeugern und Verbrauchern, eine absolute Notwendigkeit um fundierte lastflussbasierte Ergebnisse liefern zu können. Dies führt dazu, dass bei der Modellbildung von Szenarien, neben den absoluten Zahlen prognostizierter installierter Kraftwerksleistungen vor allem die örtliche Verteilung dieser Kraftwerkskapazitäten eine Rolle spielt. Da sich die Zielsetzungen nationaler

und internationaler Organisationen allerdings meist auf grobe Richtwerte und allgemeine Prognosen beziehen, ist es notwendig diese Daten mittels eines geeigneten Verfahrens auf regionaler Ebene abzubilden. Dies führt dazu Top-Down Ansätze in Bottom-Up Strukturen zu integrieren, oder Szenarien für bestehende Bottom-Up Strukturen zu erzeugen. Aktuell umfasst die ATLANTIS Datenbank rund 38.200 klassische fossile sowie erneuerbare Erzeugungseinheiten, welche in rund 3.600 Netzknoten einspeisen, die wiederum über 8.000 Leitungen und Transformatoren (400/220-kV-Ebene) miteinander verbunden sind. Abbildung 1 zeigt die beschriebene Software zur Szenarienmodellierung (gelb hervorgehoben) im Kontext der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsumgebung ATLANTIS.

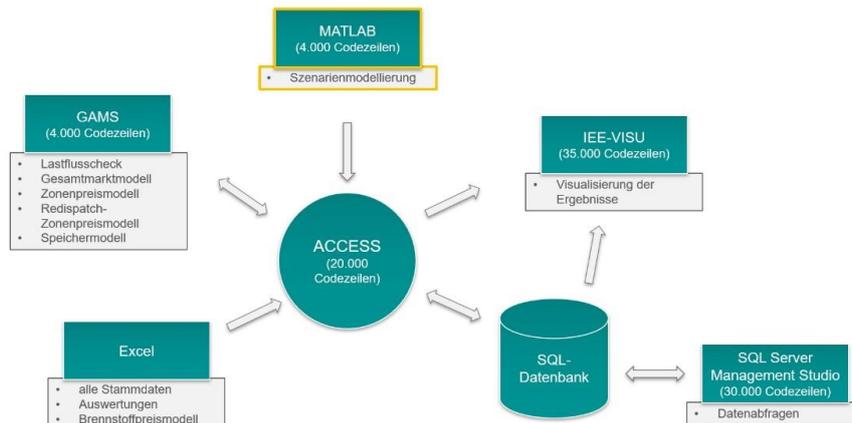


Abbildung 1: Simulationsumgebung ATLANTIS

## 2 Methodik

Um für ein definiertes Jahr (Bsp.: 2030) die prognostizierten Kraftwerkskapazitäten in Abhängigkeit des jeweiligen Kraftwerkstyps zu modellieren, gilt es unter Berücksichtigung bereits bestehender Kraftwerke in der ATLANTIS Datenbank zwischen Inbetriebnahmen und Außerbetriebnahmen zu unterscheiden. Hierbei werden über einen definierten Zeithorizont sogenannte Szenariokraftwerke in Betrieb genommen, oder bestehende Kraftwerke außer Betrieb genommen.

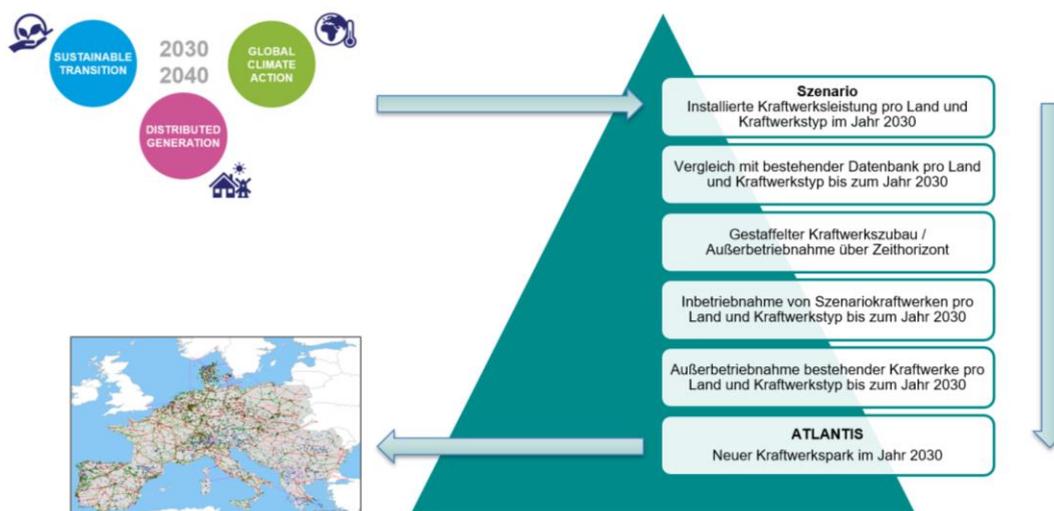


Abbildung 2: Methodisches Vorgehen zur Integration von Top Down Szenarien am Beispiel des TYNDP 2018

Die Software zur Szenarienmodellierung wurde unter der Zuhilfenahme von MATLAB realisiert. Länder-, Kraftwerks-, sowie knotenspezifische Parameter sind über eine externe Datenbank an die MATLAB Umgebung angebunden. Abbildung 2 gibt einen schematischen Überblick für die Vorgangsweise zur Integration von Top-Down Szenarien in bereits bestehende Bottom-Up Strukturen. Hierfür wurden die Szenarien des letzten finalen 10-Jahres Netzentwicklungsplans (engl. TYNDP) aus dem Jahr 2018 als Beispiel herangezogen.[4]

## 2.1 Inbetriebnahmen

Kommt es am Ende des Zeithorizontes eines Szenarios zu einer positiven Differenz zwischen prognostizierter installierter Leistung und der installierten Leistung in der bestehenden Kraftwerksdatenbank, so führt dies zu gestaffelten Inbetriebnahmen sogenannter Szenariokraftwerke. Ein Szenariokraftwerk besitzt bis zu 49 Kraftwerksparameter, welche sich in Abhängigkeit von Primärenergieträger, regionaler Zuordnung, Kraftwerkstyp, installierter Leistung, etc. unterscheiden. Diese Parameter basieren auf realen Parametern bereits bestehender Kraftwerke. Es werden für jeden Kraftwerkstyp alle Erzeuger, welche in denselben Knoten einspeisen, betrachtet und in Abhängigkeit von Kraftwerkstyp und installierter Leistung ein Durchschnittswert generiert und dem jeweiligen Szenariokraftwerk zugeordnet. Abbildung 3 zeigt den 380 kV APG<sup>1</sup> Netzknoten im Kainachtal südlich von Graz für das Jahr 2016 (Institutsinterne Datenbank ATLANTIS). Im Falle eines Photovoltaik (PV) Zubaus aufgrund eines Szenarios, würde den Parametern des PV-Szenariokraftwerkes für diesen Knoten ein Durchschnittswert aller in diesen Knoten einspeisenden PV-Anlagen zugewiesen werden. Durch dieses Verfahren wird vor allem die regionale Einspeisecharakteristik erneuerbarer volatiler Energieträger beibehalten. Dasselbe gilt für Wasserkraftwerke, deren Einspeisecharakteristika gleich wie PV- oder Windanlagen auf Erzeugungsfaktoren basieren welche sich regional und saisonal unterscheiden.

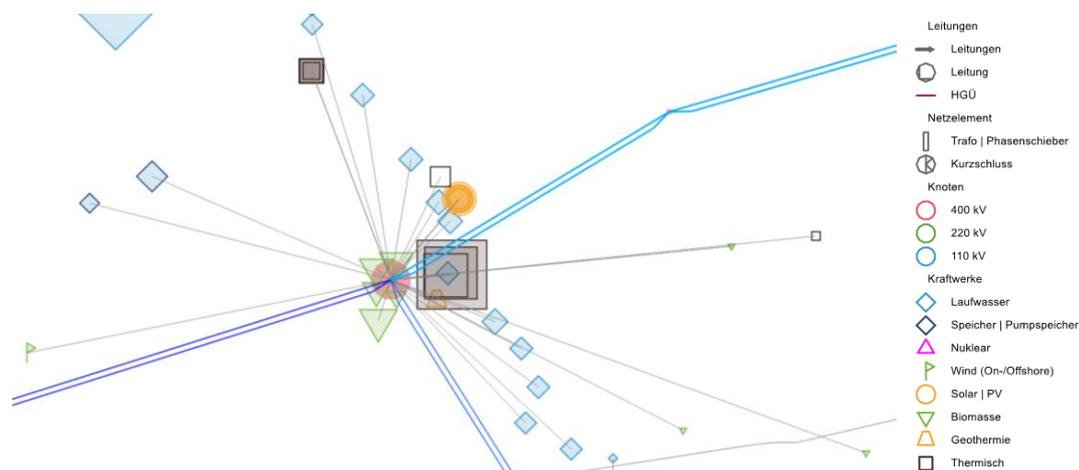


Abbildung 3: 380 kV Netzknoten Kainachtal inklusive aller einspeisenden Erzeuger

Sollten für den betrachteten Knoten, aufgrund fehlender Erzeugeranlagen keine regionalen Kraftwerksparameter zur Verfügung stehen, werden Durchschnittswerte von Kraftwerken welche in umliegende Knoten einspeisen herangezogen. In Abhängigkeit des jeweiligen Kraftwerkstyps besteht die Möglichkeit die prognostizierte installierte Gesamtleistung eines

<sup>1</sup> Austrian Power Grid

Landes auf bereits bestehende Kraftwerksstandorte, oder auf die vorhandenen Netzknoten aufzuteilen. Bei der Zuweisung der installierten Leistung eines Szenariokraftwerkes besteht weiters die Möglichkeit, in Abhängigkeit bestehender Kraftwerksleistungen, oder in Abhängigkeit des Knotenverbrauchs eine Gewichtung der installierten Leistung des Szenariokraftwerkes vorzunehmen. Zusätzlich können minimale, oder maximale Blockgrößen in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps definiert werden. Für die Zuordnung von Offshore-Windanlagen kann die Küstendistanz in den einzuspeisenden Netzknoten frei gewählt werden.

## 2.2 Außerbetriebnahmen

Kommt es am Ende des Zeithorizontes eines Szenarios zu einer negativen Differenz zwischen prognostizierter installierter Leistung und der installierten Leistung in der bestehenden Kraftwerksdatenbank, so führt dies zu gestaffelten Außerbetriebnahmen bereits bestehender Kraftwerke. Da es notwendig ist nur jene Kraftwerke außer Betrieb zu nehmen, deren Summe der zu entfernenden Leistung des Szenarios entspricht, gleichzeitig aber ein qualitativer Ansatz zur Entscheidung welche Kraftwerke außer Betrieb genommen werden dürfen vorausgesetzt wird, gilt es hier einen notwendigen Kompromiss zu finden. Die Routine zur Stilllegung beruht auf dem Ansatz bevorzugt ältere Kraftwerke, deren Wirkungsgrade im Vergleich zu neueren Kraftwerkseinheiten geringer sind, außer Betrieb zu nehmen. Hierfür wurde eine Maximierung der Summe des Kraftwerkalters, aller in Betracht kommenden Kraftwerke, unter der Prämisse die erforderliche Gesamtkraftwerkskapazität außer Betrieb zu nehmen, angestrebt.

$$\max \left\{ \sum_i^n PP_{age_i} \cdot \left[ \frac{PP_{age_i}}{PP_{age\ max}} \right]^n \cdot x_i \right\} \quad (1)$$

$$x_i \in \{0,1\}_{\mathbb{N}_0}$$

$$\text{u.B.v. } P_{decom} - \sum_i^n P_i \cdot x_i \leq \text{dynBound}$$

$$-\left( P_{decom} - \sum_i^n P_i \cdot x_i \right) \leq \text{dynBound}$$

mit:

$PP_{age_i}$ :           Aktuelles Alter des Kraftwerks [-]

$PP_{age\ max}$ :       Ältestes Kraftwerk [-]

$x_i$ :                Entscheidungsvariable  $\rightarrow$  Kraftwerk geht außer Betrieb ja/nein (1,0) [-]

$P_{decom}$ :           Kraftwerksleistung welche außer Betrieb genommen werden soll [MW]

$P_i$ :                Nettoerzeugungskapazität eines Kraftwerkes [MW]

$\text{dynBound}$ :       Tolerierter dynamischer Fehler zwischen Soll- und Istwert [MW]

$i$ :                 Betrachtetes Kraftwerk welches für die Außerbetriebnahme in Frage kommt [-]

$n$ :                 Anzahl der Kraftwerke welche für die Außerbetriebnahme in Frage kommen [-]

Formel (1) zeigt die Zielfunktion, sowie die Nebenbedingungen, für das lineare konvexe Optimierungsproblem. Um die Anzahl der Außerbetriebnahmen zu reduzieren und von einer Maximierung des Kraftwerksparks zu einer Maximierung des individuellen Kraftwerkalters zu gelangen wurde jedes Kraftwerk in Abhängigkeit des Alters gewichtet. Um einen Kompromiss

zwischen dem maximalen Kraftwerkalter und der gesamten außer Betrieb zu nehmenden Leistung zu finden, besteht die Möglichkeit über einen tolerierbaren Fehler die Maximierung in mehreren Schritten durchzuführen. Grundsätzlich wird die Routine für Außerbetriebnahmen nur für Kraftwerke angewendet bei denen es noch keinen geplanten Stilllegungszeitpunkt gibt und deren technische Nutzungsdauer noch nicht erreicht wurde. Die Maximierung wird für jedes Land und jeden Kraftwerkstyp separat durchgeführt.

### 3 Ergebnisse

Die Szenarienmodellierung wurde für die drei Szenarien **Sustainable Transition (ST)**, **Global Climate Action (GCA)**, sowie **Distributed Generation (DG)** des letzten Finalen TYNDP 2018 durchgeführt und bis zum Jahr 2030 simuliert. Die Szenarien unterscheiden sich in einer raschen und wirtschaftlich nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Reduktion aufgrund nationaler Regulierungen (ST), einer vollständigen Dekarbonisierung zum Erreichen der europäischen Klimaziele (GCA), sowie einer zunehmend dezentralen Energieerzeugung welche auf Prosumer basiert (DG) [4]. Hierfür wurden Inputparameter wie jährliche Verbrauchswerte, CO<sub>2</sub>-Preise, Brennstoffpreise sowie die installierten Leistungen, welche über Szenariokraftwerke abgebildet werden, in das Simulationsmodell ATLANTIS integriert [5]. Es gilt zu beachten, dass für das Szenario GCA nur Daten für das Jahr 2040 zur Verfügung standen. Um eine Simulation bis zum Jahr 2030 zu ermöglichen wurden die erforderlichen Inputparameter vom Basisjahr bis zum Jahr 2040 stetig linear aufsteigend verteilt. Bis zum Jahr 2025 wird laut TYNDP 2018 ein so genanntes Best-Estimates Szenario mit geringeren Unsicherheiten prognostiziert [4].

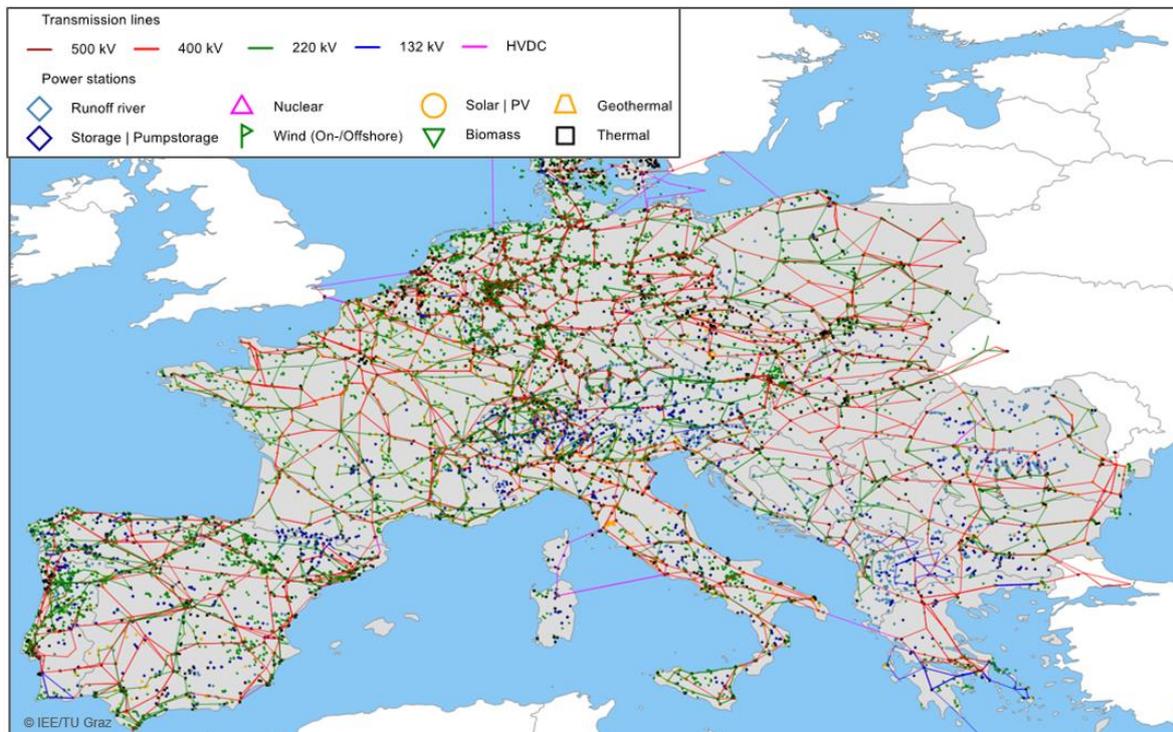


Abbildung 4: In ATLANTIS modellierte und simulierte Länder (grau hervorgehoben)

Somit bildet das Jahr 2025 das Basisjahr für die weiteren Szenarien und die weitere Szenarienmodellierung. Die automatisierte Szenarienmodellierung wurde im Zuge dessen auch bis zum Jahr 2025 durchgeführt wurde. Abbildung 4 zeigt die 26 modellierten und in weiterer Folge simulierten Länder in ATLANTIS (grau hervorgehoben). Für die Simulation wurde das Redispatch-Zonenpreismodell (RDZP) verwendet. Das Modell basiert darauf die Gesamtkosten zu minimieren und im Zuge dessen den internationalen Kraftwerkseinsatz periodenbasiert zu optimieren. Hierbei ist ein nationaler, als auch internationaler Redispatch zwischen den einzelnen Marktteilnehmern möglich. Das Modell basiert auf der DC-OPF Lastflussrechnung. Für weitere Informationen zum institutsinternen RDZP-Modell wird auf [3] verwiesen. Abbildung 5 (links) zeigt die nach der Szenarienmodellierung schlussendlich installierte Leistung für jedes Szenario im Jahr 2030, aufgeteilt nach Kraftwerkstyp. Vergleicht man die installierte Leistung der drei Szenarien mit dem Jahr 2016 so ist vor allem im Bereich der Photovoltaik ein prognostizierter Zuwachs von 138 % bis 300 % ersichtlich. Die höchste PV Durchdringung erfährt hier das Szenario DG. Grund hierfür ist vor allem die Annahme einer stärkeren Durchdringungsrate von Prosumern und der damit einhergehende Anstieg von PV Modulen. Bei der Kategorie Solar werden neben PV- auch Solarthermieanlagen hinzugezählt. Solarthermie liefert im Vergleich zu PV allerdings nur einen überschaubaren Beitrag im Bereich der installierten Leistungen [5].

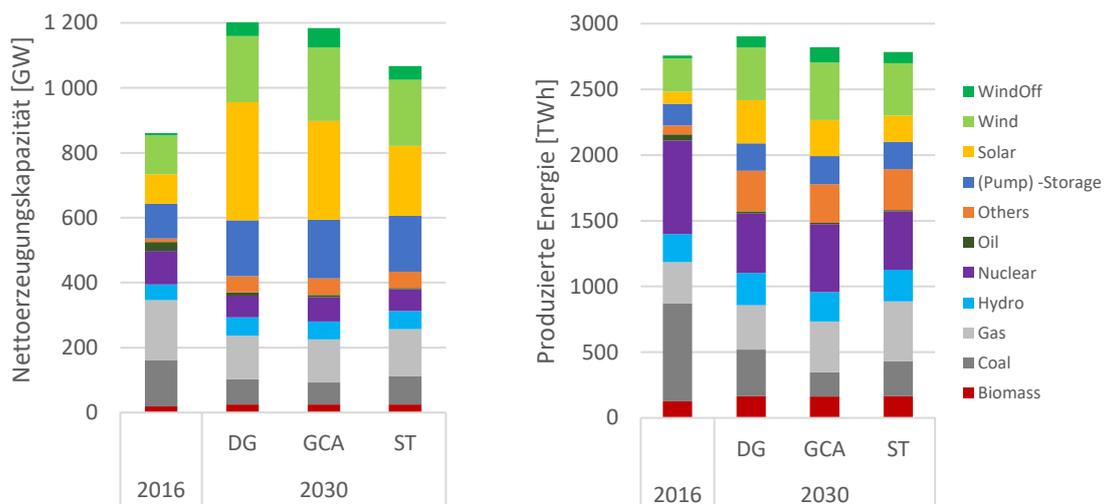


Abbildung 5: Installierte Leistung (links), produzierte Energie (rechts) für die drei simulierten Szenarien im Jahr 2030, verglichen mit dem Jahr 2016

Wind erfährt eine Zunahme von 93 % bis 125 % verglichen mit dem Jahr 2016. Vor allem im Bereich der Wasserkraft ist die Zunahme von Kraftwerkskapazitäten mit 47 % bis 51 % überschaubar. Im Bereich von Speicher- und Pumpspeichieranlagen kam es zu einer zunehmenden Diskrepanz zwischen den Angaben der ENTSO-E und den tatsächlich installierten Leistungen realer Anlagen welche in der bestehenden ATLANTIS Datenbank implementiert sind. Bestehende (Pump)-Speicherkraftwerke welche laut institutsinterne Datenbank für das Jahr 2030 noch innerhalb der vorgesehenen technischen Nutzungsdauer sind wurden hier nicht außer Betrieb genommen. Betrachtet man die konventionellen Energieträger so ist für Kohle (39 % bis 45 %), Gas (22 % bis 28 %) und Nuklear (26 % bis 36 %) in allen Szenarien ein Rückgang zu erkennen. Was die gesamte installierte Leistung angeht so ist für das Szenario ST die moderateste Zunahme installierter Kraftwerkskapazitäten

zu erkennen. Es gilt zu beachten, dass das ST Szenario hier auf Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber (engl. TSOs) basiert und auch den deutschen Kernenergieausstieg beinhaltet.

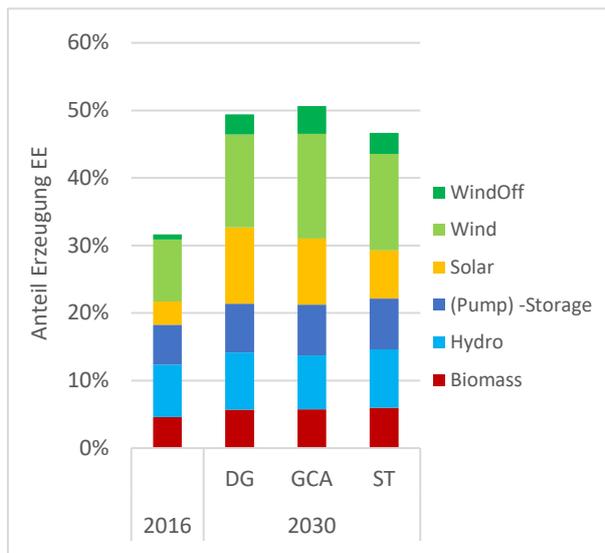


Abbildung 6: Anteil erneuerbarer am Erzeugermix

ST Szenario hier auf Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber (engl. TSOs) basiert und auch den deutschen Kernenergieausstieg beinhaltet. Betrachtet man die produzierte Energie der Erneuerbaren so ist bei Wasserkraft (26 % bis 21 %), PV (100 % bis 250 %), sowie Wind (77 % bis 100 %) eine Zunahme der produzierten Energie zu vernehmen. Beim Verhältnis von installierter Leistung und produzierter Energie ist allerdings vor allem im Bereich der Photovoltaik eine deutliche Unverhältnismäßigkeit, welche sich auf die geringere Anzahl an Vollaststunden und den damit einhergehenden geringeren Nutzungsgrad zurückführen lässt, erkennbar. Bei einer gesonderten Betrachtung der produzierten Energie (siehe Abbildung 6) von erneuerbaren ist in allen drei Szenarien eine

Zunahme am Anteil der erneuerbaren Erzeugung erkennbar. Für das Szenario GCA beträgt der Anteil erneuerbarer am Erzeugermix bereits über 50%. Haupttreiber in allen drei Szenarien sind vor allem Wind sowie Photovoltaik. Betrachtet man die konventionellen Energieträger so ist für Kohle (52 % bis 75 %), sowie Nuklear (28 % bis 38 %) eine Abnahme der absolut produzierten Energie erkennbar. Für den Energieträger Gas ist jedoch eine Zunahme (7 % bis 43 %) der absolut produzierten Energie im Jahr 2030 für alle drei Szenarien erkennbar. Im

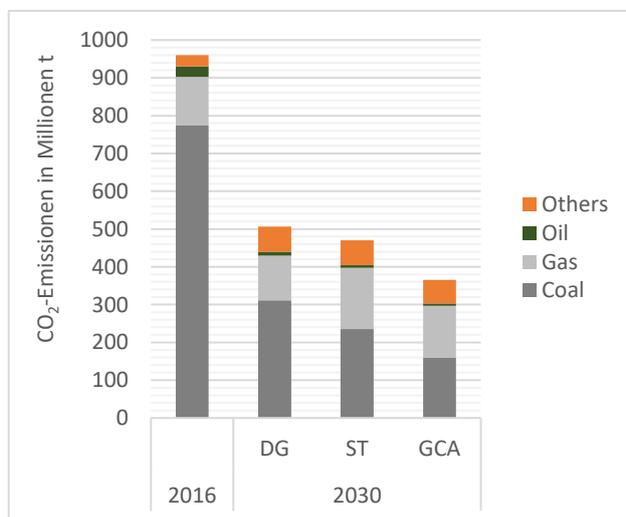


Abbildung 7: CO<sub>2</sub>-Ausstoß des europäischen Kraftwerksparks

Szenario ST ist die Zunahme der produzierten Energie am höchsten. Hauptgrund hierfür ist vor allem ein vorrücken von Gaskraftwerken in der Merit-Order des europäischen Kraftwerksparks kombiniert mit zunehmenden Außerbetriebnahmen von Kohlekraftwerken. Teure CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Verbindung mit steigenden Brennstoffpreisen führen zu einer Erhöhung der Grenzkosten von Kohlekraftwerken. Da die volatilen erneuerbaren Energieträger den Bedarf nicht zur Gänze decken können, kommt es nun im kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzmodell ATLANTIS zu einem zunehmenden Einsatz von

Gaskraftwerken. Dieses Verhalten lässt sich auch beim Blick auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des europäischen Kraftwerksparks beobachten. Betrachtet man Abbildung 7 so ist eine Abnahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 47% bis 62% zu erkennen. Haupttreiber hierbei sind vor allem die Kohlekraftwerke bei denen es aufgrund der zunehmenden Außerbetriebnahmen zu einer erheblichen Abnahme an CO<sub>2</sub>-Emissionen kommt. Diametral hierzu kommt es bedingt durch

die bereits erwähnten sinkenden Grenzkosten von Gaskraftwerken zu einer Zunahme von CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund der steigenden Vollaststunden von Gaskraftwerken.

Neben den drei Szenarien des letzten finalen TYNDP 2018 wurde auf Basis des ST Szenario zusätzlich der schrittweise deutsche Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 implementiert. Hierbei wurden Stein- sowie Braunkohleanlagen bis zum Jahr 2022 und 2030 entsprechend des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung vom 28.01.2020 außer Betrieb genommen [6]. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die installierten Nettoerzeugungskapazitäten für Stein- sowie Braunkohleanlagen für die Jahre 2022 und 2030:

|            | 2022  | 2030 |
|------------|-------|------|
| Braunkohle | 15 GW | 9 GW |
| Steinkohle | 15 GW | 8 GW |

Tabelle 1: Installierte Kraftwerksleistung (netto) [7]

Die Stilllegungszeitpunkte für Braunkohleanlagen wurden laut Anlage 2 (zu § 42 und 43) des Gesetzesentwurfs zum deutschen Kohleausstieg übernommen [7]. Da die Steinkohlenanlagen laut [7] im Zuge eines Ausschreibungsverfahrens außer Betrieb genommen werden, wurde auch hier die Methodik der Außerbetriebnahmen aus Kapitel 2.2 angewendet. Es gilt zu erwähnen, dass es sich hierbei nicht um eine Bewertung des deutschen Kohleausstieges, sondern nur um eine weitere Anwendungsmöglichkeit der Szenarienmodellierungssoftware handelt. Abbildung 8 gibt einen Überblick über den Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen an der Kohleverstromung im europäischen Raum. Die lastflussbasierten Berechnungen des RDZP-Modells in ATLANTIS ergeben für das Jahr 2016 einen CO<sub>2</sub>-Ausstoß von rund 247 Millionen Tonnen für deutsche Braun- und Steinkohleanlagen. Laut der öffentlichen Datenbank Energy Charts (Fraunhofer ISE) betrug der tatsächliche Ausstoß deutscher Braun- und Steinkohleanlagen rund 246 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> [8]. Es ist zu erkennen, dass Deutschland (dunkelrot in Abbildung 8 links) den höchsten Anteil der Emissionen an der Kohleverstromung im europäischen Raum hält.

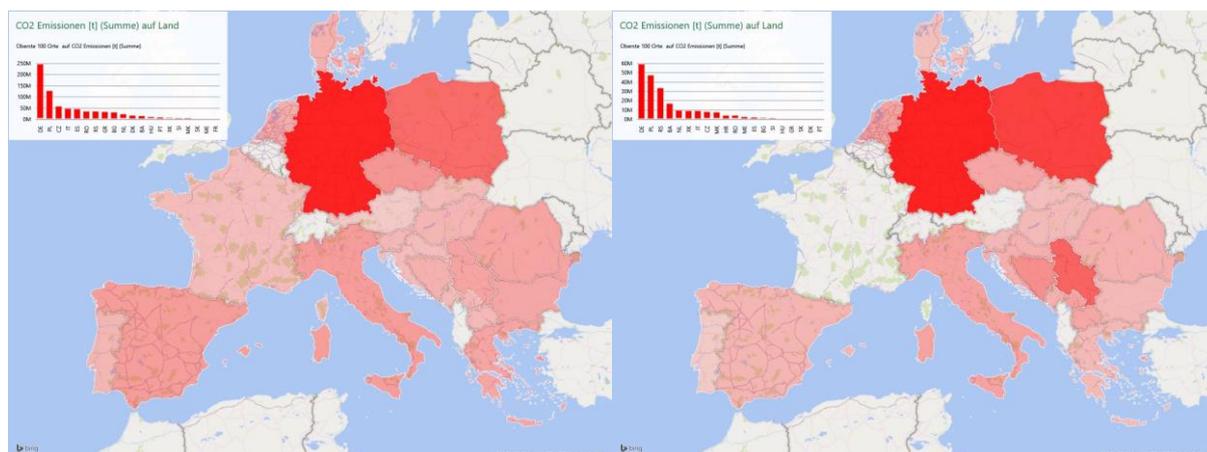


Abbildung 8: Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen an der Kohleverstromung im Jahr 2016 (links) und 2030 Szenario ST + deutscher Kohleausstieg (rechts)

Betrachtet man Abbildung 8 (rechts) so ist zu erkennen, dass Deutschland im Jahr 2030 noch immer den meisten Beitrag an Kohleemissionen liefert, sich der absolute Ausstoß allerdings auf rund 60 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und somit auf rund ein Viertel verringert. Weiters ist zu

erkennen, dass es auch in den übrigen Ländern aufgrund der Außerbetriebnahmen von Kohlekraftwerken zu einer zunehmenden Abnahme von CO<sub>2</sub>-Emissionen kommt.

## 4 Diskussion

Mithilfe der teilautomatisierten Szenarienmodellierung ist es möglich Kraftwerkentwicklungsszenarien für beliebige Länder in Abhängigkeit bestehender Kraftwerks- und Knotendatenbanken dynamisch zu modellieren und in weiterer Folge zu simulieren. Es gilt zu beachten, dass sich die Ergebnisse der lastflussbasierten RDZP Modellrechnungen in ATLANTIS von den Rechenergebnissen des TYNDP 2018 der ENTSO-E unterscheiden können. Gründe hierfür sind mögliche Abweichungen in der Netzinfrastruktur von ATLANTIS im Vergleich zum modellierten Übertragungsnetz der ENTSO-E. Weiters gilt es zu beachten, dass für dieses Paper nur der zentraleuropäische Raum (siehe Abbildung 4) modelliert wurde. Die Ergebnisse zeigen einen fortschreitenden Umbruch des europäischen Kraftwerksparks. Konventionelle Energieträger werden bei den Kraftwerkskapazitäten zunehmend von erneuerbaren Energieträgern abgelöst. Die Simulationen des elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodells ATLANTIS legen vor allem eine immer stärkere Relevanz des Energieträgers Gas an den Tag. Ein europäischer Kraftwerkspark der zunehmend auf volatilen dargebotsabhängigen Energieträgern fußt, erfordert aufgrund steigender Leistungsgradienten einen zunehmend flexibleren Kraftwerkseinsatz um die Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleisten zu können. Neben den modernen und flexibel einsetzbaren Gaskraftwerken sollte in aktuellen Diskussionen vor allem das Potential von Pumpspeicherkraftwerken im Alpenraum nicht außer Acht gelassen werden.

## Referenzen

- [1] E. Commission, "A European Green Deal." [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en). [Accessed: 14-Jan-2020].
- [2] E. Commission, "Clean Energy." [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/860072/Clean\\_energy\\_en.pdf.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/860072/Clean_energy_en.pdf.pdf). [Accessed: 14-Jan-2020].
- [3] H. Stigler, U. Bachhiesl, G. Nischler, and G. Feichtinger, "ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector," *Cent. Eur. J. Oper. Res.*, vol. 24, no. 4, pp. 965–988, 2016.
- [4] ENTSO-E /ENTSO-G, "TYNDP 2018 Scenario Report," 2018. [Online]. Available: [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP\\_documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP_documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf). [Accessed: 06-Jan-2020].
- [5] ENTSO-E, "Maps&Data," 2018. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>. [Accessed: 17-Aug-2018].
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Kohleausstiegsgesetz: Umsetzung der Beschlüsse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“,“ 2020. [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kohleausstiegsgesetz-umsetzung-der-beschluesse-der-kommission.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kohleausstiegsgesetz-umsetzung-der-beschluesse-der-kommission.pdf?__blob=publicationFile&v=6). [Accessed: 30-Jan-2020].
- [7] Gesetzentwurf der Bundesregierung, "Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)," 2020. [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-kohleausstiegsgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8). [Accessed: 30-Jan-2020].
- [8] Fraunhofer ISE, "Energy Charts," 2020. [Online]. Available: [https://www.energy-charts.de/emissions\\_de.htm?source=lignite&view=absolute&emission=co2&year=all](https://www.energy-charts.de/emissions_de.htm?source=lignite&view=absolute&emission=co2&year=all). [Accessed: 31-Jan-2020].