



Das europäische Energiesystemmodell der r2b energy consulting GmbH

Aufbau, Struktur und Funktionsweise

Köln, 6. Oktober 2021

Inhaltsverzeichnis

1	Europäisches Stochastisches Energiesystemmodell.....	2
2	Modellübersicht & Grundstruktur des Modells.....	5
2.1	Eingesetzte Software und Hardwarerestriktionen.....	5
2.2	Grundstruktur des Europäischen Energiesystemmodells.....	6
3	Grundsätzliche Optionen zur Modellkonfiguration.....	11
3.1	Modellkonfiguration 1: Einstellbare regionale Auflösung in Modell- und Satellitenregionen	11
3.2	Modellkonfiguration 2: Einstellbare zeitliche Auflösung und zeitlicher Optimierungshorizont im Elektrizitätsmarktmodul.....	13
3.3	Modellkonfiguration 3: Einstellbare Technologieklassen zur Stromerzeugung und Stromspeicherung im Elektrizitätsmarktmodul.....	14
3.4	Modellkonfiguration 4: Einstellbare Vermarktungsoptionen im Elektrizitätsmarktmodul	21
3.5	Modellkonfiguration 5: Einstellbare stochastische Wetterjahre & Brennstoff- und CO ₂ -Preise	22
4	Technische Beschreibung des Modellierungsansatzes der globalen Kostenoptimierung	25
4.1	Modellierung des Energiemarktergebnisses im kurzfristigen Bereich.....	25
4.2	Modellierung des mittel- und langfristigen Strommarktergebnisses.....	31

1 Europäisches Stochastisches Energiesystemmodell

Zusammenfassende Beschreibung des Europäischen Energiesystemmodell

Das stochastische Europäische Energiesystemmodell mit dem Fokus auf den Elektrizitätssektor verfolgt das Ziel, die Entscheidungen von Wirtschaftssubjekten (Unternehmen und Verbrauchern) unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen auf individueller Ebene abzubilden. Auf dieser Basis werden die aggregierten Marktergebnisse (z. B. installierte Kapazitäten und Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien, Speicher und Flexibilitätsoptionen, Strompreise an Großhandelsmärkten, CO₂-Emissionen, Brennstoffverbräuche) abgeleitet. Dabei werden auf der einen Seite technische und ökonomische Eigenschaften von bestehenden Erzeugungsanlagen und zukünftigen Erzeugungsoptionen, Verbrauchern sowie Speichern detailliert abgebildet. Auf der anderen Seite werden die Anforderungen hinsichtlich der Deckung der Strom-, Wärmenachfrage bei den Endverbrauchern und sonstige Brennstoffbedarfe, wie zum Beispiel Wasserstoff, im Gewerbe- und Industriebereich bei der Modellierung der individuellen Entscheidungen berücksichtigt. Nach Bedarf können alle nachfrageseitigen Parameter gemäß ihrer Möglichkeit der zu Grunde liegenden Verbrauchsprozesse und Technologien als flexibel betrachtet werden (z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen, E-Kessel, industrielles Lastmanagement). Als zusätzliche Nebenbedingung berücksichtigt das Modell weitere Infrastrukturen, wie Übertragungsnetze und Pipelinesysteme auf aggregierter Ebene. Im Bereich der Strommarktmodellierung ermöglicht das Modell auch vertiefte Analysen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Neben den technischen und ökonomischen Parametern können auch unterschiedliche Aspekte der Regulierung und des Marktdesigns sowie unterschiedliche Klimaschutzpolitiken im Energiesystem abgebildet werden.

Fokus Europäischer Elektrizitätsmarkt

Im Einklang mit dem liberalisierten EU-Binnenmarkt für Elektrizität wird bei Investitions- und (vorübergehenden) Stilllegungsentscheidungen sowie bei Entscheidungen zum Einsatz von Erzeugungsanlagen, Speichern und Flexibilitätsoptionen, welche auf Basis von Preissignalen auf den wettbewerblich organisierten Märkten getroffen werden, die Prämisse einer Gewinnmaximierungsabsicht von Unternehmen unterstellt. Bei der zusätzlichen Annahme von vollkommenem Wettbewerb auf diesen Märkten ist diese Prämisse mit einer volkswirtschaftlichen Kostenminimierung, d. h. einer effizienten Anpassung des Elektrizitätsversorgungssystems durch individuelle Unternehmensentscheidungen, identisch. Neben dem Großhandelsmarkt für Strom werden auch die Märkte für Systemdienstleistungen, insbesondere die Märkte für die Vorhaltung von Regelleistung der unterschiedlichen Qualitäten - Primär-, Sekundär- und

Minutenreserve - und deren Abruf im Modell berücksichtigt. Zusätzlich können unterschiedliche Marktdesignoptionen im Bereich Kapazitätsmärkte auf länderindividueller Ebene berücksichtigt und deren Rückwirkungen auf die restlichen oben genannten Märkte adäquat mit betrachtet werden.

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern, deren Zu- und Rückbau sowie deren Einsatz nicht oder nicht ausschließlich von Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt für Strom und auf den Regenergiemärkten abhängen, wie z. B. Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen und KWK-Anlagen, werden einerseits die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Förderung im Modell abgebildet. Andererseits wird bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen (Windenergie On- und Offshore, Photovoltaik, Laufwasserkraft) die tatsächliche Erzeugung unter Berücksichtigung des individuellen Energiedargebotes modelliert. Bei Erzeugungsanlagen, die neben Strom auch Wärme und/oder Dampf erzeugen, werden die lokalen Vermarktungsmöglichkeiten der Wärme und/oder des Dampfes im Rahmen der Modellierung abgebildet.

Der Elektrizitäts- und Wärmeverbrauch sowie der Bedarf an Systemdienstleistungen werden im Modell grundsätzlich als Eingangsannahmen erfasst. Als Ausnahme gelten Stromverbräuche, die aufgrund der endogenen Modellierung von Sektorenkopplung als Ergebnis errechnet werden. Die Vorgaben zur Höhe, der zeitlich und wetterabhängigen Struktur der Stromnachfrage (Last) und des Regelleistungsbedarfs werden dabei auf Basis vorgeschalteter Analysen sowie durch Setzung entsprechender Annahmen ermittelt. Vorgegeben wird auch ein Bedarf von regulatorisch ausgeschriebener Leistung in Ländern, in denen ein Kapazitätsmechanismus existent ist. Zur Abbildung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite bestehen optional verschiedene Möglichkeiten der Modellierung. Bei einer endogenen Abbildung wird auch hierbei die Entscheidung von Wirtschaftssubjekten - in diesem Fall Stromverbrauchern - auf individueller Ebene grundsätzlich in Abhängigkeit von wirtschaftlichen Aspekten sowie technischen Restriktionen, z. B. in nachgelagerten industriellen Produktionsprozessen, nachgebildet.¹

Das Modell ist als Instrument zur Simulation des europäischen Elektrizitätsmarktes ausgelegt. Somit erfolgt eine simultane Betrachtung der nationalen bzw. regionalen Märkte in Europa, wobei Im- und Exporte zwischen den Märkten im Modell ermittelt werden. Es kann zwischen einem herkömmlichen NTC-Modellansatz und einem vereinfachten Flow-based-Ansatz gewählt

¹ In allen Varianten wird eine Preiselastizität der Nachfrage nach elektrischer Energie in Abhängigkeit des Verbrauchertyps unterstellt, die unter Berücksichtigung der Heterogenität der Verbraucher zu einer aggregierten preiselastischen Nachfragefunktion zusammengefasst wird.

werden. Die vorhandene und geplante Netzinfrastruktur zwischen den modellierten Regionen wird dabei hinsichtlich ihrer einschränkenden Wirkung auf den maximal möglichen Stromaus-tausch zwischen den Modellregionen bzw. Gebotszonen berücksichtigt.

Zusätzliche Aspekte der Modellierung von Sektorkopplung

Je nach Fragestellung kann das europäische Elektrizitätsmarktmodell um Aspekte der Energie-systemmodellierung (mit Fokus auf Sektorkopplung) erweitert werden. In dieser Modellkonfi-guration werden neben der Erzeugung, der Speicherung und dem Verbrauch von Elektrizität auch die Bereitstellung der Primärenergien für die Befuerung von (Heiz-)Kraftwerken model-liert. Die Zuschaltung dieser Module erlaubt dann

- eine Abbildung von bivalenten Kraftwerkstechnologien (Kraftwerke, die mehr als einen Brennstoff verfeuern können);
- eine Abbildung der Förderung und des Transports von einzelnen Energieträgern in Pipe-linesystemen oder sonstigen Transportmöglichkeiten bzw. einer Vor-Ort-Förderung und Verfeuerung;
- eine Abbildung der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse zur Rückverstro-mung im Energiesystem oder zur Deckung einer industriellen Nachfrage (In diesem Fall entsteht eine zusätzliche endogene Nachfrage nach Elektrizität).

Die Kapazitäten zur Förderung bzw. Herstellung der einzelnen Energieträger kann dem Modell entweder vorgegeben werden (exogene Entwicklung) aber auch als endogene Entwicklung auf Basis von Vorgaben zu Kosten und Preisen ermittelt werden. Somit ermöglicht die Modellierung detaillierte Analysen zum optimalen Zusammenspiel des Ausbaus dargebotsabhängiger erneu-erbarer Energien, dem Verbrauch fossiler Energieträger, der Wasserstoffrückverstromung in (Heiz-) Kraftwerken und den erforderlichen zusätzlichen Stromspeichern.

2 Modellübersicht & Grundstruktur des Modells

Im Folgenden wird zunächst eine allgemeine Übersicht des Energiesystemmodells gegeben. Anschließend wird die Vorgehensweise bei der Modellierung der unterschiedlichen ökonomischen und technischen Aspekte im Rahmen von Entscheidungen zu Investitionen und vorübergehenden und endgültigen Stilllegungen, Revisionen sowie Betrieb von Erzeugungsanlagen und Speichern detailliert dargestellt. Abschließend werden exemplarische Anwendungsmöglichkeiten aufgezeigt, die aufgrund des modularen Aufbaus des Modells variabel an die jeweiligen individuellen Analyseanforderungen angepasst werden können.

Die Darstellungen beziehen sich dabei zunächst auf eine umfassende Version des europäischen Energiesystemmodells, so dass die Möglichkeiten der Anwendung und des jeweiligen Vorgehens vollständig beschrieben werden. Je nach Fragestellung und Untersuchungsrahmen passen wir den Detaillierungsgrad (z. B. zeitliche Auflösung des Modells, Genauigkeit der Abbildung von technischen und ökonomischen Eigenschaften von Erzeugungsanlagen, Speichern und Flexibilitätsoptionen, die Genauigkeit der Abbildung von Märkten für Systemdienstleistungen, die Wärmebereitstellungsseite, die vollständige Berücksichtigung der Brennstoffseite und der Grad an Stochastik) sowie der im Modell betrachteten Länder bzw. Regionen sowie des Analysezeitraums an. Diese Anpassungen des Modells sind ggf. erforderlich, um die Komplexität des Modells so weit zu reduzieren, dass einerseits Beschränkungen hinsichtlich der heute verfügbaren Hard- und Software eingehalten werden und andererseits die Durchführung eines Rechenlaufs zu ermöglichen, so dass eine angemessene Laufzeit der Simulation nicht überschritten wird. Durch einen modularen Aufbau des Modells können diese Anpassungen jeweils durch automatisierte Vorgaben vorgenommen werden, ohne dass Anpassungen an der Datenbasis oder bei der Programmierung, d. h. des Quellcodes, erforderlich sind.

2.1 Eingesetzte Software und Hardwarerestriktionen

Unser europäisches Elektrizitätsmarktmodell ist als lineares Programmierungsproblem (LP) in der Modellierungsumgebung GAMS formuliert. In seiner umfassenden Version besteht das Modell aus mehreren 10 Mio. Gleichungen und mehreren 10 Mio. Variablen. Die optimale Lösung des Modells wird mit Hilfe von CPLEX 12.6.X, einem leistungsstarken, kommerziellen Solver für die Lösung für lineare Programmierungsprobleme, ermittelt.

Die hohe Komplexität des vollständig integrierten Europäischen Energiesystemmodells bedarf einer leistungsfähigen Rechnerinfrastruktur. Je nach Detaillierungsgrad und entsprechendem

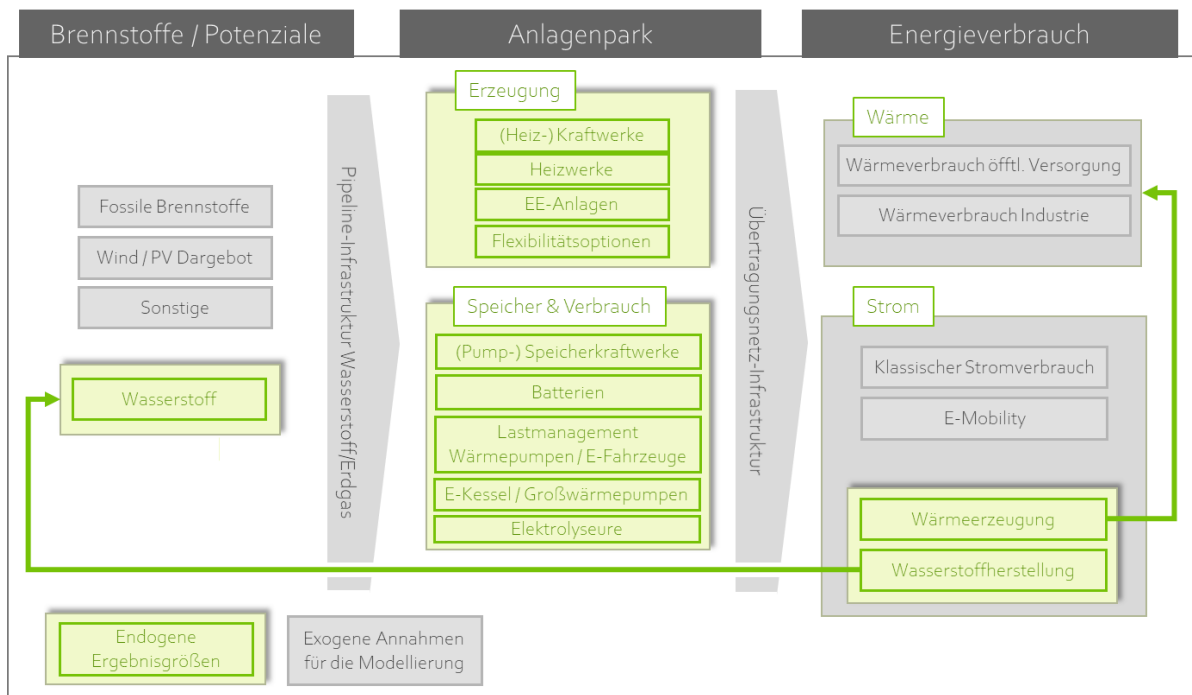
Rechenaufwand des Modells können wir auf notwendige Rechnerinfrastruktur entweder In-house oder über sog. Cloud-Computing zurückgreifen.

Bei r2b energy consulting GmbH verfügen wir über drei leistungsstarke Rechner (mit insgesamt rd. 600 parallelen Kernen und über zwei TB Arbeitsspeicher). Die Hardwareumgebung ermöglicht uns über eine Hypervisor-Technologie virtuelle Rechnerkapazitäten in Abhängigkeit der jeweiligen Anforderungen an die Komplexität des Strommarktmodells für unterschiedliche Betriebssysteme zu Verfügung zu stellen (wir greifen hierbei auf die gleiche Technologie zurück, wie sie bspw. bei Amazon's „EC2 Elastic Compute Cloud“ eingesetzt wird). Unsere Wetterdaten werden zusätzlich auf zwei ausschließlich dafür vorgesehenen redundanten Datenbankservern mit jeweils 30 TB Festplattenkapazitäten gespeichert. Sie stehen für rasche Abfragen und Analysen gleichzeitig im parallelen Betrieb für unsere Mitarbeiter zu Verfügung.

2.2 Grundstruktur des Europäischen Energiesystemmodells

Die Grundstruktur des Modells ist in Abbildung -1 dargestellt. Es wird der Zusammenhang zwischen dem Primärenergieeinsatz bei den Kraftwerken und dem Energiedargebot bei den Erneuerbaren Energien einerseits, dem verfügbaren Anlagenpark und der Energienachfrage in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen andererseits abgebildet. Ebenfalls ist die Rolle der unterschiedlichen Energietransportinfrastrukturen (Pipelines für Erdgas und Wasserstoff sowie die Übertragungsnetze bei Strom) ersichtlich. Als zentrales Merkmal des Energiesystemmodells wird die Rückkopplung zwischen dem Stromverbrauch einerseits und der Herstellung von Wasserstoff und der Bereitstellung von Wärme für die öffentliche Versorgung und Industrie andererseits gezeigt. Ebenfalls ist in der Abbildung ersichtlich, welche Aspekte der Modellierung endogen (d.h., als Ergebnis des Modells) und welche der Modellierung exogen (d.h. als Vorgabe) sind.

ABBILDUNG -1: STRUKTUR DES EUROPÄISCHEN ELEKTRIZITÄTSMARKTMODELLS



Quelle: Eigene Darstellung.

In der Abbildung -2 wird die Modellstruktur nach Eingangsdaten (Inputs), dem eigentlichen Energiesystemmodell und den Ergebnissen (Outputs) unterschieden. Dabei ist der eigentliche Kern des Modells der Europäische Strommarkt.

Die Eingangsdaten (Inputs) lassen sich in sechs Bereiche untergliedern. Der **erste** Bereich beschreibt die Nachfrageseite. Dies umfasst den Bedarf an elektrischer Energie, den Bedarf an Systemdienstleistungen sowie zentral beschaffte Leistung bei Kapazitätsmärkten. Ebenfalls werden hier Wärmeverbräuche der öffentlichen Versorgung und der Industrie sowie die Wasserstoffverbräuche (stoffliche Nutzung) der Industrie und des Verkehrs, inkl. der Möglichkeit einer Grünstromquote, vorgegeben. Neben stündlichen, wetterabhängigen Verbrauchswerten (Last) sowie dem Regelleistungsbedarf und dem Regelenergieabruf können in diesem Bereich auch Inputdaten zu Flexibilitäten auf der Nachfrageseite (Lastmanagement in der Industrie, Wärmepumpen, E-Mobility, Wärmeerzeuger in der öffentlichen Versorgung und Power-to-Gas-Anlagen) berücksichtigt werden. Das Elektrizitätserzeugungssystem muss die Anforderungen, die sich durch den Bedarf auf der Nachfrageseite ergeben, im Modell erfüllen. Zusätzlich müssen die stündlichen Wärmebedarfsstrukturen der öffentlichen Wärmesysteme durch KWK-Anlagen, Heizkessel und elektrische Wärmeerzeuger sowie der Bedarf an Wasserstoff durch Elektrolyseure und auf Basis von Dampfreformierung mit und ohne CCS gedeckt werden.

Beim **zweiten** Bereich handelt es sich um Eingangsdaten zum bestehenden Erzeugungssystem. Neben technischen und wirtschaftlichen Parametern von bestehenden konventionellen Kraftwerken sowie Speicher-, Pumpspeicherkraftwerken, Batterien, Elektrolyseuren, stromseitigen Wärmeerzeugern der öffentlichen Versorgung und der Industrie (E-Kessel / Großwärmepumpen) sowie weiteren nachfrageseitigen Infrastrukturdaten werden in diesem Bereich auch die erforderlichen wetterdatenabhängigen Eingangsdaten zu Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen erfasst.

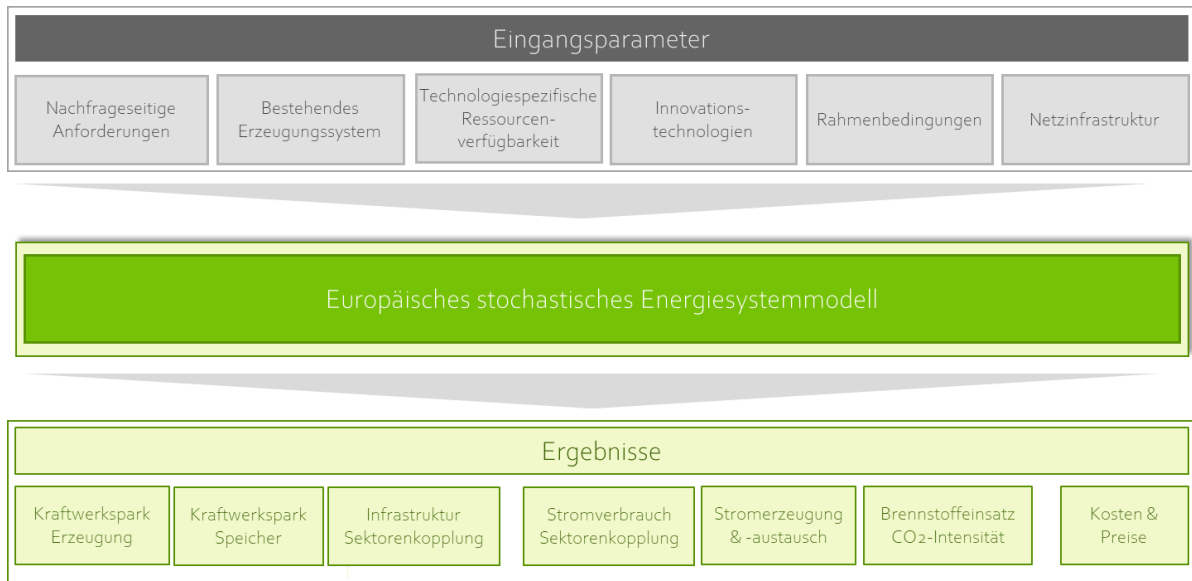
In einem **dritten** und **vierten** Bereich werden die Potenziale, Kosten und technischen Eigenschaften von zukünftigen Erzeugungsoptionen im konventionellen Kraftwerkspark, Flexibilitätsoptionen, Speichern und von Erzeugungsoptionen auf Basis regenerativer Energiequellen abgebildet. Diese können durch Investitionen dem Elektrizitätserzeugungssystem unter Berücksichtigung der jeweiligen Kosten zur Verfügung gestellt werden.

Der **fünfte** Bereich beschreibt die für die Entwicklung und den Betrieb des Energiesystems wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen. Hierzu zählen unter anderem Preise für Primärenergieträger und CO₂-Zertifikate sowie eine Abbildung des Fördersystems für erneuerbare Energien und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.

Im **sechsten** Bereich werden die erforderlichen Informationen zur vorhandenen und geplanten Netz- und Pipelineinfrastruktur erfasst. Handelsflüsse zwischen Modellregionen und im Modell nicht explizit berücksichtigte Nachbarregionen werden ggf. als aggregierte Im- und Exportfunktionen hinterlegt.

Die Eingangsdaten sind die quantitative Ausgangsbasis der Modellrechnungen. Im Modell erfolgt eine Abbildung der Abhängigkeiten und Wechselwirkungen in Form eines dynamischen, interregionalen und stochastischen Kostenminimierungsmodells, die im Rahmen von Einsatz- und Investitionsentscheidungen im Erzeugungssystem von Bedeutung sind. Je nach Einsatzzweck, kann das Modell auch stochastische Elemente, z.B. unterschiedliche Wetterjahre und unterschiedliche Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen modellintegral berücksichtigen.

ABBILDUNG -2: EINGANGSPARAMETER UND ERGEBNISSE DES EUROPÄISCHEN ENERGIESYSTEMMODELLS



Quelle: Eigene Darstellung.

Nach der Lösung des Modells ist die Möglichkeit der Ableitung und Ausgabe von diversen Modellergebnissen gegeben. Hierbei lassen sich zwei Arten von Ergebnissen unterscheiden. Einerseits liegen auf Basis des Modells Ausgabewerte vor, die den Werten der Variablen im Rahmen der optimalen Lösung zugeordnet werden. Hierzu zählen u. a. folgende Ergebnisgrößen:

- Installierte Kapazitäten sowie Zubauten und vorübergehende und endgültige Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken nach Erzeugungstechnologien sowie Erneuerbare Energien-Anlagen, Speichern und Batterien sowie erschlossene Flexibilitätsoptionen. Ebenfalls ermittelt das Modell den notwendigen Bedarf an Elektrolyseuren zur langfristigen Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems.
- Stromverbrauch von Technologien zur Sektorenkopplung: Elektrolyseure und elektrische Wärmeerzeuger (Großwärmepumpen, E-Kessel) und Wärmepumpen im Haushalts- und GHD-Sektor sowie den Stromverbrauch auf Basis von E-Mobilität
- Stromerzeugung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen (insbesondere im Bereich der Regelenergiemärkte) von Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler Brennstoffe und erneuerbarer Energiequellen und Speichern/Batterien sowie verfügbare Flexibilitätsoptionen; Langfristig wird auch die Erzeugungsmengen auf Basis der Wasserstoffrückverstromung ermittelt

- Brennstoff- und H₂-verbrauch sowie CO₂-Emissionen von konventionellen Kraftwerken nach Erzeugungstechnologien
- Kosten mit einer Differenzierung nach Kostenarten (z. B. Brennstoff / H₂-kosten, Kosten für CO₂-Emissionen, Personal- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten und Investitions- und Kapitalkosten)
- Im- und Exporte zwischen den Modellregionen (im NTC-Ansatz), bzw. Auswertung der Netto-Positionen im Flow-based-Ansatz

Andererseits liegen zusätzlich sogenannte Grenzkosten bzw. Schattenpreise² von Gleichungen des Modells vor, aus denen u. a. Preise am Großhandelsmarkt für Strom und Preise auf den Regelenergiemärkten abgeleitet werden können. Falls das Modell unter Berücksichtigung von Kapazitätsmärkten gerechnet wurde, können auch Preise für Leistung im Rahmen dieser Marktde-signoptionen hergeleitet werden (hierbei werden die Grenzkosten der zusätzlichen Leistung auf Grund des Kapazitätsmarktes ausgewertet).

Wird das Modell unter Berücksichtigung einer jährlichen CO₂-Restriktion berechnet, kann das Modell auch die Grenzvermeidungskosten im europäischen Energiesystem berechnen. Dieser wiederum kann als Schätzung für den Preis für Emissionszertifikate im EU-ETS interpretiert werden.

Die Möglichkeiten der regionalen und zeitlichen Auflösung der Ergebnisse ergeben sich direkt aus den Vorgaben des Detaillierungsgrads bei der Modellierung. In der Regel sind sämtliche Ergebniswerte in bis zu stündlicher Auflösung für alle Modelljahre und sämtliche Modellregionen im Rahmen der Ergebnisdarstellung verfügbar.

² Alternativ werden diese auch als Marginals oder Dualwerte des linearen Programmierungsproblems bezeichnet.

3 Grundsätzliche Optionen zur Modellkonfiguration

Der Detaillierungsgrad des Energiesystemmodells wird über die Festlegung von unterschiedlichen Modellkonfigurationen festgelegt. Die Auswahlmöglichkeiten werden in den nächsten Abschnitten im Überblick dargestellt.

3.1 Modellkonfiguration 1: Einstellbare regionale Auflösung in Modell- und Satellitenregionen

Im Modell wird zwischen Modellregionen³ und Satellitenregionen unterschieden. In den Modellregionen werden die Einsatz- und Investitionsentscheidungen von Erzeugungsanlagen modellendogen, d. h. als im Rahmen der kostenminimalen Lösung zu bestimmender Wertes, ermittelt. Unterschieden wird zugleich noch zwischen nationalen und aggregierten Modellregionen. Nationale Regionen werden anhand der Ländergrenzen und ggf. anhand ihrer internen Gebotszonenkonfigurationen abgebildet während aggregierte Modellregionen aus mehreren Ländern zusammengefasst werden. Im- und Exporte zwischen Satellitenregionen und den jeweilig angrenzenden Modellregionen simulierten wir über aggregierte Im- und Exportfunktionen.

³ Bei den Modellregionen kann je nach Fragestellung nach einfachen Modellregionen und Kernregionen unterschieden werden. In den Kernregionen wird in diesen Fällen ein höherer Detaillierungsgrad bei der Modellierung, z. B. durch die Verwendung von einer größeren Anzahl von Technologie- und Effizienzklassen (s.u.) bis hin zu einer Analyse des Einsatzes auf Ebene der einzelnen Kraftwerksblöcke im System, ermöglicht.

ABBILDUNG-1: AUSGEWÄHLTE MODELLREGIONEN MIT FOKUS AUF ZENTRAL-WEST-EUROPA



Quelle: Eigene Darstellung.

Sowohl zwischen Modellregionen als auch zwischen Modell- und benachbarten Satellitenregionen werden auf Basis der vorhandenen und geplanten Netz- und Pipelineinfrastrukturen maximale Kapazitäten des Austauschs bestimmt. Unter Berücksichtigung dieser maximalen Leistungswerte des Austauschs sowie möglichen Netzverlusten bei großräumigen Transportflüssen können Im- und Exporte von Brennstoffen bzw. elektrischer Energie zwischen den benachbarten Regionen erfolgen. Innerhalb einer Modellregion wird davon ausgegangen, dass keine Transportengpässe - in einem für die ökonomische Betrachtung relevanten Ausmaß - bestehen, bzw. diese über eine Engpassmanagement Eingang in das Modell finden.

3.2 Modellkonfiguration 2: Einstellbare zeitliche Auflösung und zeitlicher Optimierungshorizont im Elektrizitätsmarktmodul

Eine simultane Analyse von kurzfristigen Entscheidungen zum Einsatz und von mittel- sowie langfristigen Entscheidungen zu Investitionen und Stilllegungen (sowie Revisionen) von Erzeugungsanlagen erfordert sowohl eine hohe zeitliche Auflösung als auch einen langen Betrachtungszeitraum bei der Simulation.

ABBILDUNG -2: MONATLICHE NACHFRAGESTRUKTUREN (OBEN) UND LASTABHÄNGIGE TAGESZYKLEN (UNTEN) IM WINTER FÜR DAS WETTERJAHR 2011 IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung.

Der Einsatz von Erzeugungsanlagen hängt sowohl von der Höhe der jeweiligen Last zum Betrachtungszeitpunkt als auch aufgrund von dynamischen Effekten von der chronologischen Reihenfolge der Lastniveaus ab. Die Strukturen der Last lassen sich in der Regel hinreichend genau durch typische tägliche Zyklen abbilden, wenn Unterschiede zwischen Tagestypen (Arbeitstage, Wochenenden sowie Feier- und Brückentage) und den Jahreszeiten bzw. Monaten des Jahres berücksichtigt werden (siehe Abbildung -2).

Durch den bereits heute erreichten Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die zukünftig zu erwartende weitere Erhöhung dieser Anteile erscheint eine Modellierung der

residualen Last auf Basis von Typtagen und Saisons nicht mehr problemadäquat. Vielmehr muss die zeitliche Auflösung geeignet sein, um neben der Laststruktur zusätzlich eine Abbildung der volatilen stündlichen und saisonalen Strukturen der Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in angemessener Weise zu ermöglichen. Aus diesem Grund ist im europäischen Elektrizitätsmarktmodell eine zeitliche Auflösung von bis zu 8.760 Stunden (bzw. 8.784 Stunden in Schaltjahren) vorgesehen, wobei wiederum die chronologische Reihenfolge der Stunden berücksichtigt wird.

Gleichzeitig ist in unserem europäischen Elektrizitätsmarktmodell eine Analyse bis zum Jahre 2050 möglich, um bei der Entscheidung über Investitionen und Stilllegungen in Erzeugungsanlagen die gesamte technische Lebensdauer der Anlagen von 20 bis 50 Jahren betrachten zu können.⁴ Dabei kann die Anzahl der betrachteten Jahre (Modelljahre) variabel festgelegt werden. In Abhängigkeit des Detaillierungsgrad bei der Modellierung von anderen Aspekten kann eine bis zu jährlicher Analyse vorgenommen werden.

3.3 Modellkonfiguration 3: Einstellbare Technologieklassen zur Stromerzeugung und Stromspeicherung im Elektrizitätsmarktmodul

Die Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften von bestehenden Erzeugungsanlagen basiert auf einer europäischen Kraftwerksdatenbank sowie einer Datenbank zu Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa. In diesen Datenbanken sind sowohl Angaben zur Technologie und zum verwendeten Primärenergieträger als auch Parameter zu den wesentlichen technischen Eigenschaften (u. a. installierte Netto-Leistung, Netto-Wirkungsgrade, Lastgradienten, An- und Abfahrzeiten, technische Mindestleistung und Wirkungsgrade bei Betrieb in Teillast) und ökonomische Kennzahlen (u. a. Personal-, Wartungs- und Instandhaltungskosten, variable Kosten für Betriebs- und Hilfsstoffe) sämtlicher Erzeugungsanlagen auf Blockebene abgebildet. Zusätzlich sind Angaben zum Inbetriebnahmezeitpunkt, zur technischen Lebensdauer (unter Berücksichtigung von Maßnahmen zur Verlängerung der technischen Lebensdauer), zum Netzanschluss (Spannungsebene und Netzknoten) und zum Netzanschlussbetreiber sowie Geoinformationen zum Standort der Anlagen in den Datenbanken hinterlegt. Anlagen mit der Möglichkeit der Wärmeauskopplung haben zusätzlich

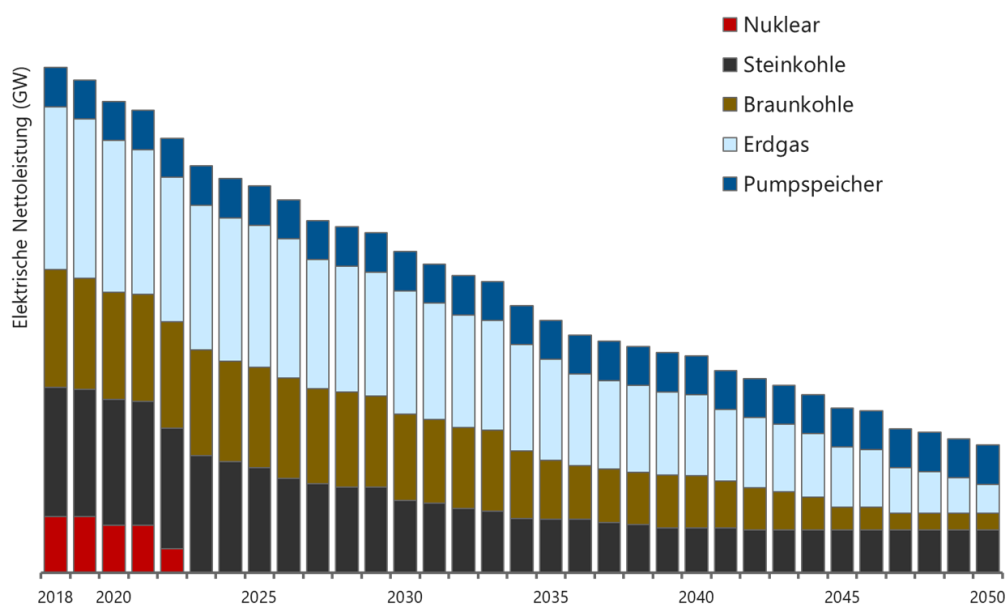
⁴ Zugleich wird das Endwertproblem bei dynamischen Optimierungsproblemen durch eine annuitätische Verteilung der Investitions- und Finanzierungskosten von Erzeugungsanlagen über die technische Lebensdauer der Anlage deutlich entschärft (siehe Abschnitt „Modellierung des mittel- und langfristigen“). Dadurch ist eine deutliche Verringerung zwischen dem zu analysierenden Zeitraum und dem erforderlichen Optimierungszeitraum in der Analyse möglich.

wärmeseitige Parameter erfasst. Dazu gehören die installierte thermische KWK-Leistung, eine leistungsbezogene Stromkennzahl sowie ggf. eine Stromverlustkennzahl, die verwendete KWK-Technologie (GuD-Anlagen und Dampfturbinen mit Gegendruck- bzw. /Entnahmekondensationsstechnologie zur Wärmeauskopplung, Gasturbinen mit Abhitzekeessel, Motorkraftwerke und Objekt-BHKW) und eine jährliche wetterjahresabhängige Wärmeerzeugung.

Abbildung -3 zeigt den Kraftwerksdatenbestand für Deutschland sowie eine abgeleitete Sterbelinie auf Basis festgesetzter technischer Lebensdauern.

Bei Speicher- und Pumpspeichern sind zusätzliche Informationen zu natürlichen Zuflüssen, Speichervolumina der (Ober- und Unter-)Becken und im Falle von Pumpspeichern der installierten Leistungen der Pumpen sowie deren Wirkungsgrade vorhanden. Im Falle von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind ebenfalls zusätzliche Angaben vorhanden. Einerseits sind die (verbleibende) Dauer und die Höhe von Förderungszahlungen erfasst. Andererseits sind spezifische Angaben, wie z.B. bei Windenergieanlagen Nabenhöhen und Leistungskennlinien, hinterlegt.⁵

ABBILDUNG -3: STERBELINIE DES THERMISCHEN KRAFTWERKSPARKS IN DEUTSCHLAND UNTER BERÜCKSICHTIGUNG IN BAU BEFINDLICHER KRAFTWERKE



⁵ Die Datenbasis unterscheidet sich hinsichtlich der Verfügbarkeit von Informationen in den einzelnen Modellregionen, da die Veröffentlichungspflichten in den einzelnen Ländern der EU sowie der Schweiz und Norwegen nicht einheitlich sind. Fehlende öffentlich verfügbare Informationen zu einzelnen Angaben werden durch detaillierte Recherchen sowie plausible Ersatzwerte ergänzt.

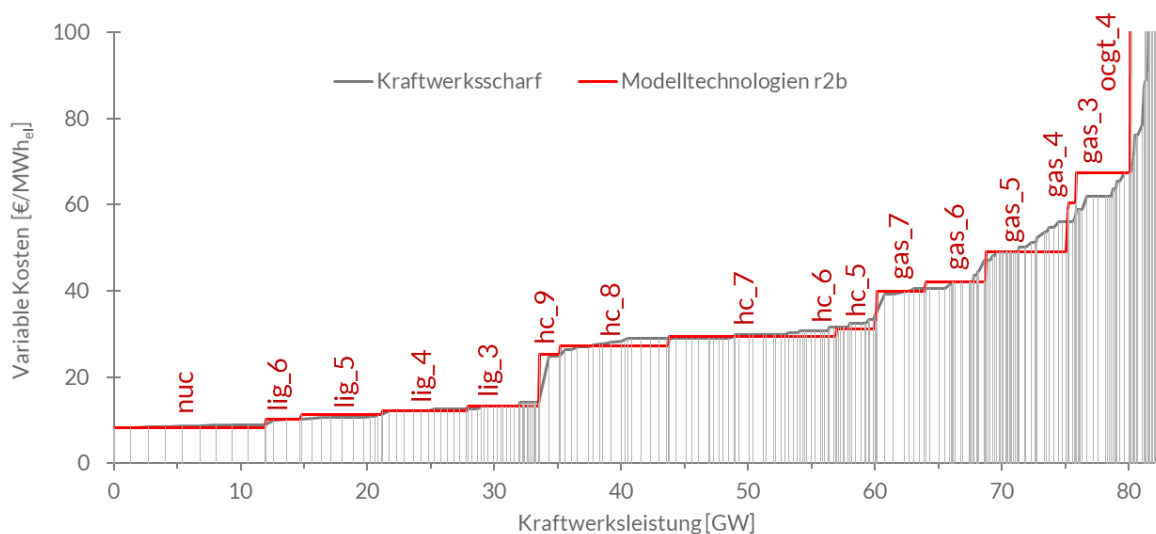
Quelle: Eigene Darstellung.

Da eine individuelle Abbildung der Anlagen im Modell nicht möglich ist, werden die Erzeugungsanlagen in Technologie- und Effizienzklassen unter Berücksichtigung einer regionalen Differenzierung zusammengefasst. Dabei wird eine unterschiedliche Vorgehensweise bei konventionellen Kraftwerken auf Basis fossiler Brennstoffe und Kernkraftwerken, bei Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energien und bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und Batterien gewählt.

Konventionelle Kraftwerke mit/ohne Kraft-Wärme-Kopplung und Kernkraftwerke

Bei konventionellen Kraftwerken und Kernkraftwerken erfolgt zunächst eine Einteilung der bestehenden Anlagen in Technologieklassen nach Modellregionen, Erzeugungstechnologien (Dampfturbinenkraftwerk mit und ohne Vorschaltgasturbine, Gasturbine, Motoren und GuD-Anlage) und Primärenergieträgern (Uran, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl und Wasserstoff). Es ist möglich einer Technologieklasse auch mehrere Energieträger zuzuordnen (bivalente Befuerung). Innerhalb dieser Technologieklassen werden den einzelnen Kraftwerksblöcke Effizienzklassen zugeordnet. Des Weiteren ist eine Untergliederung der Anlagentypen nach Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung möglich. Es wird unterschieden zwischen Anlagen mit zwei Freiheitsgraden (Entnahme- und Anzapfkondensation) und Anlagen mit einem Freiheitsgrad (Gegendruckanlage).

ABBILDUNG -4: 'MERIT ORDER' DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARK IN DEUTSCHLAND (SCHEMATISCH)



Quelle: Eigene Darstellung.

Wesentliches Kriterium bei der Zuordnung der einzelnen Kraftwerksblöcke zu Technologieklassen ist der elektrische Netto-Wirkungsgrad sowie die Möglichkeit der Anlage, Wärme in einem signifikanten Ausmaß auszukoppeln. Diese beiden Eigenschaften gewährleisten einen hohen Genauigkeitsgrad bei der Modellierung der Einsatzweise der Kraftwerke, deren wichtigstes Kriterium die variablen Erzeugungskosten der Anlagen sowie die Notwendigkeit einer lokalen Wärmedeckung ist. Die Wahl der Anzahl Technologieklassen kann je nach Anforderung an das Modell individuell sein und kann bis hin zu blockscharfer Modellierung reichen.

Abbildung -4 zeigt exemplarisch die installierte Kraftwerksleistung sortiert nach variablen Erzeugungskosten (sog. merit order) bei individueller Betrachtung der einzelnen Kraftwerksblöcke und bei einer aggregierten Betrachtung nach Zuordnung der einzelnen Kraftwerksblöcke zu Technologieklassen in der Grundversion des Modells für Deutschland. Es wird deutlich, dass die Zusammenfassung der bestehenden Kraftwerksblöcke zu Technologieklassen nur mit einem sehr geringen Genauigkeitsverlust verbunden ist.

Jeder Technologieklassen werden auf Basis der Werte der einzelnen Kraftwerksblöcke in der jeweiligen Technologieklassen technische und ökonomische Parameter zugeordnet. Insbesondere berücksichtigt werden:

- Installierte Leistung (netto)
- Dauer von An- und Abfahrvorgängen
- Mindestteillast
- Elektrischer Wirkungsgrad (netto) bei Vollast und bei Mindestteillast
- Geplante- und Ungeplante Nicht-Verfügbarkeit
- Positive und negative Lastgradienten
- Bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung: Stromkennziffer und Stromverlustkennzahl
- Erzeugungsabhängige variable Kosten
- Zustandsabhängige Kosten für An- und Abfahrvorgänge
- Jährlich wiederkehrende Personal- und Wartungskosten
- Einmalige Investitionskosten

Technologieklassen mit der Möglichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden je nach KWK-Technologie unterschiedlich modelliert. Bei Anlagen, bei denen grundsätzlich von einer gewissen Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion ausgegangen werden kann, wird der Einsatz unter Berücksichtigung dieser Flexibilität endogen modelliert. D.h., das Modell kann die Betriebspunkte der Anlage in einer Abwägung zwischen einer stromseitigen Erläsoptimierung bei gleichzeitiger Wärmebedarfsdeckung unter Berücksichtigung von ggf. vorhandenen E- und

Gas-Kesseln, Großwärmepumpen und Wärmespeichern optimal wählen. Bei rein Wärmegeführten KWK-Anlagen (insb. im industriellen Bereich) wird die Stromerzeugung grundsätzlich vorgegeben. Eine Abweichung von dieser Fahrweise erfolgt ausschließlich kostenbasiert bei sehr hohen und sehr niedrigen Strompreisen. Die unterjährigen Wärmebedarfsstrukturen, die den KWK-Anlagen bzw. den KWK-Systemen zur Deckung vorgegeben werden, unterscheiden sich grundsätzlich nach ihrem Anwendungszweck in der öffentlichen Versorgung und der Industrie.

KWK- Technologieklassen können unterschiedlichen **Typen von Wärmesystemen** zugeordnet werden. Die modellierten Typen von Wärmesystemen charakterisieren den wärmeseitigen Bedarf für die KWK- Technologien genauer. Sie unterscheiden sich dabei insbesondere in folgenden Punkten:

- Größe des Wärmebedarfs (in Relation zum KWK-Erzeugungsportfolio)
- Struktur des Wärmebedarfs, hauptsächlich bedingt durch unterschiedliche Anwendungsfälle (industrieller Wärmebedarf, Fernwärme in Groß- und Kleinstädten, Nahwärme, Wohn-Quartier vs. Gewerbepark, ...)
- Vorhandene und zukünftige Verfügbarkeit bzw. Potenziale sowie Kosten und ggf. Fördertatbestände für andere komplementäre und/oder substituierende Wärmeerzeugungsformen, wie z.B. Power to Heat, Heizwerke oder erneuerbare Wärmeerzeugung
- Fördertatbestände, -höhen und -begrenzungen/-bedingungen für unterschiedlichen KWK-Anlagentypen mit unterschiedlichen Anreizen für Investitionen in KWK-Anlagen und deren gesamtsystemdienliche Einsatzweisen.

Erzeugungsanlagen auf Basis sonstiger, nicht regenerativer Energieträger (z. B. Gicht- und Grubengas oder Müll) werden im Modell nicht endogen berücksichtigt. Vielmehr werden dem Modell die jährlichen Energiemengen sowie der zeitliche Verlauf der Einspeisung in stündlicher Auflösung vorgegeben.

Neben den Technologieklassen für Bestandsanlagen werden dem Modell weitere **Technologieklassen für Neuanlagen** vorgegeben. Als zusätzliche Technologieklassen sind Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung (CCS-Technologien) vorgesehen, die im Modell ab einem vorzugebenden zukünftigen Jahr (z.B. 2035) als Option für Investitionen zur Verfügung stehen. Ebenfalls besteht im Modell die Möglichkeit, ein sogenanntes Repowering von Bestandsanlagen durchzuführen. Bei dieser Option können Bestandsanlagen ihren Brennstoff austauschen, z.B. von einer Steinkohle- auf eine Erdgasbefuerung wechseln. Meistens wird dabei auch

der Wirkungsgrad der Anlage geändert. Bei den Technologieklassen für neue Kraftwerke wird im Modell zur Abbildung des technischen Fortschritts zugleich der Zeitraum vorgegeben, in dem ein Zubau möglich ist. In der aktuellen Modellversion dürfen für bestimmte Technologien Zubauten erst ab den Jahren 2025 bis 2030 vorgenommen werden.

Für alle Technologieklassen besteht die Möglichkeit, dass der Kraftwerksrückbau gemäß dem vorgegebenen Rückbau erfolgt.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wird zunächst eine Einteilung nach Modellregionen vorgenommen. Anschließend erfolgt eine Einteilung nach Speicherkraftwerken (SP-KW) der Alpen- / Pyrenäenregion, nach nordischen Kaskadenspeicherkraftwerkssystemen (KSP-KW) und Pumpspeicherkraftwerken (PSP-KW), wobei PSP-KW zusätzlich nach PSP-KW mit natürlichem Zufluss und ohne natürlichen Zufluss unterteilt werden. Eine weitere Kategorisierung ergibt sich durch die Unterscheidung von Tages- und Wochenspeichern auf der einen Seite und saisonalen Speichern auf der anderen Seite. Die Kategorisierung wird dabei auf Basis des Verhältnisses von Turbinenleistung zu Speichervolumen vorgenommen.

Auf Basis der in der Kraftwerksdatenbank für die einzelnen Anlagen hinterlegten Werte werden für jede Technologiekategorie die aggregierte Turbinen- und Pumpleistung, der durchschnittliche Netto-Wirkungsgrad - im Falle von Pumpspeicherkraftwerken der Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung der Verluste bei Speicherfüllung und Erzeugung - ermittelt. Zusätzlich werden Annahmen zum Energiegehalt, dem zeitlichen Verlauf und dem Wetterjahr der natürlichen Zuflüsse, dem aggregierten nutzbaren Speichervolumen der Anlagen sowie weitere Annahme zur Regelbarkeit der Pumpen in den Inputtabellen des Modells hinterlegt. Bei saisonalen Speichersystemen werden auch saisonale minimale und maximale Füllstände der Speicher vorgegeben, um der Bevorratungsstrategie von Staaten aufgrund von unterjährigen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Niederschläge und Trockenperioden Rechnung zu tragen.

Bei kaskadenartigen Speichersystemen, wie sie insbesondere in den nordischen Ländern dominierend sind, werden neben den oben skizzierten saisonalen Zyklen der Speicherfüllstände auch die historischen/wetterjahresabhängigen stündlichen Erzeugungszeitreihen im Modell berücksichtigt. Die kaskadenartige Verschaltung der Schwellwasserkraftwerke führt dazu, dass sich die Potenzialenergie in den Flüssen in einer zeitlichen Welle durch die Erzeugungsanlagen hindurchbewegt. Diese charakteristische Erzeugungszeitreihe kann für unterschiedliche Wetterjahre in den historischen Erzeugungszeitreihen der betroffenen Länder identifiziert werden. Sie wird in gewissen Bandbreiten dem Modell vorgegeben.

(Groß-)Batteriespeicher mit Vermarktung im europäischen Strommarkt

Für Großbatteriespeicher sieht das Modell ebenfalls eigene Technologieklassen vor, wobei sich die grundsätzliche Modellierung an derjenigen eines reinen Pumpspeicherkraftwerks orientiert. Der wesentliche Unterschied besteht dann darin, dass das verfügbare Speichervolumen für einen Batteriespeicher deutlich geringer angenommen wird als dasjenige eines großen Pumpspeicherkraftwerks. Selbstverständlich unterscheiden sich auch die Annahmen hinsichtlich der technischen Parameter zwischen Batterien und Pumpspeicherkraftwerken.

Im Modell besteht die Möglichkeit, unter Berücksichtigung von entsprechenden Kostenparametern Batteriespeicher endogen zuzubauen und stillzulegen.

Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Modell unterteilt in die Kategorien Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke, Geothermie, Biomasse (fixe Einspeisung und flexible Fahrweise), Biomüll, kleines und großes Laufwasser, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Den Erzeugungskapazitäten im Modell liegt für Deutschland eine anlagenscharfe EE-Datenbank zugrunde. Darin enthalten sind bereits validierte und um fehlende Daten ergänzte EEG-Anlagendaten der Übertragungsnetzbetreiber (EEG-Anlagendaten) sowie der Bundesnetzagentur (Marktstammdatenregister) für die vergangenen Jahre mit Angaben u.a. zu Energieträger Vergütung, Inbetriebnahmedatum, installierte Leistung, PLZ-scharfer Standort (geocodiert), vermiedene Netznutzungsentgelte, jährliche Stromerzeugung, bei Biomasse Unterteilung nach fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergie, Vergütungen, Netzanschluss-ebene, Anschlussnetzbetreiber. Für die Berücksichtigung des Zubaus von EE-Anlagen sind in der Datenbank für Deutschland zusätzlich detaillierte Potenzialdaten hinterlegt. So liegen sowohl für Windenergie die derzeitigen Vorranggebiete geocodiert als auch für Photovoltaik gemein-descharfe Dachflächenpotenziale vor. Für Wind Offshore beinhaltet die Datenbank sämtliche in Betrieb genommenen, im Bau befindlichen und geplanten Windparks mit detaillierten Daten u.a. zu geplanter Inbetriebnahme, Leistung, Standort sowie weiterer technischer und ökonomischer Angaben.

Für die europäischen Länder sind die aktuell installierten Kapazitäten der einzelnen EE-Technologien hinterlegt. Für die Entwicklung des Zubaus werden detaillierte länderspezifische Potenziale (bspw. Dachflächenpotenziale für Photovoltaik, Flächenpotenziale für Wind Onshore, ausgewiesene Flächen und anlagenscharfe Planungen für Wind Offshore) berücksichtigt. Diese Potenziale wurden auf Basis detaillierter und umfangreicher Analysen bestimmt und werden ständig aktualisiert (bspw. aufgrund politischer Veränderungen in den jeweiligen Ländern).

Für die dargebotsabhängigen Technologien wie Windenergie, Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke und Laufwasser, hängen die Erzeugungsmengen von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen ab. Auf Basis regionaler stündlicher Windganglinien bzw. auf Basis von lokalen stündlichen Werten der Globalstrahlung, Direktstrahlung und Temperaturen (Datengrundlage: Reanalysedaten COSMO/ICON-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes) unter Berücksichtigung der installierten Anlagenleistungen und der technischen Parameter an den einzelnen Standorten können Einspeiseprofile für die unterschiedlichen Technologien erstellt werden. Bei Laufwasserkraftwerken ist die Erzeugungsleistung von der Wasserführung der Flüsse, die saisonale Zyklen aufweisen, abhängig. Für geothermische Anlagen, Bioenergieanlagen sowie Deponie-, Klär und Grubengas wird basierend auf historischen Einspeisewerten und historischen Volllaststunden eine stündliche Einspeisestruktur ermittelt. Grundsätzlich wird die Entwicklung der Erneuerbaren Energien dem Modell unter Berücksichtigung der genannten Restriktionen und Informationen exogen vorgegeben.

Im Rahmen der Heranführung der erneuerbaren Energien an die wettbewerblichen Märkte in Deutschland, z. B. im Rahmen des Marktprämienmodells und der Möglichkeit der optionalen Direktvermarktung, kann in allen Modellregionen optional eine Teilnahme der erneuerbaren Energien an den Großhandelsmärkten für Strom und an den Regelenergiemärkten modelliert werden. Die entsprechende Einteilung von Anlagen auf Basis biogener Energieträger in Technologieklassen mit entsprechender Abbildung der technischen und ökonomischen Eigenschaften ermöglicht hierbei ein analoges Vorgehen bei der Modellierung wie bei den konventionellen Kraftwerken, wobei spezifische zusätzliche Aspekte, z. B. von Bonuszahlungen im Rahmen des Marktprämienmodells und Annahmen zu der Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Biogas, jeweils in Abhängigkeit von Annahmen der konkreten zukünftigen Ausgestaltung der Fördermodelle in die Modellierung integriert werden. In der aktuellen Modellversion werden dabei bis zu drei verschiedene Technologiekategorien unterschieden. Den Technologieklassen werden wiederum die in der Modellierung erforderlichen technischen und ökonomischen Parameter zugeordnet.

3.4 Modellkonfiguration 4: Einstellbare Vermarktungsoptionen im Elektrizitätsmarktmodul

Das europäische Elektrizitätsmarktmodell bietet grundsätzlich die Möglichkeit der Modellierung von unterschiedlichen Marktsegmenten. Ein Markt besteht dabei jeweils aus einer Angebots- und einer Nachfrageseite. Sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite existieren dabei sowohl exogene als auch endogene Anbieter bzw. Nachfrager. Als unabdingbar gilt

die Modellierung des europäischen Großhandelsmarktes für Strom, auf dem inflexible und flexible Nachfrager ihren Strom bei inflexiblen und flexiblen Stromerzeugern und Speichern beschaffen. Die Modellierung des Großhandelsmarktes für Strom erfolgt über eine Abbildung der Stromnachfrage (Last) in stündlicher Auflösung hinsichtlich ihrer Höhe und chronologischen Reihenfolge.

Das Modell kann zusätzlich zu einer Teilnahme der Erzeugungs-, Flexibilitäts- und Speicheroptionen sowie der flexiblen Verbraucher am Großhandelsmarkt für Strom eine Teilnahme dieser Marktteilnehmer an den Märkten für Regel- und Reserveenergie abbilden.⁶ Bei der Modellierung der Vermarktungsmöglichkeiten auf den Regelenergiemärkten kann ein unterschiedlicher Detaillierungsgrad gewählt werden. Einerseits kann eine Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Regelenergiequalitäten - Primär-, Sekundär- und Minutenreserve - und Arten (positive und negative Regelleistung) vorgenommen werden und es können ggf. weitere Reservearten - Stundenreserve oder Dauerreserve - berücksichtigt werden. Abhängig von der gewählten Differenzierung werden auch die technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen (Präqualifikationskriterien) sowie regulatorische Vorgaben, z. B. zu Gebotszeitscheiben, angepasst. Zusätzlich wird der Abruf von Regelenergie über eine Wahrscheinlichkeitsfunktion unterschiedlicher Abrufhöhen der vorgehaltenen Regelleistung ggf. wiederum differenziert nach Regel- und Reserveenergiequalitäten in der Modellierung berücksichtigt. Hierbei können in der aktuellen Version bis zu zehn unterschiedliche Abrufniveaus von Regelenergie mit den entsprechenden Wahrscheinlichkeiten hinterlegt werden.

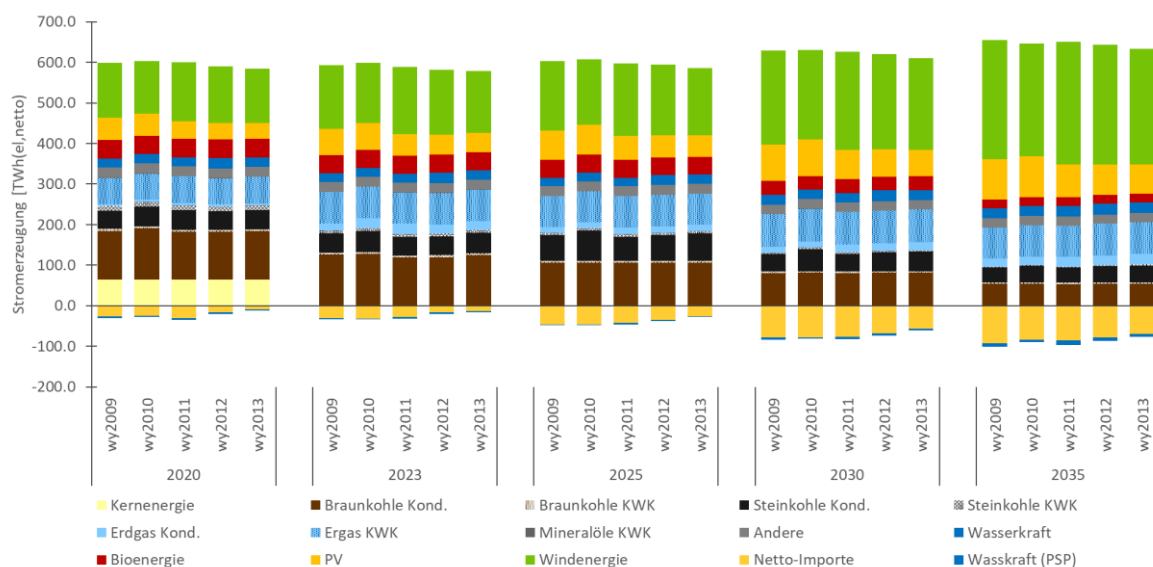
3.5 Modellkonfiguration 5: Einstellbare stochastische Wetterjahre & Brennstoff- und CO₂-Preise

Im europäischen Strommarktmodell wird der zunehmenden Durchdringung von dargebotsabhängigen Stromerzeugungstechnologien in vielfältiger Weise Rechnung getragen. So kann das Modell die fundamentale Unsicherheit von heute für die Zukunft unsicheren Wetterbedingungen bei der Einspeisung der wetterabhängigen Erzeugungstechnologien Windenergie Onshore Offshore, PV und Laufwasser (und der natürliche Zufluss bei Speichern) abbilden. Ebenfalls passen sich die Stromverbräuche und Laststrukturen in Abhängigkeit der gewählten Wetterjahre an. Der wirtschaftliche effiziente Bedarf an Bestands- und Neubaukraftwerken sowie die Erschließung von Flexibilitätsoptionen und der Zubau an Elektrolyseuren wird dann so ermittelt,

⁶ Zusätzlich können auch regionale oder überregionale Kapazitätsmärkte sowie Märkte für weitere Systemdienstleistungen, z. B. Schwarzstartfähigkeit oder regionale und lokale Bereitstellung von Blindleistung, in der Modellierung berücksichtigt werden.

dass die zukünftigen Erlöse stochastisch von der Realisierung unterschiedlicher Wetterbedingungen mit Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängen. In Abbildung -5 ist das Ergebnis eines stochastischen Energiesystemmodelllaufes mit fünf Wetterjahren (wy2009-wy2013) für Deutschland in der Entwicklung bis 2030 exemplarisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass insbesondere die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien stark variiert und diese Variation umfanglich über veränderte Netto-Importe und eine an die Umstände angepasste Fahrweise von konventionellen Kraftwerken, Flexibilitätsoptionen und Speichern/Batterien ausgeglichen wird. Im Modell stehen grundsätzlich die frei wählbaren Wetterjahre 2007 bis 2019 zu Verfügung, wobei die Eintrittswahrscheinlichkeiten einzelner Wetterjahre individuell vorgegeben werden können. Die Anzahl gleichzeitig zu berücksichtigender Wetterjahre unterliegt hardwaretechnischen Beschränkungen, die jeweils in Kombination mit anderen gewählten Modellkonfigurationen berücksichtigt werden.

ABBILDUNG -5: EXEMPLARISCHE ERGEBNIS DES STOCHASTISCHEN STROMMARTMODELLS FÜR FÜNF STOCHASTISCHE WETTERJAHRE



Quelle: Eigene Darstellung.

Neben der stochastischen Auswahl von Wetterjahren ermöglicht das europäische Energiesystemmodell auch die Berücksichtigung von unsicheren Entwicklungen hinsichtlich Brennstoff- und CO₂-Preisen. Auch in einem solchen Modellsetting sind dann die zukünftigen Erlöse und Kosten von Bestands- und Neubauanlagen sowie Flexibilitätsoptionen stochastisch von den jeweils abweichenden Brennstoff- und CO₂-Preiskombinationen in den unterschiedlichen Prognosejahren abhängig. Im Ergebnis wird dann das Modell nur dann in eine Erzeugungstechnologie investieren oder eine Flexibilitätsoption erschließen, wenn die unsicheren Erlösströme und

Kostenentwicklungen im Zeitverlauf seiner technischen Lebensdauer insgesamt weiterhin eine angemessene Wagniskapitalverzinsung ermöglicht.

4 Technische Beschreibung des Modellierungsansatzes der globalen Kostenoptimierung

4.1 Modellierung des Energiemarktergebnisses im kurzfristigen Bereich

Der Einsatz von verfügbaren Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke, Speicher- und Pumpspeicher/Batterien sowie der Erneuerbaren Energien, Flexibilitätsoptionen und Sektorkopplungsanlagen) wird in dem Betrachtungszeitpunkt im Modell unter Kostenminimierungsaspekten festgelegt. D.h. die vorhandenen Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen mit den geringsten variablen Betriebskosten unter Berücksichtigung von dynamischen Aspekten (z.B. An- und Abfahrkosten bei thermischen Kraftwerken) sowie unter Berücksichtigung des (Pump-)Speichereinsatzes werden zur Deckung der stündlichen Last eingesetzt. Kraftwerke, welche bivalent befeuert werden können, wählen den zum jeweils günstigen Zeitpunkt den günstigsten Brennstoff. Die zu deckende Last ist in gewissen Grenzen flexibel und passt sich dem verfügbaren Angebot im Strommarkt an. Insbesondere Elektrolyseanlagen sowie Anlagen zur elektrischen Wärmebereitstellung reagieren hierbei auf Knappheiten auf dem Elektrizitätsmarkt. Grundsätzlich erfolgt dieser - die Kosten minimierende Einsatz der Erzeugungsanlagen - simultan über alle Modellregionen. Dadurch ist sichergestellt, dass bei ausreichend verfügbarer Übertragungs- und Pipelinekapazität zwischen zwei Modellregionen eine vollständige Marktintegration erfolgt, wohingegen bei Engpässen eine Marktaufteilung mit unterschiedlichen Großhandelspreisen stattfindet. Sowohl der kurzfristige Anlageneinsatz als auch die Modellierung der Im- und Exporte entspricht vollständig dem Ideal eines Wettbewerbsmarktes, so dass die Europäischen Strommärkte hinreichend genau abgebildet werden.

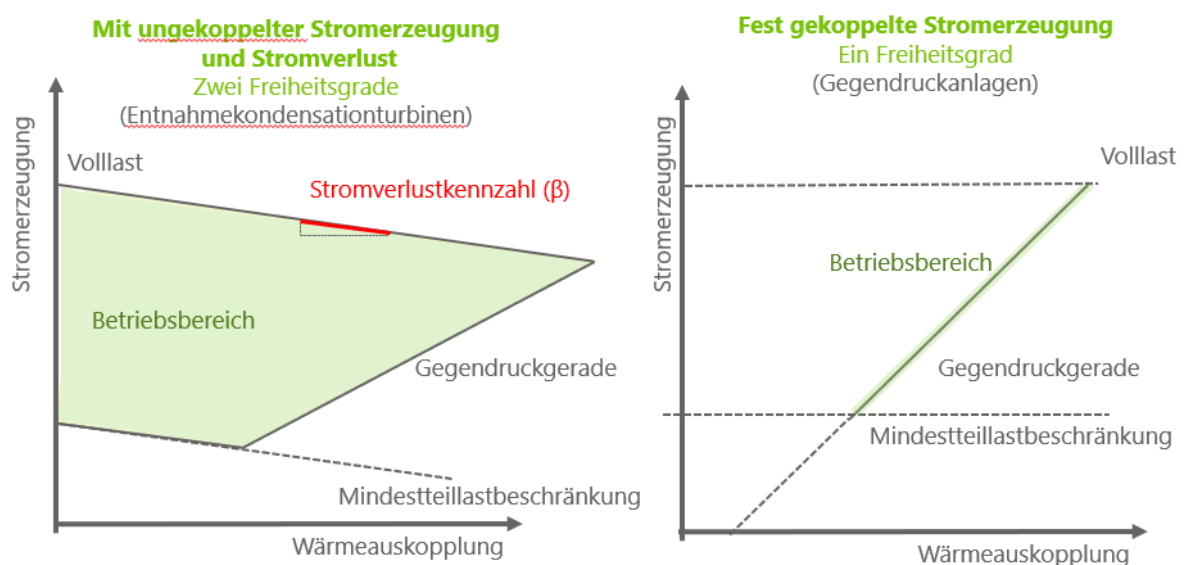
Zusätzlich müssen durch die flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen die erforderlichen Systemdienstleistungen - jeweils innerhalb der Modellregion - bereitgestellt werden. Bei der Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung sind die technischen Restriktionen bei den Erzeugungsanlagen sowie die technischen und regulatorischen Anforderungen (Präqualifikationskriterien und Markt- und Produktdesign) berücksichtigt. Insbesondere sind auch die Interdependenzen zwischen dem Großhandelsmarkt und den Regelenergiemärkten hierbei detailliert modelliert. Die zusätzlichen Kosten der Bereitstellung von Regelleistung und des resultierenden Abrufs von Regelenergie werden simultan im Rahmen der Kostenminimierung in die Ermittlung der optimalen Betriebsweise der Erzeugungsanlagen einbezogen.

Modellierung des Einsatzes von konventionellen Kraftwerken

Die Betriebs- und Einsatzentscheidungen konventioneller Kraftwerke werden zweistufig abgebildet. Eine Erzeugungsanlage kann dabei in Betrieb oder im Stillstand sein. Nach einem Stillstand der Anlage ist ein Anfahrvorgang erforderlich, um sie ans Netz zu synchronisieren. Im Modell werden die Kosten sowie die erforderliche Zeit, die beim Anfahrvorgang erforderlich ist, berücksichtigt. Wird eine Anlage ausgeschaltet, ist ein Abfahrvorgang erforderlich. Dabei werden wiederum die Kosten sowie die erforderliche Zeit, die beim Abfahrvorgang erforderlich ist, berücksichtigt.

Ist eine Anlage in Betrieb muss sie zwischen ihrer technischen Mindestlast und Nennleistung erzeugen. Unterschiede bei den variablen Erzeugungskosten in Abhängigkeit des Betriebspunktes zwischen technischer Mindestleistung und Nennleistung werden über eine Approximation der Wirkungsgrade in den beiden Betriebspunkten berücksichtigt.

ABBILDUNG -1: BETRIEBSDIAGRAMM VON ANLAGEN DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG



Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung muss nebst der technischen Mindestlast auch die sog. Gegendruckbedingung erfüllt sein. Diese Bedingung beschreibt die minimale Stromerzeugung, um eine bestimmte Einheit Wärme auskoppeln zu können. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad (Gegendruckanlagen) ist die Strom- und Wärmeerzeugung entlang dieser Gerade linear gekoppelt. Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden (Entnahme- und Anzapfkondensation) entspricht diese Gerade einer Mindeststromerzeugungsbedingung. Des Weiteren muss bei diesen Anlagen die Stromverlustbedingung erfüllt sein, welche besagt, dass mit zunehmender

Wärmeauskopplung die maximale Stromerzeugung sinkt. In Abbildung -1 sind die Betriebsdiagramme von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung abgebildet.

Als weiter Nebenbedingung für die KWK- Anlagen gilt, dass der Wärmebedarf in dem zugeordneten Wärmesystem jederzeit gedeckt wird. Die Modellierung erfolgt auch hier nach dem Kostenminimierungsansatz zusammen mit den alternativen im Wärmesystem verfügbaren Wärmeerzeugungstechnologien (Fossile Heizkessel, Elektrodenheizkessel, Großwärmepumpen, Wärmespeicher, Solarthermie und Geothermie).

Neben der eigentlichen Einsatzentscheidung der Anlage wird die Entscheidung der Vermarktung der Erzeugungsanlage modell-endogen bestimmt. Erzeugungsanlagen können sowohl elektrische Energie auf dem Großhandelsmarkt für Strom als auch Regelleistung auf den Märkten für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve anbieten.

Thermische Kraftwerke müssen, um Regelleistung anbieten zu können, in Betrieb sein, da aufgrund der Dauer der Anfahrvorgänge von mehreren Stunden die Bereitstellung aus dem Stillstand technisch nicht möglich ist. Die mögliche Angebotsleistung hängt dabei sowohl bei positiver als auch negativer Regelleistung vom Leistungsgradienten der Anlage ab. Unter Berücksichtigung der Anforderungen der Bereitstellungszeit bei der jeweiligen Regelleistungsqualität ergeben sich unterschiedliche Höhen der maximalen technischen Leistungsgebote. Zugleich wird im Modell die Interdependenz zwischen Erzeugung elektrischer Energie für die Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt und Bereitstellung von Regelleistung berücksichtigt. Bei positiver Regelleistung muss eine Leistungsscheibe zwischen technischer Mindestleistung und Nennleistung der Anlage freigehalten werden, um im Falle eines Abrufs der Regelleistung die Erzeugung von elektrischer Energie kurzfristig erhöhen zu können. Bei negativer Regelleistung muss eine Leistungsscheibe zwischen der Wirkleistung und der technischen Mindestlast vorhanden sein, um im Falle eines Abrufs die Erzeugung von elektrischer Energie kurzfristig abzusenken. Eine Ausnahme bei der Bereitstellung von positiver Minutenreserve bilden offene Gasturbinen, Notstromaggregate, Gasmotoren sowie Vorschaltgasturbinen. Diese können aufgrund ihrer hohen Anfahrgeschwindigkeiten auch aus dem Stillstand positive Minutenreserve anbieten.

Bei einem Abruf von positiver Regelenergie fallen zusätzliche variable Kosten der Erzeugung an, während bei einem Abruf von negativer Regelenergie variable Kosten der Erzeugung eingespart werden. Die Häufigkeit des Abrufs wird dabei durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion abgebildet. Beim Abruf von Regelleistung werden in Abhängigkeit des Abrufniveaus zunächst die Anlagen, die die geringsten variablen Kosten (positive Regelenergie) verursachen bzw. die höchsten

Einsparungen bei den variablen Kosten (negative Regelenergie) ermöglichen und die zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden, eingesetzt.

Der Einsatz von mit fossilen Brennstoffen bzw. Wasserstoff befeuerten Kraftwerken kann ebenfalls durch eine Verfügbarkeit von Brennstoffen bzw. deren begrenzter Transportinfrastruktur beschränkt werden. Diese zusätzlichen Bedingungen können dabei in der Form zeitlich variabel ausgestaltet werden, dass die Beschränkung der verfügbaren Brennstoffe entweder stündlich, täglich, wöchentlich, monatlich oder jährlich vorgegeben werden. Der Unterschied liegt dann darin, wie flexibel das vorhandene brennstoffbezogene Energiebudget über die einzelnen Einsatzstunden der Kraftwerke in der betroffenen Zeitperiode verteilt werden kann. Interessant ist diese Modellierungsoption bspw. bei Braunkohlekraftwerken, deren Brennstoffverfügbarkeit abhängig ist von Förderkapazitäten in den angeschlossenen Tagebauen. Ebenfalls können solche Bedingungen genutzt werden, um beschränkte Transportkapazitäten von Erdgaspipelineinfrastruktur bzw. Steinkohletransportwege abzubilden. Die Beschränkung kann entweder Wetterjahresabhängig oder auch einheitlich für alle modellierten Wetterjahre vorgegeben werden.

Modellierung des Einsatzes von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken / (Groß-)Batterien

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Batterien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer zu berücksichtigenden Kosten und ihrer technischen Restriktionen beim Einsatz erheblich von thermischen Kraftwerken. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke / Batterien haben keine direkten variablen Kosten der Erzeugung. Vielmehr verfügen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke / Batterien nur über ein beschränktes Energiebudget (Energieinhalt der Speicher), das durch die Erzeugung von elektrischer Energie reduziert wird. Dadurch reduziert eine Erzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt die Erzeugungsmöglichkeiten in der Zukunft. Zugleich ist dabei zu berücksichtigen, dass einerseits über natürliche Zuflüsse und bei Pumpspeicherkraftwerken / Batterien über die Füllung der Speicherbecken bzw. der Batterie durch Pumpen der Energiegehalt wieder erhöht wird bzw. werden kann. Beim Betrieb der Pumpen sind die Kosten des Verbrauchs von elektrischer Energie bewertet mit den Preisen zum jeweiligen Zeitpunkt des Pumpens im Modell berücksichtigt. Andererseits ist das maximale nutzbare Volumen der Speicherbecken - im Falle von Pumpspeicher des Ober- und Unterbeckens - in der Modellierung abzubilden, um sicherzustellen, dass die Beschränkungen des Energiebudgets nicht nur innerhalb einer gewissen Periode, sondern zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden.

Im Folgenden werden die relevanten Aspekte bei der Modellierung für einen saisonalen Pumpspeichers mit natürlichem Zufluss dargestellt. Die Modellierung von anderen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bzw. Batterien erfolgt analog, nur dass die Modellierung jeweils um entsprechende Aspekte vereinfacht werden kann.

Pumpspeicherkraftwerke und Batterien können auf dem Großhandelsmarkt für Strom als Anbieter und Nachfrager agieren. Als Anbieter stellen sie elektrische Energie für den Markt zur Verfügung. Dabei ist ihre maximale Erzeugung auf die installierte Turbinenleistung bzw. Kapazität beschränkt. Erzeugung von elektrischer Energie verringert den Energiegehalt der Speicher. Als Nachfrager erhöhen sie den Verbrauch, der dann durch andere Erzeugungsanlagen gedeckt werden muss. Dabei ist der maximale Verbrauch auf die verfügbare Pumpleistung bzw. Kapazität beschränkt. Durch den Einsatz der Pumpen / Batterien wird der Energiegehalt des Speichers erhöht. Sowohl beim Verbrauchen als auch bei der Erzeugung werden Wirkungsgradverluste abgebildet. Bei der Optimierung des Einsatzes der Anlagen wird im Modell zusätzlich berücksichtigt, dass zu jedem Zeitpunkt für die Erzeugung ausreichend Energie im Speicherbecken oder in der Batterie vorhanden sein muss und bei der Aufnahme von zusätzlicher Energie oder natürlichen Zuflüssen das maximale Speichervolumen bzw. die Batteriekapazität nicht überschritten werden kann. Aufgrund der technischen Flexibilität der Anlagen sind An- und Abfahrvorgänge, technische Mindestlasten sowie Mindeststillstandzeiten bei der Modellierung nicht zu berücksichtigen. Je nach Bedarf können saisonale Beschränkungen für die Speicherfüllstände berücksichtigt werden. Über solche Restriktionen kann berücksichtigt werden, dass einzelne Länder eine Bevorratung von Energie in ihren Speicherbecken betreiben. Diese Bevorratung schützt insbesondere vor längeren und unvorhersehbaren Trockenperioden.

Neben dem Großhandelsmarkt können Pumpspeicherkraftwerke und Batterien auch auf den Regelenergiemärkten als Anbieter auftreten. Dort können sie je nach Betriebszustand sowohl die Erzeugungs- als auch die Verbrauchsleistung jeweils als positive und negative Regelleistung der unterschiedlichen Qualitäten anbieten. Beim Abruf wird wiederum eine Wahrscheinlichkeitsfunktion hinterlegt. Im Falle eines Abrufs von positiver Regelenergie reduziert sich der Energiegehalt des Speichers, während sich dieser bei Abruf von negativer Regelenergie erhöht. Diese zusätzlichen Veränderungen des Energiegehalts der Speicher bzw. Batteriekapazitäten bei Bereitstellung von Regelleistung werden bei der Einhaltung der maximalen und minimalen Speicherfüllstände über Erwartungswerte in die Modellierung integriert.

Eine zusätzliche Besonderheit wird bei kaskadenartigen Speichersystemen, wie sie insbesondere in den nordischen Ländern vorherrschend sind im Strommarktmodell berücksichtigt. Hierbei werden neben den oben skizzierten saisonalen Zyklen der Speicherfüllstände auch die historischen stündlichen Erzeugungszeitreihen nach Wetterjahren im Modell berücksichtigt. Die kaskadenartige Verschaltung der Schwellwasserkraftwerke führt dazu, dass sich die Potenzialenergie in den Flüssen in einer zeitlichen Welle durch die Erzeugungsanlagen hindurchbewegt. Diese charakteristische Erzeugungszeitreihe kann für unterschiedliche Wetterjahre in den

historischen Erzeugungszeitreihen der betroffenen Länder identifiziert werden. Sie wird in gewissen Bandbreiten dem Modell vorgegeben.

Modellierung des Einsatzes von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen

Die Modellierung der Erzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen erfolgt mithilfe der bereits beschriebenen potenziellen technologiespezifischen Einspeiseganglinien. In der Regel wird die potenzielle Erzeugung der Anlagen vollständig ausgenutzt und auf dem Großhandelsmarkt für Strom vermarktet. Sollten sich Situationen ergeben, in denen die Last in einer Modellregion unter Berücksichtigung der maximalen Austauschmöglichkeiten, des zusätzlichen Pumpspeicherverbrauchs und der aus Systemsicherheit minimal erforderlichen konventionellen Kraftwerksleistung am Netz durch die potenzielle Erzeugung der Erneuerbaren Energien bereits überdeckt werden, erfolgt eine Verringerung der tatsächlichen Einspeisung unter das Niveau der potenziellen Möglichkeiten. Dabei werden technische Restriktionen und variablen Erzeugungskosten der Anlagen berücksichtigt.

Modellierung der Preiselastizität der Nachfrage im Stromsektor und Sektorenkopplungstechnologien im Energiesystemmodell

In den bisherigen Ausführungen wurde davon ausgegangen, dass eine exogen vorgegebene Last durch die Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen und Speicher/Batterien gedeckt werden muss. In der Realität reagieren bereits heute insbesondere große industrielle Verbraucher auf hohe Preise an den Großhandelsmärkten mit Lastreduktionen, nehmen zugleich als Anbieter an den Regelenenergiemärkten teil und reduzieren dadurch ihre Strombezugskosten. Zukünftig dürfte sich diese Entwicklung, u. a. durch Projekte im Bereich ‚smart metering‘ und die geplanten Projekte im Bereich der Elektromobilität, aber auch eine verstärkte Fokussierung von industriellen Verbrauchern bei der Optimierung ihres Energiebezugs weiter verstärken. Um diese Entwicklungen in Analysen auf Basis des europäischen Elektrizitätsmarktmodells berücksichtigen zu können, wurde die Möglichkeit geschaffen, diese Entwicklungen über preiselastische Nachfragefunktionen von Verbrauchern in die Modellierung zu integrieren.

In Abhängigkeit der jeweiligen aktuellen Systemgrenzkosten senken bestimmte Verbrauchergruppen und Verbrauchsanwendungen ihre Last ab oder nehmen eine zeitliche Verschiebung ihres Verbrauchs vor, so dass die erforderliche Erzeugung in der entsprechenden Periode reduziert werden kann (E-Mobility, Wärmepumpen, E-Heizer, Elektrolyseure). Wie bei der Modellierung des Einsatzes von Erzeugungsanlagen, folgt die Modellierung auch in diesem Bereich dem Kostenminimierungsansatz. Lastflexibilitäten werden in den Bereichen genutzt, in denen sie unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Restriktionen die Kosten senken können. Sie werden nur eingesetzt, wenn die Kosten von Alternativen auf der Erzeugungsseite zu

höheren Kosten als die erforderlichen Kosten der Bereitstellung dieser Flexibilitäten durch die Verbraucher sind. Insgesamt können im aktuellen Modell optional zwei unterschiedliche Arten von Verbrauchsflexibilitäten berücksichtigt werden (Lastreduktion und Lastverschiebung).

4.2 Modellierung des mittel- und langfristigen Strommarktergebnisses

Wie bei der Modellierung des Einsatzes wird auch die Entwicklung der zu den entsprechenden Zeitpunkten installierten und verfügbaren Erzeugungsanlagen sowie Sektorenkopplungsanlagen unter dem Aspekt der Kostenminimierung simuliert. Dabei wird auf der einen Seite auf Basis von Investitions- und Stilllegungsentscheidungen die Entwicklung aller installierten Leistungen (Erzeuger und Verbraucher) in den einzelnen Technologie- und Effizienzklassen bestimmt. Auf der anderen Seite werden die Zeiten, in denen die Revisionen von konventionellen Kraftwerken innerhalb eines Modelljahres erfolgen, für die einzelnen Technologie- und Effizienzklassen ermittelt.

Bei der Modellierung von Investitions- und vorübergehenden und endgültigen Stilllegungsentscheidungen von Erzeugungs- und Sektorenkopplungsanlagen lassen sich die modell-endogene Betrachtung auf einzelne konventionelle Kraftwerke, für den Markt erschlossene Flexibilitätsoptionen sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke/Batterien und Erneuerbare Energien Anlagen beschränken.⁷ Bei den konventionellen Kraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und Batterien werden modellendogen die Erzeugungsanlagen zugebaut, die bei der Deckung der Last und der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in der Zukunft die geringsten Kosten verursachen. Neben den variablen Erzeugungskosten werden dabei auch die Investitions- und Kapitalkosten beim Bau der Anlagen sowie bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken Restriktionen hinsichtlich der verfügbaren Potenziale, d. h. genehmigungsfähige Standorte, berücksichtigt. Dies gilt auch für die Modellierung zur Entwicklung von Großbatteriespeicher im Strommarkt. Neben den klassischen großtechnischen Anlagen kann das Modell auch neue dezentrale Flexibilitätsoptionen und Lastmanagement für den Markt erschließen. Dabei wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auf Grund lokaler Netzabsicherung bereits bestehen und lediglich für den Markt erschlossen werden müssen. Aus diesem Grund sind die Potenziale dieser Technologien beschränkt.

⁷ Diese Vorgaben können auf Basis von Studien und politischen Zielvorgaben (z. B. den nationalen Aktionsplänen für Erneuerbare Energien der einzelnen Mitgliedstaaten) erfolgen. Zusätzlich ist eine Kopplung mit Analysen auf Basis eines von der r2b energy consulting GmbH entwickelten Modells der Erneuerbaren Energien, in dem Investitionen in Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien in Abhängigkeit der Potenziale, politischen Rahmenbedingungen und Fördermechanismen abgebildet werden, möglich.

Die Sektorkoppelungstechnologien im Bereich der netzgebundenen Wärme (Elektrodenheizkessel und Großwärmepumpen) sind, gemeinsam mit den KWK-Anlagen, einem Typ Wärmesystem zugeordnet. Die Investition in Erzeugungsleistung in diesem Bereich erfolgt pro Wärmesystem-Typ. In den unterschiedlichen Typen von Wärmesystemen können spezielle Potentialbeschränkungen von gewünschten Technologien vorgegeben werden.

Bei der Investitionsentscheidung wird im Modell davon ausgegangen, dass die Marktakteure rationale Entscheidungen treffen. D. h. es werden bei der Investitionsentscheidung die Erlöse und Kosten über die gesamte technische Lebensdauer der Anlagen unter Berücksichtigung der zukünftigen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung einer angemessenen (technologieabhängigen) Wagniskapitalverzinsung berücksichtigt.

Stilllegungen von Erzeugungs- und Sektorenkopplungsanlagen erfolgen einerseits, nachdem die Anlagen ihre technische Lebensdauer erreicht haben, die durch Retrofitmaßnahmen in gewissen Grenzen und zu entsprechenden Kosten verlängert werden kann. Andererseits sind auch vorzeitige Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsaspekten möglich. Sind Anlagen für die Deckung der Last und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im System nicht mehr effizient oder erforderlich und können die variablen Erzeugungskosten im System nicht in einem Ausmaß senken, die zur Abdeckung ihrer fixen, jährlichen Betriebskosten (Personal- sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten) erforderlich sind, werden die entsprechenden Anlagen im Modell vorzeitig stillgelegt.

Nebst endgültigen können auch vorübergehende Stilllegungen auf jährlicher Basis vorgenommen werden. Hierbei kann ein Teil der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten eingespart werden zum Preis, dass diese Anlagen in dem jeweiligen Zeitraum zur Stromerzeugung nicht mehr zu Verfügung stehen. Die technische Lebensdauer der Anlagen bleibt von dieser Maßnahme unberührt.

Sowohl zu den Stilllegungen als auch bei den Investitionen können zusätzlich exogene Vorgaben gemacht werden. So sind im aktuellen Modell u. a. die Stilllegungszeitpunkte der Kernkraftwerke in Deutschland sowie bereits angekündigter Außerbetriebnahmen von weiteren konventionellen Anlagen hinterlegt. Bei bereits in Bau befindlichen Kraftwerken werden die Zubauten ebenfalls exogen vorgegeben, so dass sie zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme als Erzeugungsanlagen im Rahmen der Einsatzentscheidung dem Modell zur Verfügung stehen. Dies gilt auch für den Zubau von derzeit in der Planung befindlichen Sektorenkopplungsanlagen (insb.

Elektrolyseure). Im Rahmen von Szenarienanalysen ist auch die exogene Vorgabe von Zubauten, die sich noch in der Planung befinden, möglich.

Zu jedem Zeitpunkt können nicht alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, die in der entsprechenden Betrachtungsperiode installiert sind, im Modell eingesetzt werden. Durch ungeplante Ausfälle und Revisionen ist die verfügbare Erzeugungs- bzw. Verbrauchsleistung geringer als die korrespondierende installierte Anlagenleistung. Zur Berücksichtigung von ungeplanten Ausfällen wird die installierte Leistung um einen einheitlichen Prozentsatz abgesenkt. Geplante Nicht-Verfügbarkeiten aufgrund von erforderlichen Revisionen können zeitlich flexibel auf die einzelnen Monate eines Modelljahrs verteilt werden. In Summe muss dabei die in einem Modelljahr erforderliche Revisionszeit erreicht werden. Die Bestimmung der Monate, in denen die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den einzelnen Technologie- und Effizienzklassen in Revision gehen, erfolgt wiederum modell-endogen unter dem Kriterium der Kostenminimierung im System. Wahlweise können die Revisionen auch exogen auf die Monate verteilt werden.

Somit ergibt sich unter Berücksichtigung der endgültigen und vorübergehenden Stilllegungen und Investitionen im gesamten modellierten Anlagenpark zunächst für jedes Modelljahr die installierte Leistung nach Technologie- und Effizienzklassen. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden ungeplanten Ausfallzeiten und der Revisionszeiten wird die für die Erzeugung und den Verbrauch von elektrischer Energie und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verfügbare Leistung nach Technologie- und Effizienzklassen in jedem Monat eines Modelljahres bestimmt.