



KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts

Arbeitskreis Energiewirtschaft – Projekt BY 1E

Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher (komm.)
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik
Technische Universität München

Mitarbeiter: Dipl.-Ing. Philipp Kuhn
Dipl.-Ing. Maximilian Kühne
Dipl.-Ing. Christian Heilek

München, 12. September 2012

*Die Forschungsinitiative KW21 basiert auf einer Public-Private-Partnership.
Von öffentlicher Seite wurde dieses Teilprojekt finanziert durch das
Bayerische Staatsministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst und das
Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie.
Die Mittel entstammen dem Klimaprogramm Bayern 2020.
Seitens der Industrie wurde dieses Teilprojekt finanziert durch die E.ON Energie AG.*

1	Ausgangssituation	1
1.1	Problemstellung.....	1
1.2	Stand der Forschung.....	3
1.3	Projektziele.....	5
2	Methodischer Ansatz	6
2.1	Lösungsansatz	6
2.2	Überblick über die Teilmodelle und den Iterationsablauf.....	8
2.3	Beschreibung der Teilmodelle	9
2.3.1	Eingangsdaten	9
2.3.2	Teilmodell MOWIKA.....	11
2.3.3	Teilmodell MESTAS	15
2.3.4	Teilmodell MOGLIE	19
2.4	Abbildung funktionaler Speicher.....	23
2.4.1	Elektromobilität.....	25
2.4.2	Demand Side Management / Demand Response	27
2.4.2.1	Speicherheizungen	29
2.4.2.2	Kühlschränke	30
2.4.3	Export.....	31
3	Rahmendaten zu den Szenarios	33
3.1	Fixe Rahmendaten	33
3.1.1	Kraftwerksdaten	33
3.1.2	Charakteristische Zeitreihen für Last und gesetzte Einspeisung.....	37
3.1.3	Brennstoffe.....	39
3.1.4	CO ₂ -Zertifikate.....	40
3.1.5	Großtechnische Speichertechnologien.....	40
3.1.6	Bevölkerung	43
3.2	Variable Rahmendaten.....	43
3.2.1	Strombedarf, erneuerbare Energien und KWK.....	43
3.2.2	Funktionale Speicher.....	47
3.2.2.1	Elektromobilität.....	49
3.2.2.2	Demand Side Management / Demand Response	54
3.2.2.3	Export.....	59

3.2.3	Szenarioübersicht	60
3.2.3.1	Basisszenarios	60
3.2.3.2	Elektromobilitätsszenarios	61
3.2.3.3	DSM-Szenarios	62
3.2.3.4	Exportszenarios	62
4	Szenarioergebnisse	64
4.1	Basisszenario 80/minus15.....	64
4.1.1	Entwicklung der Stromerzeugung	64
4.1.2	Entwicklung des Kraftwerksparks.....	65
4.1.3	Entwicklung der Speicherkapazität	66
4.1.4	Entwicklung der Speicherladeleistung.....	67
4.1.5	Entwicklung der Speicherentladeleistung.....	68
4.2	Vergleich weiterer Szenarios.....	69
4.2.1	Überblick	69
4.2.1.1	Neubauspeicher-Kapazität.....	70
4.2.1.2	Neubauspeicher-Ladeleistung	70
4.2.1.3	Neubauspeicher-Entladeleistung	71
4.2.2	Basisszenarios	72
4.2.3	Szenarios Elektromobilität.....	75
4.2.4	Szenarios Demand Side Management / Demand Response	81
4.2.5	Szenarios Export.....	84
4.3	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	86
5	Fazit und Ausblick	88
6	Literatur	90
6.1	Eigene Arbeiten.....	90
6.2	Arbeiten anderer Autoren	90
7	Abkürzungsverzeichnis.....	94
8	Anhang.....	95
8.1	Gesamtstruktur MESTAS	95
8.2	Daten der berücksichtigten Bestands-Pumpspeicherwerke	96

1 Ausgangssituation

1.1 Problemstellung

Elektrische Energie wird in Industrieländern wie Deutschland überwiegend in Großkraftwerken und zunehmend auch in dezentralen kleineren Anlagen erzeugt und über ein Verbundnetz an die Verbraucher verteilt. Das Netz führt zu einer Vergleichmäßigung der Last und einer erhöhten Versorgungssicherheit, besitzt jedoch keine Speicherwirkung, wie es beispielsweise im Gasnetz der Fall ist. Folglich muss der Strom praktisch immer zum Zeitpunkt des Verbrauchs erzeugt werden. Die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) führte in Deutschland in den letzten Jahren zu einem massiven Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Ihre Stromproduktion ist insbesondere bei Wind- und Photovoltaikanlagen fluktuierend und von den Wetterbedingungen abhängig. Die gesetzliche Regelung garantiert jedoch eine vorrangige Einspeisung des elektrischen Stroms aus erneuerbaren Energien sowie aus wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ins Stromnetz, wodurch die frei disponierbaren thermischen Kraftwerke lediglich die restliche Lastanforderung, die sogenannte residuale Last, decken müssen. Um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Zukunft noch weiter verstärkt werden. Die Integration hoher Anteile angebotsabhängiger Erzeugung wird deshalb eine Flexibilisierung des Stromsystems erfordern. Gleichzeitig wird die von den konventionellen thermischen Kraftwerken zu deckende residuale Last sukzessive abnehmen, was zu einer deutlichen Verringerung der Ausnutzungsdauern in weiten Bereichen des thermischen Kraftwerksparks führen wird. Aufgrund des relativ geringen Beitrags der vorrangig einspeisenden Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Erzeugung zur gesicherten Leistung wird die Installation neuer konventioneller Kraftwerkskapazitäten allerdings auch künftig notwendig sein.

Anlagen zur großtechnischen Speicherung von Strom werden in Deutschland bereits seit Jahrzehnten in Form von Pumpspeicherwerken (PSW) eingesetzt. Allerdings sind sowohl die insgesamt installierte Leistung mit ca. 6,5 GW im Turbinenbetrieb als auch die verfügbare Speicherkapazität mit ca. 77 GWh stark begrenzt (vgl. Kapitel 3.1.5). Die Integration der EE- und KWK-Einspeisung stellt mit wachsenden Anteilen an der Stromerzeugung eine zunehmende Herausforderung dar und könnte einen Ausbau der Speicherkapazitäten sinnvoll erscheinen lassen. So ermöglichen Speicher eine zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch, was zudem zu einer Kostenreduktion führen kann. Da bei der Speicherung elektrischer Energie stets Verluste auftreten, ist ein Speichereinsatz zur Lastglättung (Peak-Shaving) nur

dann sinnvoll, wenn die Kostenreduktion mindestens so hoch ist wie die durch die Speicherung entstehenden Mehrkosten. Des Weiteren können Speicher durch die Substitution konventioneller Kraftwerksleistung, die Bereitstellung von Reserveleistung sowie eine eventuelle Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen die Kosten des Stromsystems reduzieren. Doch auch die verbraucherseitige Energiespeicherung stellt eine Möglichkeit zur Flexibilisierung des Stromsystems dar. So wird Demand Side Management (DSM) in großen Industriebetrieben aus betriebswirtschaftlicher Motivation bereits seit längerem zur Senkung der Strombezugskosten eingesetzt. Insbesondere bei Systemen mit thermischen Speichern – beispielsweise bei Kühlgeräten, Speicherheizungen oder bei der Warmwasserbereitung – ist Lastmanagement ohne entscheidende Einschränkungen für den Nutzer möglich. Der Einsatz von DSM zur Optimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung ist somit auch für Anwendungen im Haushaltsbereich denkbar.

Sowohl erzeuger- als auch verbraucherseitige Energiespeicher könnten in Zukunft einen Beitrag zur notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems und somit zur Integration wachsender Anteile fluktuierender Erzeugung leisten. Allerdings stellt sich die Frage, welche der unterschiedlichen Technologien diese Aufgabe am wirtschaftlichsten erfüllen und in welchem Umfang ein Ausbau der Kapazitäten erforderlich ist. Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen erzeugerseitiger Energiespeicherung und Lastmanagement sowie deren Rückwirkungen auf Investitionsentscheidungen im thermischen Kraftwerkspark kann diese Frage nur mithilfe eines möglichst umfassenden Stromsystemmodells gelöst werden.

Um in einem solchen Modell die optimale Struktur des Stromerzeugungssystems eines ganzen Landes zu bestimmen, ist eine volkswirtschaftliche Modellierung zu verwenden. Im Gegensatz zu einem Marktmodell oder einem betriebswirtschaftlichen Ansatz liegt das Optimierungsziel demnach nicht in der Gewinnmaximierung einzelner Akteure, sondern in der Maximierung der ökonomischen Wohlfahrt und damit vereinfacht in der Minimierung der Gesamtkosten. Das Modell muss möglichst alle Zusammenhänge abbilden, die das Ergebnis in entscheidender Weise beeinflussen. Dies beinhaltet zum einen die Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen (technische Parameter der Kraftwerke und Speicher, Entwicklung der Stromnachfrage, Preisentwicklungen für Technologien, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) sowie politischer Zielsetzungen (Ausbau von erneuerbaren Energien und KWK, Laufzeiten der Kernkraftwerke). Zum anderen müssen die relevanten technischen und wirtschaftlichen Restriktionen und Wirkungszusammenhänge im Modell berücksichtigt werden. So können Entscheidungen über Speicherinvestitionen nur auf Basis einer wirtschaftlich getriebenen Speichereinsatzplanung getroffen werden. Der Speichereinsatz nutzt zur Reduktion der Gesamtkosten die nachfragebe-

dingt schwankenden Erzeugungskosten. Er hängt somit wiederum stark von der residualen Last, d. h. von der Verbraucherlast abzüglich der Einspeisung aus EE und KWK, sowie von Einsatz und Kostenstruktur der konventionellen Bestands- und Neubaukraftwerke ab. Da es sich sowohl bei Kraftwerken als auch bei großtechnischen Speichern um langlebige und vergleichsweise teure Investitionsgüter handelt, müssen die für eine Amortisation notwendigen langen Zeiträume von einigen Jahrzehnten auch im Modell abgebildet werden. Zugleich kann die Flexibilisierung des Stromsystems durch den Einsatz von Speichern nur mithilfe einer möglichst hohen zeitlichen Auflösung modelliert werden. Zur Beschreibung eines Modells zur Kraftwerks- und Speicherausbauplanung mit langem Zeithorizont sowie hoher zeitlicher Auflösung ist demnach eine sehr große Anzahl von Variablen notwendig. Die mathematische Formulierung der Wirkungszusammenhänge eines solchen Stromsystemmodells ist hingegen auf relativ einfache Weise möglich und kann beispielsweise mithilfe linearer Gleichungen und Ungleichungen erfolgen, ohne dabei wesentlich an Ergebnisgenauigkeit zu verlieren. Allerdings weisen die Wechselwirkungen zwischen Speichern und Kraftwerken eine hohe Komplexität auf, die durch den zeitlichen Rahmen und die damit verbundene hohe Anzahl an Variablen noch verstärkt wird. Aufgrund der Systemgröße und der hohen Komplexität ist die Verwendung eines mathematischen Optimierungsverfahrens zur Lösung der Problemstellung unumgänglich.

1.2 Stand der Forschung

Zur Beantwortung der vielfältigen Fragestellungen, wie sie in der Energiewirtschaft und im Speziellen bei der Betrachtung des Stromsystems auftreten, wurde in der Vergangenheit eine Vielzahl entsprechend unterschiedlicher Modelle entwickelt. So liegt Optimierungsmodellen zur Kraftwerkseinsatzplanung meist ein kurz- bis mittelfristiger Zeitraum von maximal einem Jahr zugrunde, in dem der Einsatz eines bestehenden Kraftwerksparks optimiert werden soll. Gleichzeitig weisen derartige Modelle in der Regel eine hohe zeitliche Auflösung auf Stunden- oder Viertelstundenbasis sowie einen hohen Detaillierungsgrad bei der technischen Modellierung auf. Ein in [ROK08] vorgestelltes Modell plant neben dem Einsatz der thermischen Kraftwerke auch den Einsatz von PSW, wobei ein auf Linearer Programmierung (LP) und Evolutionsstrategien basierendes Optimierungsverfahren verwendet wird. Häufig erfolgt die Optimierung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes auch mithilfe der Gemischt-ganzzahligen Linearen Programmierung (GGLP), wie beispielsweise in [BAG03] und [VER07] beschrieben.

Soll das Stromsystem hingegen über einen langfristigen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten betrachtet werden, so müssen zusätzlich zur Einsatzplanung des Kraft-

werksbestandes auch Entscheidungen über Neuinvestitionen getroffen werden. In diesem Fall würde eine Modellierung mit vergleichbarer zeitlicher und technischer Genauigkeit zu Systemgrößen führen, die eine Optimierung mit derzeit üblichen Rechenleistungen unmöglich machen. Aus diesem Grund greifen bisherige Modellierungsansätze zur Kraftwerkseinsatz- und Ausbauplanung auf unterschiedliche Vereinfachungen zurück. In [ROT08] wurde ein auf Evolutionsstrategien basierendes intertemporales Modell zur Ausbauoptimierung des deutschen Kraftwerksparks vorgestellt. Durch die Vernachlässigung von Anfahrkosten und Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten konnte hier die chronologische Betrachtung der Lastanforderung durch die vereinfachte Darstellung mittels geordneter Jahresdauerlinien ersetzt werden. So ist es möglich, auch einen Planungszeitraum von mehreren Jahrzehnten vollständig zu simulieren. Der Einsatz bestehender PSW bzw. ein Neubau von Energiespeichern wird jedoch nicht berücksichtigt.

Um sowohl Kraftwerke und Speicher als auch den Stromtransport zwischen mehreren Netzknoten in einem Ausbaumodell berücksichtigen zu können, wird die Lastanforderung häufig durch eine Auswahl repräsentativer Zeitperioden abgebildet und so die Anzahl der zu simulierenden Zeitschritte und damit die Systemgröße reduziert. Eine mögliche Umsetzung eines Mehr-Knoten-Modells Deutschlands zur Optimierung des Kraftwerksausbaus mithilfe der LP wird in [HAA06] vorgestellt. Die Lastanforderung wird hier durch 84 stündlich aufgelöste Typtage abgebildet. Ein ähnliches Modell mit 174 Typtagen wird in [HEH09] vorgestellt, wobei hier eine zweistufige stochastische LP angewandt wird. Das in [EPE06] beschriebene Modell ermöglicht die Bestimmung eines optimierten Speicherausbaus, indem der Planungszeitraum von mehreren Jahrzehnten durch Stützjahre mit jeweils vier Typmonaten abgebildet wird. Die Lösung des mehrstufig stochastischen Optimierungsproblems erfolgt hier mithilfe rekombinierender Szenariobäume. Auch das auf LP basierende Energiesystemmodell TIMES ermöglicht einen optimierten Kraftwerks- und Speicherausbau [REM06]. In TIMES wird der mehrjährige Planungszeitraum ebenfalls durch einzelne Stützjahre abgebildet, wobei der Anwender die weitere Untergliederung in typische Zeitsegmente flexibel gestalten kann.

Als problematisch erscheint bei den beschriebenen Modellierungsansätzen zunächst die Verwendung repräsentativer Stützjahre. So werden intertemporale Beziehungen zwar berücksichtigt, d. h. Investitionsentscheidungen aus einem Stützjahr werden in das nächste Stützjahr übernommen, doch besteht die Möglichkeit, dass sich singuläre Ereignisse zwischen den Stützjahren (z. B. die Abschaltung eines großen Kraftwerksblocks) nicht auf die Planung auswirken. Zum anderen stellt die weitere Untergliederung in Typtage insbesondere im Hinblick auf die Modellierung des Speichereinsatzes bzw. -ausbaus eine erhebliche Einschränkung dar, da eine Energie-

speicherung über mehrere Tage oder Wochen hinweg nicht adäquat abgebildet werden kann.

1.3 Projektziele

Im Hinblick auf die Integration wachsender Anteile fluktuierender erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung wird sowohl dem Ausbau großtechnischer erzeugerseitiger Speichertechnologien als auch einem verbraucherseitigen Lastmanagement in der aktuellen energiewirtschaftlichen Diskussion große Bedeutung beigemessen. Die Wechselwirkungen zwischen großtechnischer Energiespeicherung und Lastmanagement sowie deren Rückwirkungen auf Investitionsentscheidungen im thermischen Kraftwerkspark sind dabei allerdings noch nicht ausreichend erforscht. Ziel des Teilprojekts BY 1E ist es deshalb, ein geeignetes Modell des deutschen Stromsystems zu entwickeln, das eine Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus erlaubt und damit die Quantifizierung des volkswirtschaftlich sinnvollen Potentials großtechnischer Energiespeicher unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen ermöglicht. Dabei soll auch der Einfluss einer in Zukunft denkbaren verstärkten Nutzung sogenannter funktionaler Speicher [GBR12] auf das volkswirtschaftliche Potential großtechnischer Speicher bestimmt werden. Als funktionale Speicher werden im Rahmen des Projekts neben verbraucherseitigen Speichern im Haushaltsbereich außerdem Elektrofahrzeuge sowie die Möglichkeit des Stromexports ins Ausland betrachtet. Anhand verschiedener Szenarios soll das volkswirtschaftliche Potential an Energiespeichern im Zeitraum bis 2050 ermittelt werden, wobei u. a. die Entwicklung der Stromnachfrage, der Anteil der erneuerbaren Energien und die Verfügbarkeit der funktionalen Speicher variiert werden.

2 Methodischer Ansatz

2.1 Lösungsansatz

Im Rahmen des Projektes soll der volkswirtschaftlich optimale Ausbau von Kraftwerken und großtechnischen Speichern in Deutschland im Zeitraum bis 2050 ermittelt werden. Zu diesem Zweck ist ein Modell zu entwickeln, das es ermöglicht, neben dem Kraftwerkspark auch das optimale Speicherportfolio im Hinblick auf Technologie, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt quantitativ zu bestimmen. Auf eine Modellierung der Netzrestriktionen und der räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen wird im Rahmen des Projekts verzichtet. Stattdessen wird eine ideale Netzinfrastruktur vorausgesetzt und das deutsche Stromsystem durch ein sogenanntes Single-Node-Modell abgebildet, d. h. alle Erzeugungsanlagen speisen wie auf einer Kupferplatte in einen einzigen Knoten ein, aus dem alle Verbraucher Strom beziehen. Die so bestimmten Speicherinvestitionen stellen damit eine untere Grenze des wirtschaftlich sinnvollen Speicherausbaus dar, unter der Annahme, dass die durch den Netzausbau mögliche Flexibilisierung des Stromsystems bereits vollständig ausgeschöpft wurde. Des Weiteren wird im Rahmen des Projekts die Bereitstellung von Reserveenergie durch Kraftwerke und Speicher nicht betrachtet. Um die korrekte Abbildung der Auswirkungen der Speicher auf das Stromsystem zu gewährleisten, wird für die Modellierung des Kraftwerks- und Speichereinsatzes ein stündliches Zeitraster gewählt. Die resultierende Systemgröße ist ein wichtiges Kriterium bei der Auswahl des Optimierungsverfahrens. Im Rahmen des Projekts wird die LP zur Optimierung verwendet, da auch sehr große Probleme behandelt und mithilfe von Standardlösungsverfahren noch akzeptable Rechenzeiten erzielt werden können.

Prinzipiell wäre eine geschlossene Lösung der gesamten Optimierungsaufgabe wünschenswert. Sowohl die langfristigen Entscheidungen über Kraftwerks- und Speicherneubau als auch die kurzfristige Einsatzplanung könnten so inklusive ihrer Wechselwirkungen abgebildet werden. Jedoch würde ein solches Modell bei der Betrachtung mehrerer Jahrzehnte in Stundenauflösung zu einer Systemgröße führen, die mit den Möglichkeiten der Computertechnik nicht oder zumindest nicht mit akzeptablem Zeitaufwand bewältigt werden kann. Da sowohl ein gröberes Zeitraster als auch eine Verwendung von Typtagen die Abbildung der Flexibilisierungseffekte von Speichern einschränken würden, stellt die Reduktion der Zeitpunkte im Rahmen der Problemstellung keine geeignete Option zur Verringerung der Systemgröße dar. Stattdessen wird die Optimierungsaufgabe in kleinere, einfacher zu lösende Teilprobleme zerlegt. Hierbei wäre denkbar, das System durch ein rein mathematisches Dekompositionsverfahren aufzuteilen. Die Kenntnis der Wirkungszusammenhänge ermöglicht jedoch auch eine inhaltliche Zerlegung des Problems. Dabei muss identifiziert werden, wel-

che Wechselwirkungen nur schwach ausgeprägt sind und deshalb zunächst durch unabhängige Teilmodelle vernachlässigt und später korrigiert werden können. So besteht naturgemäß jeweils eine sehr starke Abhängigkeit zwischen dem Ausbau und dem Einsatz von Kraftwerken bzw. Speichern. Auch kann der wirtschaftliche Speichereinsatz nur im Kontext mit dem Kraftwerkseinsatz bestimmt werden.

Die Rückwirkung der Speicherung auf den Kraftwerksausbau ist hingegen als relativ gering zu erwarten: Für die Wirtschaftlichkeit einer Kraftwerksinvestition ist die zu erwartende Ausnutzungsdauer das entscheidende Kriterium. Während Spitzenlastkraftwerke bei geringen Ausnutzungsdauern die wirtschaftlichste Option darstellen, nimmt die Wirtschaftlichkeit der Grundlastkraftwerke mit steigenden Ausnutzungsdauern zu. Da die durch den Speichereinsatz bewirkte Lastglättung zu einer höheren Auslastung von Grundlastkraftwerken und zu einer niedrigeren Auslastung von Spitzenlastkraftwerken führt, werden Investitionsentscheidungen, die ohne die Berücksichtigung von Speichern getroffen wurden, durch die Existenz von Speichern im Allgemeinen bestärkt (vgl. Bild 2.1).

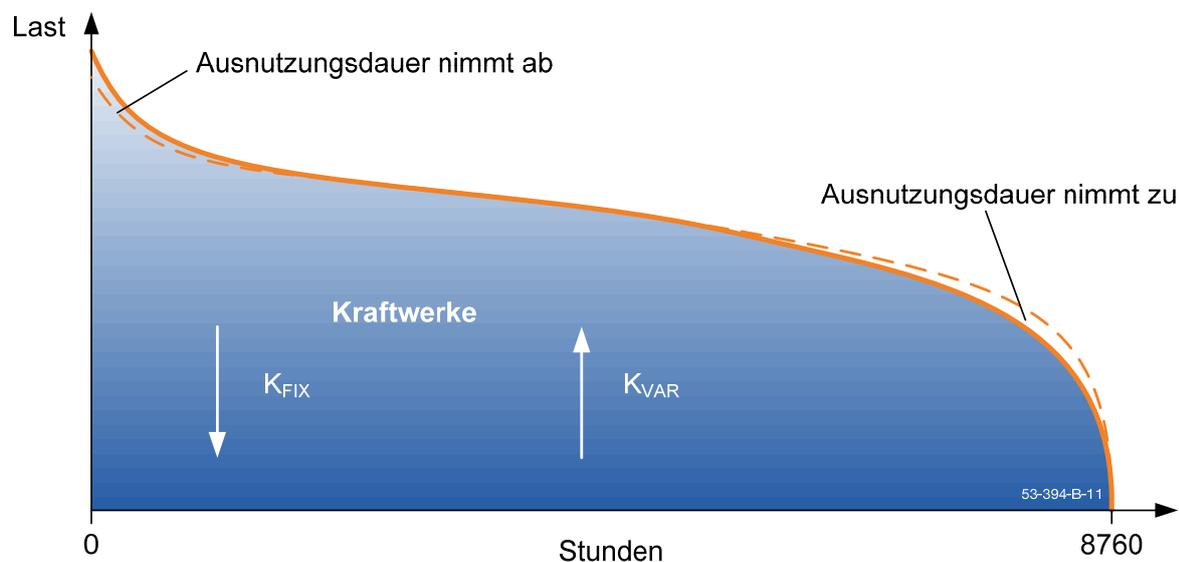


Bild 2.1: Effekte der Speicherung auf Kraftwerksinvestitionen

Eine Möglichkeit zur Aufteilung der Optimierungsaufgabe besteht demzufolge darin, den Kraftwerksausbau zunächst ohne Berücksichtigung von Speichern zu bestimmen. Durch ein iteratives Verfahren kann nachträglich der Einfluss der Speicherung berücksichtigt und der Kraftwerksausbau entsprechend korrigiert werden.

2.2 Überblick über die Teilmodelle und den Iterationsablauf

Auf Basis des im vorherigen Abschnitt beschriebenen Lösungsansatzes wurde im Rahmen des Projekts ein iteratives und hybrides Modell zur wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus entwickelt. Grundsätzliches Ziel des Modells ist die Deckung der Stromnachfrage zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten. Die Grundstruktur des Gesamtmodells IMAKUS – bestehend aus drei Teilmodellen zum Kraftwerksausbau (MOWIKA), Speicherausbau (MESTAS) sowie zur Berücksichtigung der Systemzuverlässigkeit (MOGLIE) – ist in Bild 2.2 dargestellt.

Innerhalb eines Iterationsschrittes stellt die Optimierung des Kraftwerksausbaus das erste Teilproblem dar. Das maßgebliche Ziel ist die kostenminimale Deckung der residualen Last durch den konventionellen Kraftwerkspark, wobei weder bestehende Speicher berücksichtigt noch neue gebaut werden. Die Lösung erfolgt im Teilmodell MOWIKA im Rahmen einer intertemporalen Modellierung des gesamten Betrachtungszeitraums. Dabei wird die residuale Last in Form der geordneten Jahresdauerlinien vorgegeben und ausgehend vom Kraftwerksbestand der kostenminimale Kraftwerksneubau bestimmt.

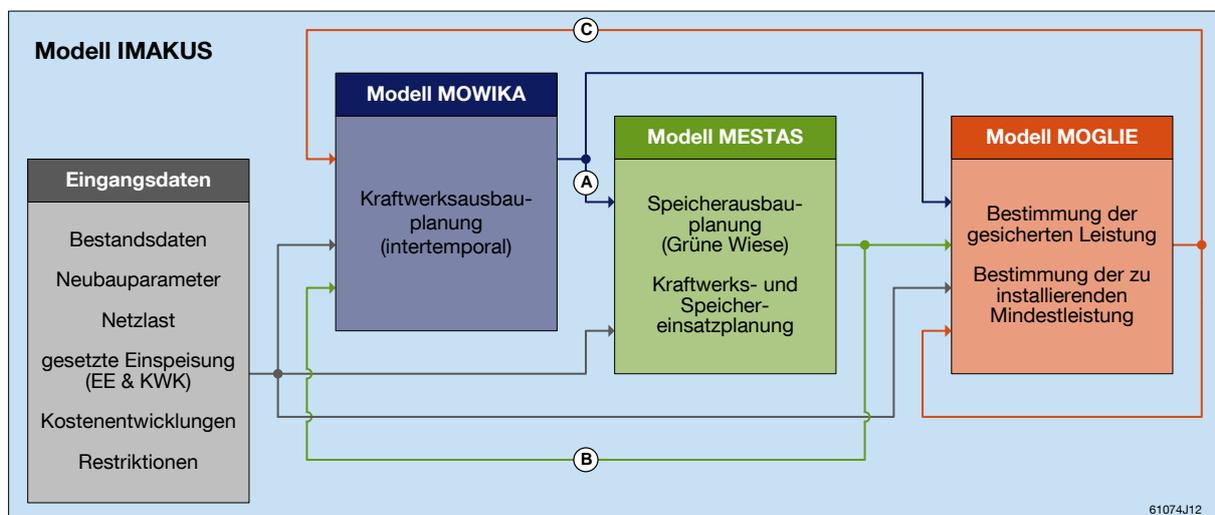


Bild 2.2: Grundstruktur des iterativen Hybridmodells IMAKUS

Das Ergebnis des Teilmodells MOWIKA wird anschließend in Form von jährlichen Kraftwerksparks dem zweiten Teilmodell MESTAS übergeben (vgl. Bild 2.2, A). Unter Vorgabe der chronologischen residualen Last in Stundenaufösung wird in diesem Teilmodell der wirtschaftlich optimale Kraftwerks- und Speichereinsatz ermittelt, wobei zu den Bestandsspeichern auch neue Speicher gebaut werden können. Zwar wäre für die Optimierung von Speicherinvestitionen ebenfalls eine intertemporale Betrachtung wünschenswert, aufgrund der – im Vergleich zu Kraftwerken – aufwendige-

ren Modellierung ist dies jedoch auch mit wenigen Zubauoptionen nicht realisierbar. Stattdessen wird eine Optimierung der Einzeljahre vorgenommen und mit einem sogenannten Grüne-Wiese-Ansatz jedes Jahr der Speicherausbau neu bestimmt. Durch Peak-Shaving und die zusätzliche Integration von Erzeugungsüberschüssen aus EE und KWK ergibt sich im Teilmodell MESTAS ein von der reinen Lastdeckung abweichender Kraftwerkseinsatz, der zu einer Reduktion der Stromerzeugungskosten führt. Zur Anpassung des Kraftwerksausbaus wird der durch die Speicherung veränderte Kraftwerkseinsatz dem Teilmodell MOWIKA als neue Lastanforderung im nächsten Iterationsschritt übergeben (vgl. Bild 2.2, B).

Die Gesamtleistung des im Teilmodell MOWIKA ermittelten jährlichen Kraftwerksparks richtet sich zunächst nur nach dem jeweiligen Jahreshöchstwert der deterministisch vorgegebenen residualen Last. Um die Deckung der Jahresspitze der Stromnachfrage mit einer gewissen Zuverlässigkeit gewährleisten zu können, wird mithilfe des dritten Teilmodells MOGLIE die gesicherte Leistung des Stromerzeugungssystems für ein gewünschtes Zuverlässigkeitsniveau wahrscheinlichkeitstheoretisch bestimmt und mit der Jahreshöchstlast verglichen. Dabei wird der Beitrag der konventionellen Kraftwerke, der Speicher sowie der fluktuierenden Einspeisung aus KWK-Anlagen, Wind- und Wasserkraftwerken zur gesicherten Leistung mit jeweils unterschiedlichen Ansätzen berücksichtigt. Der zusätzliche bzw. verminderte Bedarf an Kraftwerkskapazitäten kann dann im nächsten Iterationsschritt in Form einer zu installierenden Mindestleistung im Teilmodell MOWIKA berücksichtigt werden (vgl. Bild 2.2, C).

Durch die Rückführung der Informationen des ersten Iterationsschritts kann der Kraftwerksausbau im zweiten Iterationsschritt sowohl an den Einfluss der Speicher als auch an die Anforderungen der Versorgungssicherheit angepasst werden. Anschließend werden wiederum Speicherausbau und -einsatz angepasst und die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems neu bestimmt. Die Iteration führt so Schritt für Schritt zu einer besseren Anpassung des Ausbaus und des Einsatzes von Kraftwerken und Speichern. Die Konvergenz dieses iterativen Verfahrens zu einer stabilen und optimalen Lösung wurde in [KUK11] gezeigt.

2.3 Beschreibung der Teilmodelle

2.3.1 Eingangsdaten

Als Eingangsgröße des Modells IMAKUS dient zunächst der Bestand an thermischen Kraftwerken und Energiespeichern in Deutschland. Die Daten des Kraftwerksbestands umfassen Kraftwerkstyp und Brennstoff, Netto-Engpassleistung, Netto-

Wirkungsgrad, Betriebsbeginn und -ende, variable Kosten für Betriebsstoffe sowie Revisions- und Ausfalldauer. Bei den in Deutschland bestehenden großtechnischen Speichern handelt es sich ausschließlich um PSW, die durch die Nennlade- und Nennentladeleistung, die Speicherkapazität, den Speichernutzungsgrad sowie etwaige Kosten für Betriebsstoffe beschrieben werden. Es wird davon ausgegangen, dass im Betrachtungszeitraum keines der bestehenden PSW außer Betrieb genommen wird. Des Weiteren werden die technischen und wirtschaftlichen Parameter der unterschiedlichen Kraftwerks- und Speicherneubautypen benötigt. So werden die Kraftwerkstechnologien jeweils durch die erwarteten Wirkungsgradsteigerungen, die Lebensdauer, die Revisions- und Ausfalldauer sowie spezifische Investitionskosten, Abriss- und Rückbaukosten, fixe Betriebskosten und Kosten für Betriebsstoffe charakterisiert. Zur Beschreibung der Speichertechnologien dienen prinzipiell die gleichen Größen. Da das Modell den Ausbau der Lade- und Entladeleistung sowie der Speicherkapazität unabhängig voneinander optimiert, werden jedoch spezifische Investitionskosten für jede der drei Größen festgelegt. Durch einen prozentualen Abschlag auf die Investitionskosten der Speicher können mögliche Deckungsbeiträge pauschal berücksichtigt werden, die nicht durch den modellierten Speichereinsatz für Peak-Shaving bzw. die Integration der erneuerbaren Energien erwirtschaftet werden, wie beispielsweise Erlöse auf dem Regelleistungsmarkt oder durch einen eventuellen zukünftigen Kapazitätsmarkt. Eine weitere Eingangsgröße stellt die Entwicklung der Brennstoffkosten dar. Diese werden frei Kraftwerk, d. h. inklusive Steuern und Transport, angegeben. Wird die Optimierung nicht unter Vorgabe von CO₂-Emissionsgrenzen durchgeführt, ist außerdem die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises als Eingangsgröße erforderlich. Alle Kosten werden als Realpreise in €₂₀₁₀ angegeben.

Sowohl die Stromnachfrage als auch die gesetzte Einspeisung aus EE und KWK werden im Modell IMAKUS in Form von Zeitreihen für jeweils ein Jahr in Stundenauflösung vorgegeben. Die Modellierung der Kraftwerke durch den Netto-Wirkungsgrad berücksichtigt implizit den Kraftwerkseigenbedarf, so dass die Stromnachfrage als Netto-Stromverbrauch anzugeben ist. Aufgrund des nicht abgebildeten Netzes müssen die entstehenden Netzverluste bereits in der Stromnachfrage berücksichtigt und daher zum Netto-Stromverbrauch addiert werden. Der gesetzten Einspeisung der erneuerbaren Energien wird je eine charakteristische, normierte Zeitreihe für Deutschland zugrunde gelegt, die durch Skalierung an die je nach Szenario unterschiedlichen Jahresstrommengen angepasst wird. Aufgrund der zu erwartenden höheren Ausnutzungsdauern von Offshore-Windkraftanlagen werden dabei unterschiedliche Zeitreihen für die Onshore- und Offshore-Windstromeinspeisung angenommen. Auch für die gesetzte Stromeinspeisung der KWK-Anlagen wird eine charakteristische, normierte Zeitreihe verwendet. Sämtliche im Rahmen des Projekts verwendeten Eingangsdaten werden in Kapitel 3 vorgestellt.

2.3.2 Teilmodell MOWIKA

Wie beschrieben erfolgt im Teilmodell MOWIKA die Einsatz- und Ausbauplanung der konventionellen Kraftwerke anhand der geordneten Jahresdauerlinien der residualen Last. Maßgebliches Ziel ist dabei die kostenminimale Deckung der residualen Last durch bestehende sowie gegebenenfalls neu zu bauende Kraftwerke. Das gewählte Vorgehen der Einordnung der konventionellen Kraftwerke unter die Jahresdauerlinie der residualen Last wurde bereits in [ROT08] beschrieben. Trotz der Vernachlässigung der chronologischen Abfolge der Lastzustände – und damit von Anfahrkosten sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten – können die Ausnutzungsdauern der Kraftwerke mit dieser Methodik schon sehr gut abgeschätzt werden. Um geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten (also Revisionen und Kraftwerksausfälle) und die damit verbundene Verminderung der Ausnutzungsdauern dennoch berücksichtigen zu können, werden die Kraftwerksleistungen mit dem ebenfalls in [ROT08] beschriebenen Reduktionsfaktor gewichtet, der anhand statistischer Werte über die Nichtverfügbarkeit in Stunden pro Jahr bestimmt wird. Die Betrachtung von reduzierten Leistungen bewirkt, dass zur Lastdeckung insgesamt mehr Kraftwerksleistung installiert werden muss, und ist hinsichtlich der erzeugten Jahresstrommengen äquivalent zur Betrachtung tatsächlich installierter Kraftwerksleistungen bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten.

Da die Existenz von Speichern vernachlässigt wird, kann im Teilmodell MOWIKA ein intertemporaler Ansatz verfolgt werden, d. h. der gesamte Betrachtungszeitraum wird geschlossen optimiert. Die Realisierung erfolgt mithilfe der LP, wodurch einerseits eine niedrige Rechenzeit und andererseits ein reproduzierbares, globales Optimum erreicht wird. Der so ermittelte Kraftwerkspark dient anschließend als Eingangsgröße für die Teilmodelle MESTAS und MOGLIE. Datenseitig wird das System in Jahres-schritte gegliedert. Sämtliche Rahmenbedingungen ändern sich folglich nur bei einem Jahreswechsel, Bestandskraftwerke erreichen ihr Betriebsende am letzten Tag eines Jahres und Neubaukraftwerke gehen am Jahresanfang in Betrieb. Auf diese Weise ergibt sich für jedes Jahr ein Kraftwerkspark, der sowohl aus vorgegebenen Bestandskraftwerken als auch aus endogen bestimmten Neubaukraftwerken des jeweiligen Jahres oder vorangegangener Jahre besteht.

Eine Berücksichtigung aller 8760 Stunden würde bei der intertemporalen Modellierung des gesamten Betrachtungszeitraums von mehreren Jahrzehnten zu einem sehr großen System mit entsprechend hohem Rechenaufwand führen. Zur Bestimmung des optimalen Kraftwerksausbaus ist diese hohe Auflösung jedoch nicht unbedingt erforderlich. Auch nach einer Diskretisierung der Jahresdauerlinien kann die Optimierung noch zu vergleichsweise guten Ergebnissen führen. Wesentlich dabei ist, dass die Form der Jahresdauerlinie möglichst genau nachgebildet wird, da sie die

entscheidende Information für die Ermittlung der Ausnutzungsdauer und somit der Wirtschaftlichkeit der Neubaukraftwerke enthält. Im Teilmodell MOWIKA werden die Jahresdauerlinien der residualen Last diskretisiert, indem mehrere Zeitpunkte zusammengefasst und durch einen neuen Zeitpunkt mit dem Mittelwert der zusammengefassten Lastwerte ersetzt werden. Dabei bleibt die Energiemenge unter der ursprünglichen Jahresdauerlinie erhalten. Im Prinzip könnte immer die gleiche Anzahl an benachbarten Stunden zusammengefasst und gemittelt werden. Dabei würden jedoch alle Bereiche der Jahresdauerlinie mit einer festen Stufenbreite abgebildet, was in steileren Abschnitten nur zu einer sehr schlechten Näherung der ursprünglichen Form führen würde. Um dies zu vermeiden, wird die Jahresdauerlinie durch Stufen variabler Breite diskretisiert. So wird in den steileren Abschnitten eine schmalere Stufenbreite gewählt, während in Bereichen mit geringer Laständerung breitere Stufen toleriert werden können. Der Algorithmus zur dynamischen Diskretisierung der Jahresdauerlinien mit variabler Stufenbreite wurde in [KUK11] beschrieben. Im Vergleich zu einem Verfahren mit fester Stufenbreite kann auf diese Weise die Genauigkeit der Diskretisierung bei gleicher Stufenzahl verbessert werden. Die beschriebene Methodik führt zu reduzierten Rechenzeiten, während die Information über die Lastanforderung des gesamten Jahres erhalten bleibt. Bereits mit 200 Diskretisierungsstufen wird eine ausreichende Ergebnisgenauigkeit beim Kraftwerksausbau erreicht. Die unterschiedliche Breite der Zeitintervalle muss zur korrekten Bestimmung der Energiemengen, Kosten und Emissionen bei der Modellierung berücksichtigt werden.

Die im Teilmodell MOWIKA zu bestimmenden Variablen sind die jährlich neu zu installierenden Kraftwerkskapazitäten sowie die eingesetzte Leistung der Bestands- und Neubaukraftwerke innerhalb des Betrachtungszeitraums. Bild 2.3 zeigt die Struktur des linearen Programms für das Teilmodell MOWIKA.

Die Notation des linearen Programms erfolgt in Matrix-Vektor-Schreibweise, wobei die lineare Zielfunktion

$$\underline{g}^T \cdot \underline{x}$$

unter Berücksichtigung der Gleichungs- und Ungleichungsnebenbedingungen

$$A_{eq} \cdot \underline{x} = \underline{b}_{eq}$$

$$A \cdot \underline{x} \leq \underline{b}$$

sowie der Unter- und Obergrenzen der Entscheidungsvariablen

$$\underline{lb} \leq \underline{x} \leq \underline{ub}$$

minimiert werden soll.

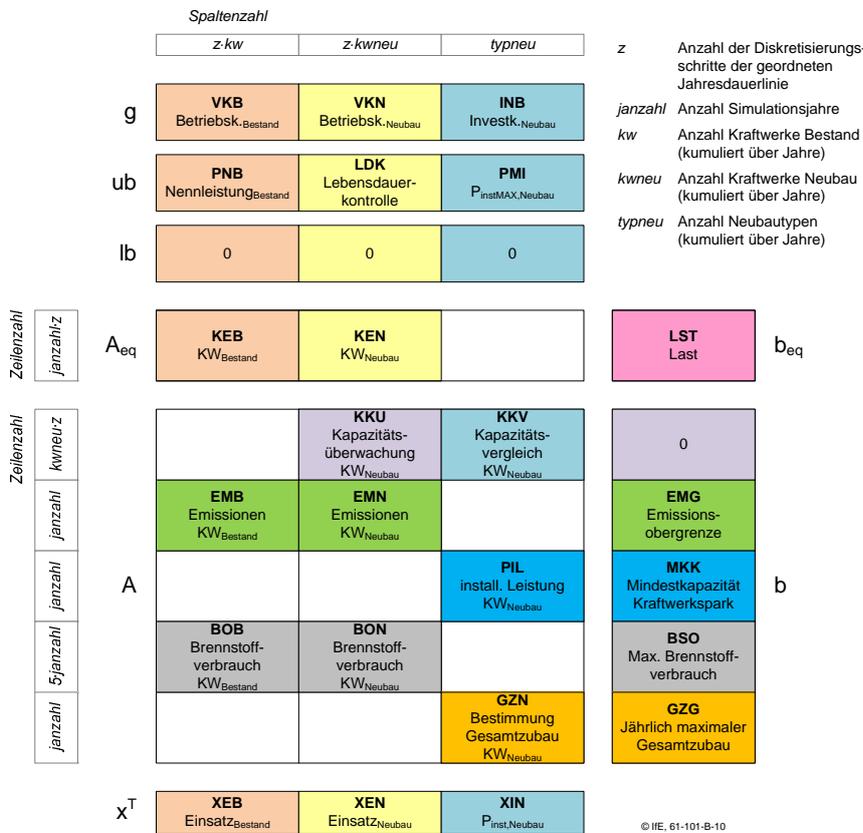


Bild 2.3: Struktur des linearen Programms im Teilmodell MOWIKA

Die erwähnten Ausgangsgrößen werden im Lösungsvektor x beschrieben: Block XEB repräsentiert den Einsatz der Bestandskraftwerke, Block XEN den Einsatz der Neubaukraftwerke und Block XIN die jährlich installierten Kraftwerkskapazitäten. Der Einsatz der zu einem bestimmten Zeitpunkt (d. h. in einem Zeitintervall der diskretisierten Jahresdauerlinie) zur Verfügung stehenden Kraftwerke muss in Summe die auftretende Last decken. Diese Nebenbedingung wird für jedes Zeitintervall mit einer Gleichung in der Gleichungsmatrix A_{eq} formuliert. Die Blöcke KEB und KEN addieren dabei die Erzeugungsleistungen der in diesem Zeitintervall existierenden Bestands- bzw. Neubaukraftwerke; die rechte Seite der Gleichung bildet die Lastanforderung des entsprechenden Zeitintervalls im Block LST.

Die zu deckende Last entspricht dabei der residualen Last, für die infolge des weiteren Ausbaus von EE und KWK in Zukunft auch negative Werte denkbar sind. Für die Ausbau- und Einsatzplanung der konventionellen Kraftwerke ist die Betrachtung dieser Überschussenergie aus EE und KWK jedoch nicht relevant. Um die Lösbarkeit der Gleichung zu gewährleisten, werden im Teilmodell MOWIKA deshalb alle auftretenden negativen Werte der Residuallast zu Null gesetzt. Zu Zeitpunkten mit keiner oder negativer Residuallast ist entsprechend der beschriebenen Modellierungsweise

kein konventionelles Kraftwerk mehr in Betrieb. Bisher waren jedoch nahezu ausschließlich konventionelle Kraftwerke für die Sicherung der Systemstabilität zuständig, so dass zu jedem Zeitpunkt eine gewisse Mindestkapazität (sogenannte Must-Run-Kapazität) an konventionellen Kraftwerken am Netz sein musste. Sollen in Zukunft Stromsysteme mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien realisiert werden, so ist zu erwarten, dass dann auch die entsprechenden Erzeugungsanlagen technisch in der Lage sein müssen, zur Systemstabilität beizutragen. Optional kann im Teilmodell MOWIKA jedoch auch eine konventionelle Must-Run-Leistung vorgegeben werden, indem sämtliche Werte der Residuallast, die kleiner als die gewünschten Must-Run-Leistung sind, durch den entsprechenden Wert ersetzt werden. Die Optimierung ist damit gezwungen, in den entsprechenden Zeitpunkten so viele konventionelle Kraftwerke einzusetzen, bis die Must-Run-Leistung erreicht ist.

Die Leistung der einzelnen Kraftwerke ist durch die Netto-Engpassleistung begrenzt, die wie beschrieben mithilfe eines Reduktionsfaktors zur impliziten Berücksichtigung von Ausfällen und Revisionen korrigiert wird. Bei den Bestandskraftwerken wird diese Obergrenze durch den Block PNB im Vektor ub realisiert. Aufgrund der Einschränkungen durch die LP muss auf die Modellierung einer Mindestleistung einzelner Kraftwerke verzichtet werden. So könnte bei Vorgabe einer Leistungsuntergrenze ungleich null die Kraftwerksleistung minimal nur diesen Wert annehmen, nicht aber null. Dies würde bedeuten, dass die Kraftwerke immer mit ihrer Mindestleistung Strom erzeugen und nicht mehr abgeschaltet werden können. Für eine sinnvolle Modellierung der Mindestleistung von Kraftwerken müsste die Gemischt-ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP) verwendet werden, was für die Betrachtung großer Systeme aufgrund längerer Rechenzeiten jedoch nicht möglich ist. Im Teilmodell MOWIKA wird die Untergränze der Kraftwerksleistungen im Vektor lb stattdessen mit Null festgelegt. Damit können Kraftwerke vereinfacht mit Leistungen zwischen 0 % und 100 % ihrer Netto-Engpassleistung betrieben werden. Die Leistungsbegrenzung der Neubaukraftwerke ist mithilfe einer deterministischen Obergrenze im Vektor ub nicht möglich. Stattdessen wird die Obergrenze durch die endogen ermittelte installierte Leistung des jeweiligen Neubaukraftwerks bestimmt. Die geschilderte Abhängigkeit der eingesetzten Kraftwerksleistung von der installierten Leistung kann durch eine Ungleichungsbedingung für jedes Zeitintervall und jedes Neubaukraftwerk beschrieben werden, was im Teilmodell MOWIKA durch die Blöcke KKV und KKV in der Ungleichungsmatrix A umgesetzt wird. Im zugehörigen Block LDK des Obergrenzenvektors muss damit die stündliche Leistung der Neubaukraftwerke nicht mehr beschränkt werden, so dass die Grenzen auf Unendlich gesetzt werden können. Lediglich wenn ein Neubaukraftwerk noch im Betrachtungszeitraum sein Betriebsende erreicht, wird der weitere Einsatz durch die Begrenzung der Leistung auf Null unterbunden. Die Variablen für den Kraftwerksneubau im Lösungsvektor x (Block XIN)

müssen ebenfalls nach oben begrenzt werden. Im Block PMI des Obergrenzenvektors ub wird deshalb der jährlich realisierbare Umfang des Kraftwerksneubaus eingeschränkt.

Im Rahmen der Optimierung wird die Zielfunktion minimiert, die im Fall des Teilmodells MOWIKA die Gesamtkosten der Strombereitstellung im Bereich der frei disponierbaren thermischen Kraftwerke repräsentiert. Der Zielfunktionsvektor g verknüpft den Lösungsvektor x linear mit spezifischen Kosten. In den Blöcken VKB und VKN sind die spezifischen variablen Betriebskosten – also Brennstoffkosten, variable Kosten für Betriebsstoffe sowie ggf. CO₂-Zertifikatskosten – der Bestands- und Neubaukraftwerke hinterlegt. Die spezifischen Kosten für den Kraftwerksneubau werden im Block INB angegeben. Um die Vergleichbarkeit der einzelnen Jahre herzustellen, werden sämtliche Kosten mit einem Realzinssatz von 3 % auf den Barwert im Jahr 2010 diskontiert. Das lineare Programm kann nun mit dem Ziel der Kostenminimierung und unter Einhaltung der Nebenbedingung der Lastdeckung sowie der Beschränkungen des Kraftwerksneubaus gelöst werden.

Je nach Aufgabenstellung kann der Lösungsraum im Teilmodell MOWIKA durch die Berücksichtigung zusätzlicher politischer oder energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen eingeschränkt werden. So kann als Alternative zur indirekten Emissionsbegrenzung durch die Vorgabe von CO₂-Zertifikatspreisen die direkte Begrenzung der jährlichen Emissionsmengen durch Ungleichungen formuliert werden. Da zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit auch Kraftwerksüberkapazitäten installiert werden müssen (siehe Kapitel 2.3.4), ist es weiterhin notwendig, bei der Modellierung die Vorgabe eines Mindestwerts für die jährlich vorhandene Kraftwerkskapazität vorzusehen. Außerdem ist es möglich, den jährlichen Verbrauch einzelner Brennstoffe zu begrenzen, um beispielsweise Förder- oder Importbeschränkungen abzubilden. Durch weitere Ungleichungen kann auch die Gesamtzubaukapazität beschränkt werden.

2.3.3 Teilmodell MESTAS

Mit dem Teilmodell MESTAS werden neben den Kraftwerken auch die Speicher mit in die Betrachtung einbezogen. Das Modell bestimmt kostenminimal den jährlichen Speicherausbau, den Einsatz der Bestands- und Neubausppeicher sowie die Fahrweise der Kraftwerke. Der Ausbau von Speichern bildet im Rahmen des Projekts den Schwerpunkt der Betrachtungen. Aus diesem Grund wurde eine möglichst detaillierte Abbildung des Speichereinsatzes angestrebt, die sich von bisherigen, auf Kraftwerke fokussierten Modellansätzen unterscheidet. So ist, wie bereits erläutert, insbesondere die chronologische Betrachtung möglichst langer zusammenhängender Zeiträume

in möglichst hoher zeitlicher Auflösung eine wichtige Voraussetzung für die Bestimmung des realistischen Einsatzes von Speichern und damit deren Potentials. Eine intertemporale Abbildung eines Zeitraums von mehreren Jahrzehnten würde aufgrund der hohen Variablenzahl und der Komplexität des Problems allerdings an die Grenzen der verfügbaren Computertechnik stoßen. Um dennoch nicht auf die Verwendung von Typtagen zurückgreifen zu müssen, werden stattdessen die Jahre des Betrachtungszeitraums einzeln anhand der chronologischen, stündlich aufgelösten residualen Last optimiert. Wie im Teilmodell MOWIKA wird die Optimierung dabei mithilfe der LP durchgeführt. Der im jeweiligen Jahr zur Verfügung stehende Kraftwerkspark wird aus dem Teilmodell MOWIKA übernommen. Zusätzlich zu den Bestandsspeichern können verschiedene Speichertechnologien zugebaut werden, deren Dimensionen im Hinblick auf Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazität frei optimierbar sind. Der Speicherzubau erfolgt jedes Jahr „auf die Grüne Wiese“. Dies bedeutet, dass eine Investitionsentscheidung nur auf Basis des im jeweiligen Jahr möglichen Speichereinsatzes sowie der annuitätischen Investitionskosten getroffen wird. Die Optimalität der Entscheidung ist also nur für genau dieses Jahr gewährleistet. Damit eine auf Basis eines Jahres getroffene Entscheidung nicht das Ergebnis des gesamten Betrachtungszeitraums beeinflusst, werden neugebaute Speicher nicht als Bestand in das jeweilige Folgejahr übernommen. Zwar besteht bei dieser Vorgehensweise die Möglichkeit eines Rückbaus, d. h. eines geringeren Ausbaus einer Speichertechnologie in den Folgejahren aufgrund veränderter Rahmenbedingungen, allerdings spielt dieses Problem bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien und einem damit wachsenden Speicherbedarf eine untergeordnete Rolle. Zudem lassen sich auf diese Weise eventuelle Veränderungen der optimalen Technologieauswahl und der Dimensionierung im Verlauf der Jahre erkennen.

In Bild 2.4 ist die Struktur des dem Teilmodell MESTAS zugrunde liegenden linearen Programms dargestellt. Die gesuchten Ausgangsgrößen – der stündliche Kraftwerks- und Speichereinsatz sowie die installierten Lade- und Entladeleistungen und Speicherkapazitäten – werden im Lösungsvektor x beschrieben. Die primär zu erfüllende Nebenbedingung ist auch im Teilmodell MESTAS die Deckung der Last zu jedem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums. Im Gegensatz zum Teilmodell MOWIKA stehen dabei nun auch Speicher zur Verfügung, die im Entladebetrieb positive Leistung zur Lastdeckung bereitstellen können oder geladen werden können und damit eine zusätzliche Last darstellen. Die Lastbedingung wird für jeden Zeitpunkt durch eine Gleichung in der Matrix A_{eq} beschrieben. Anders als im Teilmodell MOWIKA werden negative Stundenwerte der residualen Last nicht zu Null gesetzt, da diese überschüssige Produktion zum Laden der Speicher genutzt werden kann. Sollte jedoch trotz des Speichereinsatzes noch überschüssige Leistung vorhanden sein, muss die Lösbarkeit der Lastgleichung gewährleistet bleiben. Dies wird durch die Einführung

einer Abschaltleistung für jeden Zeitpunkt im Block ABL gelöst. Im Lösungsvektor x werden die abgeschalteten Leistungen, die als nicht in das Stromsystem integrierbare Erzeugung interpretiert werden können, durch den Block XPA dargestellt. Der Lade- und Entladebetrieb der Speicher wird unabhängig voneinander modelliert, so dass ein zeitgleiches Laden und Entladen prinzipiell möglich wäre. Allerdings bietet diese Fahrweise in der Regel keine wirtschaftlichen Vorteile und wird damit im Rahmen der Optimierung vermieden. Lediglich in Überschusssituationen könnte durch das gleichzeitige Laden und Entladen der Speicher und die dabei entstehenden Verluste Energie „vernichtet“ werden. Um zu verhindern, dass die Optimierung diese Lösung wählt, werden im Block ABK des Kostenvektors g infinitesimal kleine Erlöse für die Abschaltleistung eingeführt, so dass Überschüsse, die nicht mehr durch Speicher integriert werden können, in jedem Fall abgeschaltet werden.

		Spaltenzahl									
		z_{kw}	$2z_{sp}$	z_{sp}	z	$2z_{spneu}$	z_{spneu}	$2spneu$	$spneu$	z	Zeitpunkte
g		BKB Betriebskosten _{kw}	BSB Betriebsk. SP _{Bestand}	0	ABK Abschalt- erlöse	BSN Betriebsk. SP _{neu}	0	ISL Investk. SP _{neu,P}	ISC Investk. SP _{neu,C}	kw	bestehende Kraftwerke gesamt
	ub	PNK Nennleistung _{kw}	PNS Nennleistung _{sp}	PNC Kapazität _{sp}	Inf	Inf	Inf	PIM $P_{instMAXSPneu}$	CIM $C_{instMAXSPneu}$	kw_{neu}	neue Kraftwerke gesamt
	lb	0	0	0	0	0	0	0	CIU $C_{instMINSPneu}$	sp	bestehende Speicher gesamt
A_{eq}	z	KWB $KW_{Bestand}$	SPB $SP_{Bestand}$		ABL Abschaltleistung	SPN SP_{neu}				LAS Last	
	z_{sp}		PAB Pegelüber- änderung $SP_{Bestand}$	PUB Pegelüber- wachung $SP_{Bestand}$						SCB Startladung $SP_{Bestand}$	b_{eq}
	z_{spneu}					PAN Pegel- änderung SP_{neu}	PUN Pegelüber- wachung SP_{neu}			SCN Startladung SP_{neu}	
A	$2z_{spneu}$					SLU Leistungs- Überwachung SP_{neu}		SIL install. Leistung SP_{neu}		0	
	z_{spneu}						SCU Kapazitäts- Überwachung SP_{neu}		SIC install. Kapazität SP_{neu}	0	
	z	MRB Mustrunk _{kw}								MRL Sockel- leistung	
	1	EKB Emissionen _{kw}								EGR Emissions- grenze	
	$\{1...3\}$ $spneu$							ZAP Abhängig- keiten P SP_{neu}	ZAC Abhängig- keiten C SP_{neu}	0	b
	5	BOG Brennstoff- einsatz								BSG Brennstoff- grenze	
	1				ABS Summe Ab- schaltleistung					ABG Abschalt- grenze	
	1	EZS Summe Erzeugung								EZG Erzeugung- grenze	61102J12
x^T	XKB Einsatz _{kw}	XSB Einsatz $SP_{Bestand}$	XPB Pegelstand $SP_{Bestand}$	XPA $P_{Abschalt}$	XSN Einsatz SP_{neu}	XPN Pegelstand SP_{neu}	XIP $P_{instSPneu}$	XIC $C_{instSPneu}$			

Bild 2.4: Struktur des linearen Programms im Teilmodell MESTAS

Während bei Kraftwerken – bei Vernachlässigung von Anfahrvorgängen sowie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten – keine Abhängigkeit zwischen den erzeugten Leistungen der einzelnen Zeitpunkte besteht, werden bei Speichern die Einsatzmöglichkeiten durch den aktuellen Ladezustand mitbestimmt. Diese Abhängigkeit muss im Rahmen des Modells durch eine weitere Nebenbedingung, die Bilanzgleichung des Speicherinhalts, berücksichtigt werden. So ergibt sich der Ladezustand einer Stunde aus dem Ladezustand der vorangegangenen Stunde zuzüglich der in dieser Stunde geladenen bzw. abzüglich der in dieser Stunde entladenen Energiemenge. Die stündlichen Lade- und Entladeleistungen werden dabei im Block PAB berücksichtigt, der jeweils aktuelle Ladezustand sowie der vorherige Ladezustand finden sich im Block PUB. Da sowohl beim Laden als auch beim Entladen der Speicher Verluste auftreten, sind die Lade- und Entladeleistungen jeweils mit einem Wirkungsgrad zu bewerten. Hier wird angenommen, dass der Lade- und Entladewirkungsgrad jeweils der Quadratwurzel des Gesamtspeichernutzungsgrades entspricht. Indem der Ladezustand des jeweils vorherigen Zeitpunkts mit einem zusätzlichen Wirkungsgrad bewertet wird, können auf einfache Weise auch etwaige Ruheverluste der Speicher abgebildet werden. Die Bilanzgleichungen für die Neubauspeicher werden in gleicher Weise mit den Blöcken PAN, PUN und SCN formuliert. Im Obergrenzenvektor ub werden die Kraftwerksleistungen (Block PNK) sowie auch die Lade- und Entladeleistungen der Bestandsspeicher (Block PNS) durch die jeweils installierten Nennleistungen begrenzt. Zusätzlich ist auch der Speicherinhalt in jeder Stunde nach oben durch die installierte Speicherkapazität (Block PNC) und nach unten durch die Untergrenze Null zu beschränken. Im Gegensatz zu den Bestandsanlagen können bei Neubauspeichern weder für die Lade- und Entladeleistungen noch für den Speicherinhalt deterministische Obergrenzen angegeben werden, da die installierten Kapazitäten modellendogen bestimmt werden. Die Limitierung dieser Variablen wird daher ähnlich wie im Teilmodell MOWIKA mithilfe von Ungleichungen für jeden Zeitpunkt realisiert. Für die Lade- und Entladeleistungen werden die Ungleichungen mit den Blöcken SLU und SIL formuliert, die Begrenzung der Speicherkapazitäten erfolgt mithilfe der Blöcke SCU und SIC. Eine Beschränkung im Vektor ub ist nun nicht mehr notwendig, so dass die entsprechenden Obergrenzen mit Unendlich belegt werden. Der Speicherneubau wird bezüglich der installierten Lade- bzw. Entladeleistung durch den Block PIM, bezüglich der Speicherkapazität durch den Block CIM begrenzt. Auf diese Weise lassen sich Potentialgrenzen bestimmter Speichertechnologien abbilden.

Das Optimierungsziel des linearen Programms ist die Minimierung der Gesamtkosten der Strombereitstellung, die sich aus den Kosten des Kraftwerks- und Speichereinsatzes und den annuitätischen Investitionskosten des Speicherneubaus zusammensetzen. Die Gesamtkosten entstehen als Linearprodukt des Kostenvektors g mit dem

Lösungsvektor x . Dazu werden im Block BKB die spezifischen variablen Betriebskosten der Kraftwerke (Brennstoffkosten, variable Kosten für Betriebsstoffe und ggf. CO₂-Zertifikatskosten) sowie in den Blöcken BSB und BSN die spezifischen variablen Betriebskosten der Bestands- bzw. Neubauspeicher hinterlegt. Des Weiteren werden die spezifischen Investitionskosten für Lade- und Entladeleistung in Block ISL und für die Speicherkapazität in Block ISC angegeben. Um die Vergleichbarkeit der einzelnen Jahre herzustellen, werden wie im Teilmodell MOWIKA sämtliche Kosten mit einem Realzinssatz von 3 % auf den Barwert im Jahr 2010 diskontiert.

Auch im Teilmodell MESTAS kann der Lösungsraum durch zusätzliche Nebenbedingungen weiter eingeschränkt werden. Voraussetzung dabei ist, dass in den Teilmodellen MOWIKA und MESTAS stets die gleichen Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Durch zusätzliche Ungleichungen ist deshalb im Teilmodell MESTAS auch die Vorgabe einer Must-Run-Leistung sowie die Begrenzung von Emissionen und Brennstoffverbrauch möglich. Der Ausbau von Lade- und Entladeleistung sowie Kapazität der Speicher erfolgt im Modell zunächst völlig unabhängig voneinander. Auf diese Weise kann die optimale und für unterschiedliche Speichertechnologien charakteristische Dimensionierung zukünftig notwendiger Energiespeicher ermittelt werden. Allerdings ist es möglich, dass sich bei bestimmten Technologien Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazität aus technischen Gründen nicht völlig unabhängig voneinander dimensionieren lassen (z. B. Lade- und Entladeleistung einer Pumpturbine). Durch zusätzliche Ungleichungen in den Blöcken ZAP und ZAC können in diesen Fällen die zulässigen Verhältnisse der drei Parameter untereinander eingeschränkt werden.

Das wesentliche Ergebnis des Teilmodells MESTAS ist der Speicherausbau und die Bestimmung des Einsatzes der Bestands- und Neubauspeicher für alle Betrachtungsjahre. Der Kraftwerkseinsatz verändert sich gegenüber dem Teilmodell MOWIKA aufgrund der Flexibilisierungsmöglichkeiten der Speicherung. So können die Gesamtkosten durch Peak-Shaving und die zusätzliche Integration gesetzter Einspeisung aus EE und KWK reduziert werden. Die durch den Speichereinsatz veränderte residuale Last wird im nächsten Iterationsschritt als Eingangsgröße an das Teilmodell MOWIKA übergeben. Auf diese Weise kann der Einfluss der Speicher auf die erreichbaren Ausnutzungsdauern und die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt werden.

2.3.4 Teilmodell MOGLIE

Die beschriebene Verwendung eines Reduktionsfaktors für die Kraftwerksleistungen im Teilmodell MOWIKA berücksichtigt die Auswirkungen geplanter bzw. ungeplanter

Nichtverfügbarkeiten auf die Ausnutzungsdauern der Kraftwerke und führt in gewissem Maße zu einer Installation von Überkapazitäten. Der Reduktionsfaktor bildet dabei allerdings nur die durchschnittlich verfügbare Kraftwerksleistung ab und liefert noch keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit eines gleichzeitigen Auftretens mehrerer ungeplanter Ausfälle und der dann noch zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung [ROT08]. Den „worst case“ für diese Betrachtung stellt die Stunde der Jahreshöchstlast dar, in der die meiste Kraftwerksleistung benötigt wird. Um die Deckung der Jahreshöchstlast mit einer bestimmten Zuverlässigkeit gewährleisten zu können, wird mithilfe des Teilmodells MOGLIE die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems für das geforderte Zuverlässigkeitsniveau wahrscheinlichkeitstheoretisch ermittelt. Die gesicherte Leistung ist derjenige Anteil der installierten Leistung eines Erzeugungssystems, der mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit sicher zur Verfügung steht. Sie ist folglich keine feste technische Größe einer konkreten Anlage, sondern gilt nur für ein Kollektiv von Erzeugungsanlagen und hängt vom gewählten Zuverlässigkeitsniveau ab. Im Rahmen des Teilmodells MOGLIE wird der Beitrag des konventionellen Kraftwerksparks, der Speicher und der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Wasserkraftanlagen sowie KWK-Anlagen zur gesicherten Leistung betrachtet. Auf diese Weise wird der Umfang gegebenenfalls weiterer zu installierender Erzeugungskapazitäten bzw. bestehender, unnötiger Überkapazitäten identifiziert. Der zusätzliche bzw. verminderte Bedarf an Erzeugungskapazitäten kann dann im nächsten Iterationsschritt berücksichtigt werden.

Die Unterschiede in Bezug auf die charakteristische Verfügbarkeit der Erzeugungstechnologien erfordern entsprechend unterschiedliche Ansätze bei der Bestimmung des Beitrags zu gesicherter Leistung. So kann davon ausgegangen werden, dass die technische Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke nicht von der Jahres- oder Tageszeit abhängt und damit für jeden Zeitpunkt gleich wahrscheinlich ist. Bei erneuerbaren Erzeugungstechnologien steht hingegen weniger die technische Funktionstüchtigkeit der Anlagen als vielmehr das zeitlichen Schwankungen unterworfenen natürlichen Energieangebot im Vordergrund. Wird von saisonalen Einflüssen abgesehen, so kann jedoch auch die aus Wind- und Wasserkraftanlagen verfügbare Erzeugungsleistung für jeden Zeitpunkt als gleich wahrscheinlich betrachtet werden. Es ist demzufolge möglich, die Verfügbarkeit der genannten Erzeugungstechnologien durch jeweils eine technologiespezifische Wahrscheinlichkeitsverteilung abzubilden und anhand dieser den Beitrag zur gesicherten Leistung für einen beliebigen Zeitpunkt – wie z. B. die Stunde der Jahreshöchstlast – zu bestimmen. Für die verfügbare Erzeugung aus Photovoltaikanlagen ergeben sich dagegen durch die Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung starke tages- und jahreszeitliche Schwankungen. So ist zum Zeitpunkt der in Deutschland und großen Teilen Europas üblicherweise an einem Winterabend auftretenden Jahreshöchstlast (vgl. [SAR11]) kein Beitrag zur ge-

sicherten Leistung zu erwarten. Im Folgenden werden die methodischen Vorgehensweisen zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Verfügbarkeit der im Modell berücksichtigten Erzeugungstechnologien dargestellt.

Der Beitrag des konventionellen Kraftwerksparks zur gesicherten Leistung hängt in erster Linie von der technischen Verfügbarkeit der einzelnen Kraftwerke ab. So wird angenommen, dass für den Zeitraum der Jahreshöchstlast keine Kraftwerksrevisionen geplant werden. Die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke ist damit lediglich auf ungeplante Ausfälle infolge technischer Defekte zurückzuführen. Um die technologie-spezifischen Verfügbarkeiten von Kraftwerken abzuschätzen, können statistische Erfahrungswerte herangezogen werden. Jedes Kraftwerk kann nach [BIL84] also vereinfacht durch zwei Zustände beschrieben werden (two-state model): Entweder ist es betriebsbereit bzw. in Betrieb, d. h. die installierte Leistung steht zur Stromerzeugung zur Verfügung, oder es ist ausgefallen und kann keine Leistung erbringen. Mathematisch lässt sich dies mithilfe einer diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilung beschreiben. Da der Ausfall mehrerer Kraftwerke als stochastisch unabhängig angenommen werden darf, kann die Wahrscheinlichkeitsverteilung der durch den Kraftwerkspark bereitgestellten Erzeugungsleistung durch die Faltung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Kraftwerke ermittelt werden. Sie gibt an, welche diskrete Leistung der Kraftwerkspark mit welcher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stellen kann.

Wie bereits erwähnt spielt bei der Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung aus Wind- und Wasserkraftanlagen nicht die technische Funktionstüchtigkeit sondern das fluktuierende natürliche Energieangebot die maßgebliche Rolle. Im Teilmodell MOGLIE werden anhand der charakteristischen Einspeisezeitreihen der Wind- und Wasserkraftanlagen die diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der verfügbaren Erzeugungsleistung ermittelt. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken wird dabei nicht von zwei möglichen Zuständen – Ausfall oder Betrieb mit maximaler Leistung – ausgegangen. Stattdessen wird nach [ROT08] ein Mehr-Zustands-Modell unterstellt, das jeder diskreten Erzeugungsleistung aus Wind- bzw. Wasserkraft eine bestimmte Wahrscheinlichkeit zuordnet. Sowohl für die Wind- als auch für die Wasserkraftein-speisung werden aggregierte Zeitreihen für Deutschland verwendet. Die ermittelten Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschreiben demnach, welche diskrete Leistung die deutschlandweit installierten Wind- bzw. Wasserkraftanlagen mit welcher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stellen können. Eine mögliche Korrelation der Windstromeinspeisung räumlich nahegelegener Anlagenstandorte wird damit implizit berücksichtigt.

Im Teilmodell MOGLIE wird auch der Beitrag der Speicher zur gesicherten Leistung des Erzeugungssystems quantifiziert. Anders als bei Kraftwerken der Brennstoff steht bei Speichern die zur Bereitstellung von Erzeugungsleistung notwendige Energie

nicht unbegrenzt zur Verfügung, sondern ist von einem schwankenden Energieangebot – dem Speicherinhalt – abhängig. Zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der verfügbaren Entladeleistung der Speicher wird aus diesem Grund ebenso wie bei Wind- und Wasserkraftanlagen ein Mehr-Zustands-Modell gewählt. Anhand der im Teilmodell MESTAS ermittelten Zeitreihen des Speicherinhalts wird für jeden Speicher die stündlich verfügbare Entladeleistung, welche durch die Nenn-Entladeleistung begrenzt ist, bestimmt. Da der wirtschaftlich getriebene Einsatz der einzelnen Speicher starke Korrelationen aufweisen kann und damit nicht als stochastisch unabhängig betrachtet werden darf, werden die einzelnen Zeitreihen der verfügbaren Entladeleistungen anschließend addiert. Aus der resultierenden Zeitreihe kann dann die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der insgesamt verfügbaren Entladeleistung berechnet werden. Bei Verwendung dieser Wahrscheinlichkeitsverteilung zur Bestimmung des Beitrags der Speicher zur gesicherten Leistung wird allerdings vereinfacht die stochastische Unabhängigkeit von Speicherstand und Auftreten der Jahreshöchstlast vorausgesetzt, die in Realität nicht gegeben ist. Der Beitrag der Speicher zur gesicherten Leistung wird durch diese Vorgehensweise daher tendenziell unterschätzt, da der Speicher zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast rein zufällig mehr oder weniger voll ist. Zusätzlich zur dargebotsabhängigen Verfügbarkeit der Speicher wird auch deren durch Ausfälle und Revisionen beeinflusste technische Verfügbarkeit berücksichtigt. Hierzu wird ebenso wie bei den Kraftwerken durch Faltung der diskreten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Speicher die Wahrscheinlichkeitsverteilung der technisch verfügbaren Leistung des gesamten Speicherparks bestimmt. Da der Ausfall eines Speichers und dessen Speicherinhalt vereinfacht als stochastisch unabhängig zu betrachten sind, kann die Wahrscheinlichkeitsverteilung der technischen Verfügbarkeit anschließend mit der Wahrscheinlichkeitsverteilung der verfügbaren Entladeleistung verknüpft werden. Es ergibt sich die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der insgesamt verfügbaren Erzeugungslleistung der Speicher. Die Methodik zur Bestimmung des Beitrags von Speichern zur gesicherten Leistung wurde in [KUH12] näher beschrieben.

Um die diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung der Leistungsverfügbarkeit des gesamten Erzeugungssystems zu bestimmen, werden schließlich die stochastisch unabhängigen Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Kraftwerke, der Wind- und Wasserkraft sowie der Speicher miteinander gefaltet. Damit die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems ermittelt werden kann, wird die komplementäre kumulative Verteilungsfunktion gebildet. Diese ordnet jedem diskreten Leistungswert diejenige Wahrscheinlichkeit zu, mit welcher mindestens die jeweilige Leistung zur Verfügung steht. Umgekehrt kann also die mit einer gewünschten Zuverlässigkeit mindestens zur Verfügung stehende gesicherte Leistung bestimmt werden. Dabei wird ein übliches Zuverlässigkeitsniveau von 99,5 % angesetzt [ROT08]. Zusätzlich wird der Bei-

trag der fossilen KWK-Anlagen sowie der Biomasse- und Geothermieranlagen zur gesicherten Leistung bestimmt. Durch die gekoppelte Wärmeerzeugung ergibt sich für diese Anlagen eine starke Zeitabhängigkeit der Stromerzeugung. Die Wahrscheinlichkeit, dass sie zur Jahreshöchstlast an einem Winterabend Erzeugungsleistung bereitstellen können, ist damit sehr hoch. Aufgrund der Vielzahl der KWK-Anlagen kleiner Leistung wird, wie in [KUH12] beschrieben, der Grenzfall einer unendlichen Anzahl von Anlagen infinitesimal kleiner Leistung und gleicher Zuverlässigkeit betrachtet. In diesem Fall ergibt sich unabhängig vom Zuverlässigkeitsniveau als gesicherte Leistung die installierte Gesamtleistung multipliziert mit der technischen Verfügbarkeit der Einzelanlagen. Der Beitrag der fossilen und regenerativen KWK-Anlagen kann damit einfach zur zuvor bestimmten gesicherten Leistung der Kraftwerke, Speicher und Wind- und Wasserkraftanlagen addiert werden.

Auf diese Weise wird im Teilmodell MOGLIE für jedes Betrachtungsjahr die gesicherte Leistung des Erzeugungssystems bestimmt und mit dem Sollwert der jeweiligen Jahreshöchstlast zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 4 % (vgl. [ROT08]) verglichen. Ergibt sich dabei ein Leistungsdefizit, so wird die mindestens zu installierende Kraftwerksleistung für das entsprechende Jahr im Teilmodell MOWIKA im nächsten Iterationsschritt erhöht. Dabei wird eine einfache Abschätzung getroffen, wie viele Megawatt gesicherte Leistung je Megawatt installierter Kraftwerkskapazität im Kraftwerkspark durchschnittlich zur Verfügung stehen [ROT08]. Liegt die gesicherte Leistung hingegen über der Jahreshöchstlast, so wird die mindestens zu installierende Kraftwerksleistung mithilfe der gleichen Abschätzung reduziert.

2.4 Abbildung funktionaler Speicher

Im Rahmen dieses Projekts wird auch eine Auswahl an sogenannten funktionalen Speichern eingesetzt, um eine mögliche Konkurrenz zu großtechnischen Speichern untersuchen zu können. Zudem ist der Einsatz einiger funktionaler Speicher auch politisch gewünscht. Als funktionale Speicher werden Anwendungen bezeichnet, die eine Verschiebung des Stromlastgangs ermöglichen, da ihre Nutzung zeitlich flexibel ist oder ihre Funktionsweise die Zwischenspeicherung von Energie in unterschiedlichen Formen erlaubt (vgl. [GBR12]). Funktionale Speicher, die im Rahmen dieser Studie betrachtet werden, sind Elektrofahrzeuge, Speicherheizungen, Kühlschränke und als Sonderform eines funktionalen Speichers der Stromexport. Die meisten funktionalen Speicher werden entladen, indem sie Nutzenergie abgeben, was bedeutet, dass sie als verbraucherseitiger Speicher aus Sicht des Versorgungssystems eine flexible Last darstellen.

		Spaltenzahl											
		...	spneu	2-z-anzaus	2-z-anzev	z-anzev	z-anzev	z-anzks	z-anzks	2-z-anzsh	z-anzsh	z	Zeitpunkte
g	...	ISC Investik. SP _{neu,C}	PEA Kosten / Erlöse _{Ausl.}	BEV Betriebs- kosten _{EV}	0	BRE Betriebs- kosten _{Rangext.}	0	0	0	0	0	kw	bestehende Kraftwerke gesamt
	ub	CIM C _{inst} MAX,SP _{neu}	NTC P _{Übertragung, Ausl.}	PEV Nenn- leistung _{EV}	CEV Kapazität _{EV}	PRE Nenn- leistung _{Rangext.}	KPN P _{Komp. / Kühlen}	KCN Kapazität _{KS}	NPN P _{Lade / Heizen}	NCN Kapazität _{SH}	0	kwneu	neue Kraftwerke gesamt
	lb	CIU C _{inst} Min,SP _{neu}	0	PFS Fahrstrom	0	0	KPE P _{Komp. / Kühlen}	0	0	0	0	sp	bestehende Speicher gesamt
A _{eq}	z	...	APH P _{Handel, Ausl.}	EVB Einsatz _{EV}			KSE Strombezug _{KS}		NSE Strombezug _{SH}			LAS Last	b _{eq}
	z-sp	...										SCB Startladung SP _{Bestand}	
	z-spneu	...										SCN Startladung SP _{neu}	
	z-anzev	...		EVA Pegel- änderung _{EV}	EVP Pegelüber- wachung _{EV}	REB Einsatz _{Rangext.}						SCE Startladung EV	
	z-anzks	...					KSA Pegel- änderung _{KS}	KSP Pegelüber- wachung _{KS}				SCK Startladung KS	
	z-anzsh	...							NSA Pegel- änderung _{SH}	NSP Pegelüber- wachung _{SH}		SCH Startladung SH	
A	2-z-spneu	...										0	b
	z-spneu	...	SIC install. Kapazität SP _{neu}									0	
	z	...										MRL Sockel- leistung	
	1	...										EGR Emissions- grenze	
	(1..3)- spneu	...	ZAC Abhängig- keiten C SP _{neu}									0	
	5	...										BSG Brennstoff- grenze	
	1	...										ABG Abschalt- grenze	
	1	...										EZG Erzeugung- grenze	
365- anzsh	...							NSW P _{Heizen}	NSV Verluste _{Heizen}		WAR Wärme- nachfrage		
x ^T	...	XIC C _{inst} ,SP _{neu}	XAU P _{Import/Export}	XEE Einsatz _{EV}	XEP Pegelstand _{EV}	XRE Einsatz _{Rangext.}	XKE Strombezug _{KS}	XKP Speicherstand KS	XNE Strombezug _{SH}	XNP Speicherstand SH			

Bild 2.5: Struktur der Erweiterung des linearen Programms im Teilmodell MESTAS

Unter Umständen, und dies ist Untersuchungsgegenstand dieses Forschungsprojektes, führt die Verwendung funktionaler Speicher also zu einer Reduzierung des großtechnischen Speicherpotentials, da funktionale Speicher eine zusätzliche bzw. eine flexible Last darstellen. Im Gegensatz zu großtechnischen Speichern war eine Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials funktionaler Speicher jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Vielmehr wird durch die szenarische Vorgabe möglicher technischer Potentiale für funktionale Speicher untersucht, welchen Beitrag funktionale Speicher zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien leisten und in welchem Umfang sie das wirtschaftliche Potential großtechnischer Speicher reduzieren könnten. Während in den folgenden Kapiteln 2.4.1 bis 2.4.3 die Methodik der Einbin-

dung funktionaler Speicher in das Teilmodell MESTAS dargestellt wird, werden die verwendeten Eingangsdaten und Durchdringungsgrade in Kapitel 3.2.2 aufgeführt.

In Bild 2.5 ist die für die programmtechnische Abbildung funktionaler Speicher notwendige Erweiterung der linearen Programmierung im Teilmodell MESTAS dargestellt. Analog zu den großtechnischen Speicher wird auch der Einsatz der funktionalen Speicher im Teilmodell MESTAS chronologisch und in Stundenauflösung betrachtet und deren Einfluss auf die Form der residualen Last anschließend an das Teilmodell MOWIKA übermittelt. Die Beschreibung der programmtechnischen Abbildung findet sich in den jeweiligen Unterkapiteln der verschiedenen funktionalen Speicher.

2.4.1 Elektromobilität

Ziel der Abbildung der Elektromobilität im Modell ist die Einbindung des Ladens von Elektrofahrzeugen in die kostenminimale Strombereitstellung und die Darstellung des Einflusses der Elektromobilität auf das Stromerzeugungssystem. Dabei wird sowohl das optimierte Laden als auch das gesteuerte Entladen der Fahrzeugbatterien in die Betrachtung einbezogen.

Der Einfluss der Elektromobilität auf das Stromerzeugungssystem wird modelliert durch die Abbildung der Elektrofahrzeuge als Speicher, aus denen die benötigte Energie anhand von stündlich aufgelösten Fahrprofilen deterministisch entnommen wird. Dabei existieren Fahrprofile von sechs verschiedenen Nutzerklassen mit charakteristischen täglichen Fahrstrecken und Fahrzeiten. Jeder Nutzerklasse werden zwei Fahrzeugtypen mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten und spezifischen Energieverbräuchen zugeordnet. Den daraus resultierenden zwölf Fahrzeugklassen werden Bestandszahlen zugeordnet. So wird im Modell nicht jedes Fahrzeug einzeln modelliert, sondern mehrere Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse werden gemeinsam abgebildet. Damit verhalten sich im Modell alle Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse immer exakt gleich. Bei allen Fahrzeugen wird nicht nur der fahrstreckenabhängige Bedarf sondern auch der Bedarf für temperaturabhängige Verbraucher zum Heizen und Kühlen sowie für alle weiteren Nebenverbraucher berücksichtigt. Des Weiteren liegt dem Modell ein Lade-/Entladennutzungsgrad für die Fahrzeugbatterien zugrunde. Alle verwendeten Eingangsdaten sind im Kapitel 3.2.2.1 ausführlich angegeben.

Im Teilmodell MESTAS wird jede Fahrzeugklasse einzeln als Speicher im Stromsystem modelliert (Bild 2.5, Block CEV). Die verwendeten Fahrzeugklassen werden im Rahmen der Gesamtoptimierung geladen. Die Optimierung findet die kostengünstigste Ladestrategie, wobei die Ladeleistungen zwischen einer Obergrenze (Block PEV Laden) und einer Untergrenze (Block PFS Laden), die gleich null ist, variieren kön-

nen. Die Ladeleistungen werden durch den Block EVB in der Lastgleichung berücksichtigt.

Die Optimierung berücksichtigt dabei, dass die vorgegebenen Fahranforderungen jedes Fahrzeugs inkl. der Anforderungen durch Heizen, Kühlen und Nebenverbraucher stets erfüllt werden. Dies bedeutet, dass die Fahrzeuge zu jedem Zeitpunkt ausreichend geladen sein müssen, um die anstehenden Fahranforderungen erfüllen zu können. Der dafür notwendige Ladeenergiebedarf lässt sich durch die perfekte Vorausschau über jeweils ein Jahr ermitteln. Die Fahranforderungen werden in der Modellierung für alle Fahrzeugklassen als Entladeleistungen festgelegt, bei der zu jedem Zeitpunkt die Obergrenze der Untergrenze entspricht (Blöcke PEV Entladen und PFS Entladen). Die Änderungen des Batterieinhalts durch Laden bzw. Entladen werden mithilfe des Blocks EVA in die Bilanzgleichung der Batterie übernommen. Im Block EVP wird der Ladezustand der Batterie überwacht, im Block SCE kann eine mögliche Batterieladung zu Anfang des Betrachtungszeitraums berücksichtigt werden.

Ist die Erfüllung der Fahranforderung trotzdem nicht möglich, da die Ladezeiträume zu kurz sind oder die Speicherkapazität der Fahrzeugbatterie für die Anforderungen zu klein ist, so wird die Annahme getroffen, dass bei der betroffenen Fahrzeugklasse ein Range-Extender an Bord ist, dessen Einsatz mit höheren Kosten (Block BRE) belegt ist als das Fahren mit elektrischer Energie. Welche Fahrzeugklassen tatsächlich einen Range-Extender benötigen, hängt u. a. von den Lademöglichkeiten ab (vgl. Abschnitt 3.2.2.1). Der Range-Extender kann eine maximale Leistung bereitstellen, die durch Block PRE definiert ist. Durch den Block REB wird der Einsatz des Range-Extenders in der Energiebilanz der Batterie berücksichtigt.

Optional kann im Modell auch die Rückspeisung elektrischer Energie aus den Fahrzeugbatterien in das Stromsystem berücksichtigt werden (Vehicle-to-Grid, V2G). Dabei erhalten die Fahrzeuge in Stunden, in denen sie am Netz sind, zusätzlich zum Laden auch die Möglichkeit, die Batterien zu entladen. In diesem Fall werden die Entladeleistungen ebenfalls durch den Block EVB in der Lastgleichung berücksichtigt. Da die Nutzung der Batterien für V2G gegenüber der reinen Erfüllung der Fahranforderungen eine zusätzliche Zyklisierung und damit den Verschleiß der Batterie bedeutet, kann im Block BEV die Rückspeisung von Energie mit entsprechenden Kosten belegt werden. Als Zykluskosten kann hierbei der Quotient aus den Investitionskosten für die Fahrzeugbatterie und der Zyklenlebensdauer angesetzt werden.

Ein ungesteuertes Laden, das darauf beruht, dass Fahrzeuge ab dem Moment geladen werden, an dem sie ans Netz angeschlossen werden, und der Ladevorgang endet, wenn die Fahrzeuge mechanisch vom Netz getrennt oder vollständig geladen sind, wird hier nicht verfolgt. Ein Szenario mit rein ungesteuertem Laden ist bei einer

so großen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ohnehin schwer vorstellbar und hätte wahrscheinlich große finanzielle Auswirkungen durch einen notwendigen Netzausbau und den Zubau von flexiblen Kraftwerken.

Die Modellierung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen erfordert einige Abstrahierungen und Vereinfachungen, die im Folgenden noch einmal zusammengefasst werden:

Die potentiellen Ladezeiträume erstrecken sich über die Stunden, in denen das Fahrzeug nicht bewegt wird und somit keine Fahranforderung auftritt. Diese Annahme ist zu treffen, da das Modell, wie bereits genannt, nur auf einer 1-Stunden-Auflösung basiert. Konkret bedeutet diese Einschränkung, dass in Stunden, in denen das Fahrzeug auch nur eine Sekunde bewegt wird, kein Ladevorgang erfolgen kann.

Die Speicherkapazität der Fahrzeugbatterien kann stets voll genutzt werden, was bedeuten kann, dass die Fahrzeugbatterie am Ende einer Fahrt vollständig geleert ist.

Konzeptbedingt gilt bei der Abbildung des Fahrverhaltens eine perfekte Vorausschau zukünftiger Fahrbedarfe. Während es bei einzelnen Fahrzeugen in der Realität häufiger zu Abweichungen vom jeweiligen Standardfahrprofil kommt, lässt sich für eine große Grundgesamtheit an Fahrzeugen ein mittleres Fahrprofil für zukünftige Zeitbereiche unterstellen. Damit ist eine annähernd perfekte Vorausschau gegeben.

Wie bereits erwähnt, verhalten sich alle Fahrzeuge einer Fahrzeugklasse exakt gleich. Eine weitere zeitliche Verteilung der Fahrstrecken ist demnach nur durch die Betrachtung zusätzlicher Fahrzeugklassen möglich. Aufgrund der begrenzten Rechenleistung wurden im Rahmen des Projekts nur zwölf Fahrzeugklassen betrachtet.

Zudem wird unterstellt, dass alle Elektrofahrzeuge fest verbaute Batterien besitzen. Ein Wechselbatteriekonzept wird im Rahmen dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

2.4.2 Demand Side Management / Demand Response

Im Kontext des Einsatzes flexibler Lasten werden einige Begriffe unterschiedlich definiert. Unter anderem können Demand Side Management und Demand Response wie folgt definiert werden:

Derzeit besteht allgemein für Stromverbraucher in Deutschland die Möglichkeit, durch Verschieben von Verbraucherlasten einerseits den Leistungsbedarf unter einem definierten Schwellenwert zu halten und somit den Leistungspreis zu reduzieren. Andererseits kann durch entsprechendes Management der Strombezug in Zeiträume mit kostengünstigeren Tarifen verschoben werden. In beiden Fällen sind die

äußeren Rahmenbedingungen bekannt und mit dem Stromlieferanten vertraglich vereinbart. Eine gute Planbarkeit ist somit gegeben. Die Planung findet mit einigem zeitlichen Vorlauf statt und geht z. B. in die Nominierung der Strombezugsfahrpläne ein. Mit *Demand Side Management* (DSM) werden Handlungen eines Stromverbrauchers beschrieben, die dieser zur Verringerung der Strombezugskosten vornimmt. Im weiteren Sinne umfasst dies auch Einsparmaßnahmen. Demand Side Management ist in vielen Industriebranchen Stand der Technik.

Bei *Demand Response* (DR) dagegen reagiert ein Verbraucher mit seinem Lastverhalten unmittelbar auf ein kurzfristig auftretendes äußeres Signal. Dieses Signal kann z. B. den ökonomischen Wert einer Leistungsreduktion beinhalten. Die Verbindlichkeit der Demand Response wird im Vorfeld vertraglich geregelt und kann von einer freiwilligen Laständerung bis hin zu einer Fremdsteuerung des Leistungsbedarfs einzelner Anlagen durch den Vertragspartner reichen. Demand Response wird in Deutschland erst vereinzelt eingesetzt, etwa durch die Vermarktung von gepoolten Kühlhäusern auf dem Regelleistungsmarkt.

Der Einfachheit wegen wird für die Szenarios und im Folgenden nur die Abkürzung DSM verwendet, selbst wenn dies definitionsgemäß auch Demand Response beinhaltet.

Im Rahmen dieser Arbeit werden nur flexible Anwendungen untersucht, die keine Einschränkungen in der Nutzung der jeweiligen Anwendung zur Folge haben. Das heißt, dass beispielsweise keine Waschmaschinen untersucht werden, da eine zeitliche Verschiebung der Nutzung einer Waschmaschine einen Einfluss auf den Tagesablauf des Nutzers zur Folge haben und unter Umständen die gewünschte Anzahl an Waschvorgängen im vom Nutzer vorgesehenen Zeitraum nicht erzielt werden kann. Speicherheizungen und Kühlschränke, die im Folgenden untersucht werden, haben dagegen keinen Einfluss auf den Nutzer, solange gewisse Rahmenbedingungen und Anforderungen, die dem Modell vorgegeben sind, eingehalten werden. Der Vorteil dieser Art der Speicherung liegt darin, dass in der Regel die Energie in Form von Nutzenergie gespeichert wird und damit verlustbehaftete Umwandlungsschritte entfallen. Jedoch können trotzdem zusätzliche Speicherverluste auftreten, zum Beispiel durch erhöhte Selbstentladung bei zu starker Beladung des inhärenten Speichers.

Die DSM-fähigen Geräte werden im Rahmen der Gesamtoptimierung gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Technische Restriktionen, wie z. B. Einschaltverzögerungen, sind aufgrund des Stundenrasters vernachlässigbar.

Die notwendigen Durchdringungsgrade und Rahmendaten zu DSM-fähigen Speicherheizungen und Kühlschränken werden in Kapitel 3.2.2.2 aufgeführt.

Weitere DSM-Anwendungen wurden nicht betrachtet. Die Ergebnisse der Betrachtungen zu DSM-fähigen Kühlschränken und Speicherheizungen stehen aber für weitere funktionale Speicher mit ähnlicher Betriebsweise.

2.4.2.1 Speicherheizungen

Speicherheizungen sind elektrische Raumheizgeräte, die aufgrund ihres speicherfähigen Kerns, der meist aus Magnesit besteht, mittels elektrischer Energie thermisch geladen werden können. Die durch Kapselung des Kerns gespeicherte thermische Energie kann, abgesehen von einer gewissen Selbstentladung, bedarfsgerecht wieder an den Raum abgegeben werden.

Durch eine Ungleichung im linearen Programm (siehe Bild 2.5) wird bestimmt, dass durch die Speicherheizungen mindestens der benötigte Tageswärmebedarf (Block WAR) gedeckt wird. Eine Raumüberhitzung durch Bereitstellung einer zu großen Wärmemenge pro Tag ist somit theoretisch möglich. Um jedoch einerseits eine zu starke Überhitzung und andererseits eine Unterkühlung in bestimmten Zeiträumen innerhalb eines Tages zu vermeiden, wird eine Obergrenze für die Wärmeleistung der Speicherheizungen (Block NPN) festgesetzt, so dass die Speicherheizungen den benötigten Tageswärmebedarf über mindestens zwölf ganze, aber nicht notwendigerweise zusammenhängende Stunden des jeweiligen Tages bereitstellen müssen. Der Wärmebedarf kann theoretisch auch über 24 Stunden verteilt abgegeben werden. Anders formuliert liegt die Wärmeleistung der Speicherheizungen in mindestens zwölf Stunden des betrachteten Tages zwischen dem Quotienten aus dem Tageswärmebedarf und zwölf Stunden und dem Quotienten aus dem Tageswärmebedarf und 24 Stunden. Der Bestand der DSM-fähigen Speicherheizungen wird dabei aggregiert betrachtet. Die Ladeleistung der Speicherheizungen ist damit die Summe über alle elektrischen Anschlussleistungen der DSM-fähigen Speicherheizungen. Der Tageswärmebedarf wird sowohl durch Selbstentladung (Block NSV) als auch durch die erzwungene Wärmeabgabe (Block NSW) gedeckt.

Der Lastverlauf der Speicherheizungen, d. h. die Ladung durch Bezug elektrischer Energie (Block NSE), wird für DSM-fähige Speicherheizungen im Rahmen des Gesamtansatzes optimiert und in der Lastgleichung berücksichtigt.

Wie bei den übrigen Speichern findet auch bei Speicherheizungen durch die begrenzte Speicherkapazität (Block NCN) eine Pegelüberwachung (Block NSP) statt, wobei die Pegeländerung (NSA) und die Startladung (SCH) Berücksichtigung finden.

2.4.2.2 Kühlschränke

Alle relevanten Größen der betrachteten Kühlschränke, die im Modell als Speicher umgesetzt werden, d. h. die Ladeleistung, die Entladeleistung und die Kapazität, werden rein elektrisch betrachtet. Modelltechnisch findet also keine Umwandlung von elektrischer in thermische Energie statt.

Wie bei den Speicherheizungen müssen auch bei den DSM-fähigen Kühlschränken gewisse Randbedingungen eingehalten werden, damit die eigentliche Aufgabe des Kühlgerätes nicht eingeschränkt wird. Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Temperatur der betrachteten Kühlschränke in einem Schwankungsbereich zwischen 2 °C und 7 °C zu halten [STA05]. Durch diese Festlegung sind keine Qualitätseinbußen beim Kühlgut zu erwarten, da durch die obere Grenze eine zu starke Erwärmung mit verstärkter Keimbildung und durch die untere Grenze ein Einfrieren vermieden werden.

Vereinfachend wird im Modell davon ausgegangen, dass der Leistungsbedarf von Kühlschränken, die nicht im DSM-Modus betrieben werden, über die Zeit konstant ist. Das heißt, tageszeitliche und saisonale Leistungsschwankungen der Kühlschränke werden vernachlässigt. Tageszeitliche Schwankungen des Leistungsbedarfs aller Kühlschränke treten ohnehin kaum auf, da aufgrund der sehr großen Anzahl an Kühlschränken von einem niedrigen Gleichzeitigkeitsgrad ausgegangen werden kann. Lediglich zu Zeiten, in denen vermehrt Türöffnungen stattfinden, sind kleine Schwankungen zu erwarten. Saisonale Abweichungen vom Normalbedarf sind nur in den Sommermonaten zu erwarten, da hier üblicherweise die Raumtemperatur über der der restlichen Monate liegt und damit die Verluste der Kühlgeräte ansteigen.

Somit entsteht durch die genannte Vereinfachung ein Lastband für alle nicht DSM-fähigen Kühlschränke. Aus dem Jahresenergiebedarf der Kühlschränke, umgelegt auf die Stunden des Jahres und dividiert durch die Gerätezahl, entsteht eine mittlere Ladeleistung pro Kühlschrank. Diese Leistung entspricht wegen der rein elektrischen Betrachtung der durchschnittlichen Entladeleistung. Diese Entladeleistung ist für alle Kühlschränke, DSM-fähige und nicht DSM-fähige, über alle Stunden konstant, da angenommen wird, dass die Variation der Kühltemperatur zu keiner Veränderung der thermischen Verluste führt. Daher entspricht im Modell die Obergrenze der Entladeleistung (Block KPN Kühlen) der Untergrenze der Entladeleistung (KPE Kühlen).

Für DSM-fähige Geräte ist die Ladeleistung dagegen stündlich variabel, wobei die vorgegebene Nennladeleistung nicht überschritten werden darf (Bild 2.5, Block KPN Kompressor). Die Untergrenze für die Ladeleistung liegt bei null, wenn zum betrachteten Zeitpunkt kein Kühlschrank „geladen“ wird. Zur modelltechnischen Einbindung DSM-fähiger Kühlschränke muss eine Lastanpassung erfolgen, in der Form, dass

von der vorgegebenen Verbraucherlast ein Lastband – das Produkt aus der mittleren Ladeleistung und der Anzahl DSM-fähiger Kühlschränke – abgezogen wird. Die veränderte Last der DSM-fähigen Kühlschränke wird dann im Rahmen der Optimierung wieder hinzugefügt (Block KSE). Wie bei den Speicherheizungen wird auch der Bestand der DSM-fähigen Kühlschränke aggregiert betrachtet. In die Lastgleichung wird nur die Ladeleistung einbezogen, da die Entladeleistung in Form von Nutzenergie auftritt.

Die Speicherkapazität der Kühlschränke (Block KPC) ist von den definierten Temperaturgrenzen und in starkem Maße von der Beladung mit Kühlgut abhängig. Aufgrund der großen Zahl an betrachteten Geräten kann von einer über die Zeit konstanten durchschnittlichen Beladung ausgegangen werden. Die verwendeten Daten hierzu sind in Kapitel 3.2.2.2 aufgeführt. Auch in diesem Fall findet eine Pegelüberwachung statt, um eine Unterkühlung und Überhitzung des Kühlguts zu vermeiden (Blöcke KSA, KSP und SCK).

2.4.3 Export

Die Möglichkeit des Exports elektrischer Energie tritt in direkte Konkurrenz zur Speicherung. Dabei stellt sich die Frage, unter welchen Umständen der direkte Verkauf von Überschüssen ins benachbarte Ausland wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Speicherung bietet. Gespeicherter Strom könnte zu einem späteren Zeitpunkt mit hohen Erzeugungskosten wieder genutzt werden. Allerdings treten bei der Speicherung Verluste auf, so dass eine Speicherung nur dann rentabler als ein Export der Überschüsse ist, wenn trotz der Speicherverluste die Kosteneinsparungen beim Entladen höher als die Exporterlöse sind. Des Weiteren fallen gegebenenfalls Investitionsaufwendungen für entsprechende Neubauspeicher an. Für einen Export müssen im Modell hingegen keine zusätzlichen Investitionen getätigt werden, da nur die bestehenden Übertragungskapazitäten berücksichtigt werden.

Die wirtschaftliche Attraktivität der Exportoption wird von den möglichen Erlösen für die ausgeführte Energie bestimmt. Diese hängen von der aktuellen Lastsituation und der Angebotssituation im Marktgebiet ab. Näherungsweise bestimmt die Residuallast, also die Netzlast abzüglich der gesetzten Einspeisung den jeweiligen Strompreis. Theoretisch kann demnach ein Export realisiert werden, wenn der aktuelle Strompreis des Importgebietes unterboten werden kann. Für eine repräsentative Abbildung des Preisgefüges im Modell müssten demzufolge die Importgebiete in ähnlicher Weise zeitaufgelöst abgebildet werden. Dies setzt jedoch zum einen eine sinnvolle Annahme für die Ausbaustrategien der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung im benachbarten Ausland und zum anderen die Kenntnis der zeitaufgelös-

ten Lastverläufe voraus. Da eine Modellierung des Auslands in dieser Form den Berechnungsaufwand deutlich erhöhen würde, wird im Rahmen des Projekts vereinfachend von konstanten, also tageszeitlich und saisonal unabhängigen Erlösen ausgegangen, welche die wirtschaftliche Konkurrenzsituation des Exports zur großtechnischen Speicherung im Mittel abbilden soll.

Neben wirtschaftlichen Kriterien wird aus technischer Sicht der Export von der maximal möglichen Übertragungsleistung bestimmt. Die aktuell möglichen Übertragungskapazitäten (NTC) zu den Nachbarländern unterscheiden sich saisonal und werden vom ENTSO-E veröffentlicht [ENT11].

Innerhalb des Teilmodells MESTAS wird der Export als negative Erzeugung bzw. Last abgebildet, welche zusätzlich zur Stromnachfrage in Deutschland von null bis zur maximalen Übertragungskapazität gedeckt werden kann. Eventuell auftretende Netzverluste werden dabei nicht abgebildet. Alle Nachbarländer werden vereinfachend zu einem Knoten aggregiert. Für die exportierte Strommenge fallen negative Kosten, d. h. Erlöse an, welche den Zielfunktionswert im Rahmen der Optimierung verringern. Realisiert wird die Exportmöglichkeit im Rahmen des Teilmodells MESTAS mithilfe der zusätzlichen Module PEA, NTC, APH und XAU im linearen Programm (Bild 2.5).

3 Rahmendaten zu den Szenarios

3.1 Fixe Rahmendaten

Die im Folgenden beschriebenen Rahmendaten stellen die Grundlage für sämtliche im Rahmen des Projekts betrachteten Szenarios dar und wurden nicht variiert.

3.1.1 Kraftwerksdaten

Die Eingangsdaten für den Kraftwerksbestand werden der Kraftwerksdatenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik entnommen. Diese enthält nahezu alle konventionellen Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in Deutschland (inkl. Kraftwerke in Bau). Für die deutschen Kernkraftwerke werden die Laufzeiten entsprechend der aktuellen Gesetzeslage angenommen [ATG11]. Demnach gehen die letzten drei Kernkraftwerke im Jahr 2022 vom Netz. Da im Modell IMAKUS Kraftwerke ihr Betriebsende stets am Jahresende erreichen, wurde die gesetzlich geregelte Außerbetriebnahme von acht Kernkraftwerken zum 6. August 2011 im Modell allerdings erst ab Jahresbeginn 2012 berücksichtigt. Aufgrund der gekoppelten Wärmeerzeugung sind KWK-Kraftwerke nicht oder nur teilweise frei disponierbar und können deshalb nicht wie die restlichen konventionellen Kraftwerke behandelt werden. So wird bei KWK-Kohle-Anlagen nicht die volle Nennleistung als frei disponierbar angenommen. Stattdessen wird die Leistung um denjenigen Anteil reduziert, der für die Auskopplung der Wärme notwendig ist. Eine Abschätzung erfolgt über durchschnittliche Stromkennzahlen laut [VIK10] und die Fernwärmeleistungen der entsprechenden Kraftwerke laut [UBA10]. Die KWK-Gas-Anlagen werden hingegen als vollständig wärmegeführt betrachtet und deren Einsatz deshalb nicht vom Modell optimiert. Der erzeugte KWK-Strom aus Kohle- und Gas-Anlagen wird im Modell als gesetzte Einspeisung in Form charakteristischer Einspeisezeitreihen vorgegeben (vgl. Abschnitt 3.1.2). Da im Modell die Deckung des gesamten deutschen Strombedarfs betrachtet wird, muss auch der Bestand der Industriekraftwerke zur Eigenerzeugung berücksichtigt werden. Mangels ausreichender Daten zum Bestand an Industriekraftwerken wurden die existierenden Kapazitäten mithilfe eines Pauschalansatzes abgeschätzt. Als Basis diente dabei die Energieträgerstruktur laut [VIK10]. KWK-Anteile und Lebensdauern konnten jedoch nur geschätzt werden. Bild 3.1 zeigt die Struktur des frei disponierbaren konventionellen Kraftwerksbestandes für das Jahr 2010 sowie die berücksichtigten derzeit in Bau befindlichen Kraftwerkskapazitäten (geplante Fertigstellung bis einschließlich 2013). Kohle-KWK-Anlagen sind dabei mit der entsprechenden reduzierten, frei disponierbaren Leistung berücksichtigt, Gas-KWK-Anlagen sind nicht enthalten.

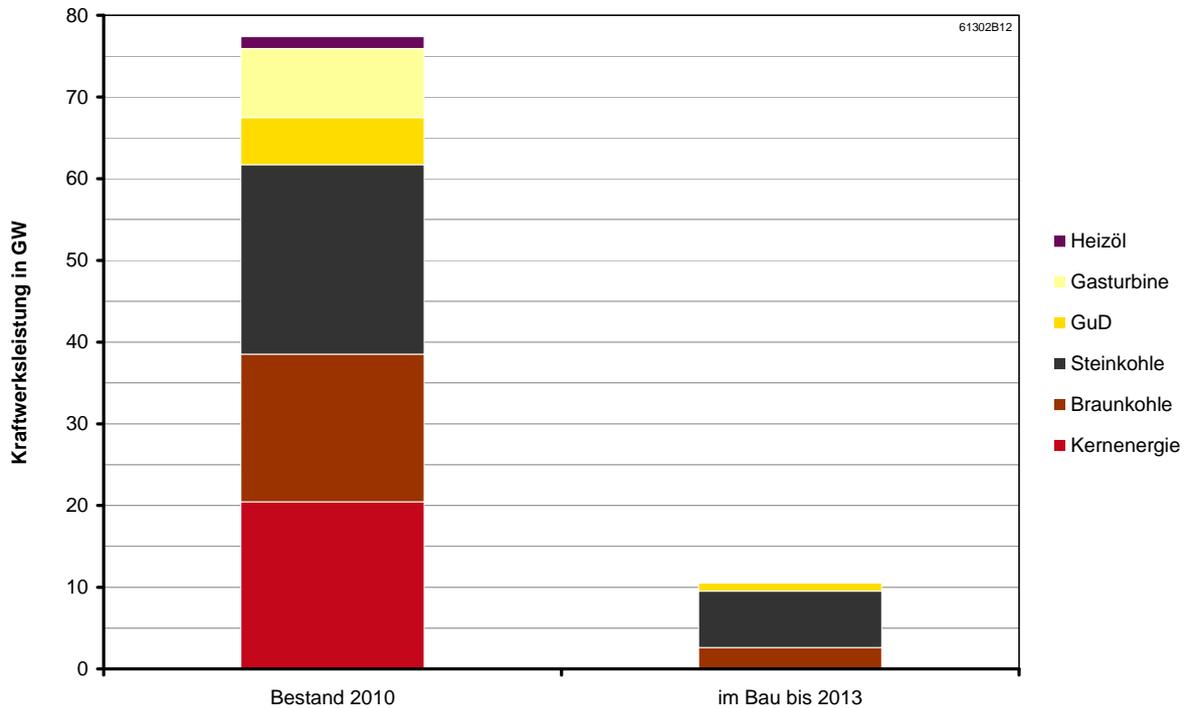


Bild 3.1: Bestand konventioneller Kraftwerke und berücksichtigte im Bau befindliche Kraftwerkskapazitäten bis einschließlich 2013

Für den Kraftwerksneubau stehen dem Modell sechs verschiedene Technologien zur Verfügung: Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke, Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke sowie ab dem Jahr 2020 Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke mit 700 °C-Technologie. Aufgrund der besseren verfügbaren Technik wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 konventionellen Steinkohle- bzw. Braunkohlekraftwerke nicht mehr genehmigungsfähig sind. Ab diesem Zeitpunkt steht dem Modell deshalb nur noch die 700 °C-Technologie zur Verfügung. Eine in Zukunft mögliche Verfügbarkeit von Carbon-Capture-and-Storage-Technologien (CCS) wird im Rahmen der Szenarios nicht betrachtet. Die technischen und ökonomischen Daten für Neubaukraftwerke wurden im Rahmen des Projektes im Arbeitskreis Energiewirtschaft abgestimmt und sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Bei den angegebenen Kosten handelt es sich jeweils um Realpreise in Euro des Referenzjahres 2010 (€_{2010}). Des Weiteren werden für Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke 40 Jahre Lebensdauer angenommen, für Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke 30 Jahre.

Tabelle 3.1: Technische und ökonomische Rahmendaten der Neubaukraftwerke

		2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle						
Netto-Wirkungsgrad	%	46,0	46,0	-	-	-
Investitionskosten	€/kW _{el}	1458,01	1353,87	-	-	-
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	36,00	36,00	-	-	-
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	4,17	4,17	-	-	-
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	10,41	10,41	-	-	-
Steinkohle 700 °C						
Netto-Wirkungsgrad	%	-	50,0	51,0	52,0	52,0
Investitionskosten	€/kW _{el}	-	1489,25	1489,25	1489,25	1489,25
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	-	39,57	39,57	39,57	39,57
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	-	4,17	4,17	4,17	4,17
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	-	10,41	10,41	10,41	10,41
Braunkohle						
Netto-Wirkungsgrad	%	44,5	45,0	-	-	-
Investitionskosten	€/kW _{el}	1666,30	1562,15	-	-	-
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	40,23	40,23	-	-	-
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	4,17	4,17	-	-	-
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	12,50	12,50	-	-	-
Braunkohle 700 °C						
Netto-Wirkungsgrad	%	-	49,0	50,0	51,0	51,0
Investitionskosten	€/kW _{el}	-	1718,37	1718,37	1718,37	1718,37
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	-	44,78	44,78	44,78	44,78
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	-	4,17	4,17	4,17	4,17
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	-	12,50	12,50	12,50	12,50
GuD						
Netto-Wirkungsgrad	%	59,0	61,0	62,0	62,0	62,0
Investitionskosten	€/kW _{el}	729,00	729,00	729,00	729,00	729,00
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	8,33	8,33	8,33	8,33	8,33
Gasturbine						
Netto-Wirkungsgrad	%	38,0	39,0	40,0	40,0	40,0
Investitionskosten	€/kW _{el}	369,71	338,47	338,47	338,47	338,47
fixe Betriebskosten	€/kW _{el} ·a	12,17	12,17	12,17	12,17	12,17
variable Betriebskosten	€/MWh _{el}	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
Abriss- u. Rückbaukosten	€/kW _{el}	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08

Die Nichtverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke wird zum einen im Teilmodell MOWIKA durch den Reduktionsfaktor abgebildet. Hier werden sowohl geplante (Revisionen) als auch ungeplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksausfälle) bei der Bestimmung der Ausnutzungsdauern berücksichtigt. Zum anderen wird im Teilmodell MOGLIE die gesicherte Leistung der Kraftwerke zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast bestimmt, wobei nur die technische Verfügbarkeit relevant ist. Zur Abschätzung dieser Größen werden statistische Werte für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen herangezogen. In Tabelle 3.2 sind Mittelwerte für den Zeitraum 2000 bis 2009 nach [VGB10] dargestellt.

Tabelle 3.2: Arbeits-Verfügbarkeit und Arbeits-Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken [VGB10]

Kraftwerkstyp	Arbeits-Verfügbarkeit	Arbeits-Nichtverfügbarkeit	geplante Nichtverfügbarkeit	ungeplante Nichtverfügbarkeit
	%	%	%	%
Steinkohle-Blockanlagen	84,4	15,6	8,4	7,2
Braunkohle-Blockanlagen	86,2	13,8	6,5	7,3
Öl/Gas-Blockanlagen	90,3	9,7	5,8	3,9
Gasturbinenanlagen	86,6	13,4	8,7	4,7
Kombianlagen (GuD)	86,8	13,2	8,2	5,0
Kernkraftwerke	85,5	14,5	9,2	5,3

Die Arbeits-Verfügbarkeit ist dabei der Anteil der unter Berücksichtigung von Revisionen und Ausfällen erzeugbaren Energie an der theoretisch erzeugbaren Energie bei voller Verfügbarkeit. Im Gegensatz zur Betrachtung einer reinen Zeit-Verfügbarkeit berücksichtigt die Arbeits-Verfügbarkeit auch Teil-Nichtverfügbarkeiten, d. h. wenn beispielsweise nicht die gesamte Kraftwerksleistung zur Verfügung steht, das Kraftwerk aber gedrosselt betrieben wird. Die Arbeits-Nichtverfügbarkeit gibt die Differenz zwischen der Arbeits-Verfügbarkeit und einer theoretischen vollen Verfügbarkeit an und setzt sich aus geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten zusammen. Der benötigte Reduktionsfaktor entspricht damit genau der Arbeits-Verfügbarkeit. Da die technische Verfügbarkeit angibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Kraftwerk außerhalb der Revisionszeiträume zur Verfügung steht, muss zu ihrer Bestimmung die Arbeits-Verfügbarkeit auf die theoretisch außerhalb der geplanten Nichtverfügbarkeiten erzeugbare Energie bezogen werden. Tabelle 3.3 zeigt Reduktionsfaktoren und technische Verfügbarkeiten der im Rahmen des Projekts betrachteten konventionellen Kraftwerkstechnologien. Dabei wird zwischen Bestands- und Neubaukraftwerken keine Unterscheidung bezüglich der Verfügbarkeit getroffen.

Tabelle 3.3: Reduktionsfaktor und technische Verfügbarkeit der betrachteten Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Reduktionsfaktor	technische Verfügbarkeit
	%	%
Steinkohle	84,4	92,1
Steinkohle 700 °C	84,4	92,1
Braunkohle	86,2	92,2
Braunkohle 700 °C	86,2	92,2
Heizöl	90,3	95,9
Gasturbine	86,6	94,9
GuD	86,8	94,6
Kernenergie	85,5	94,2

3.1.2 Charakteristische Zeitreihen für Last und gesetzte Einspeisung

Sowohl die Stromnachfrage als auch die gesetzte Einspeisung aus EE und KWK werden im Modell IMAKUS in Form charakteristischer, normierter Zeitreihen der mittleren stündlichen Leistung für jeweils ein Jahr vorgegeben. Diese werden dann durch Skalierung an die je nach Szenario unterschiedlichen Jahresstrommengen angepasst (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die im Rahmen des Projekts verwendeten charakteristischen Zeitreihen stammen aus [GOB12]. Diese basieren auf einem kohärenten Datensatz, dem Lufttemperatur-, Sonneneinstrahlungs- und Windgeschwindigkeitswerte der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zugrunde liegen. Die Charakteristik der Stromnachfrage wird auf die Jahreshöchstlast normiert, so dass sich als Maximalwert 100 % ergibt. Demgegenüber werden die Charakteristiken der EE sowie der KWK nicht auf die maximale Einspeiseleistung, sondern auf die installierte Leistung normiert. Damit ergibt sich in der Regel ein Maximalwert der normierten Zeitreihen kleiner als 100 %, da z. B. nicht deutschlandweit alle Onshore-Windkraftanlagen gleichzeitig mit maximaler Leistung Strom produzieren. Bild 3.2 zeigt die verwendeten charakteristischen Zeitreihen sowie die jeweilige Ausnutzungsdauer. Aufgrund der besseren Darstellung wurden statt der stündlichen Leistungswerte die Tagesmittelwerte bestimmt und abgebildet, weshalb die Zeitreihen in Bild 3.2 nicht die maximale Ausprägung haben und beispielsweise das Maximum der Stromnachfragekurve nicht bei eins liegt.

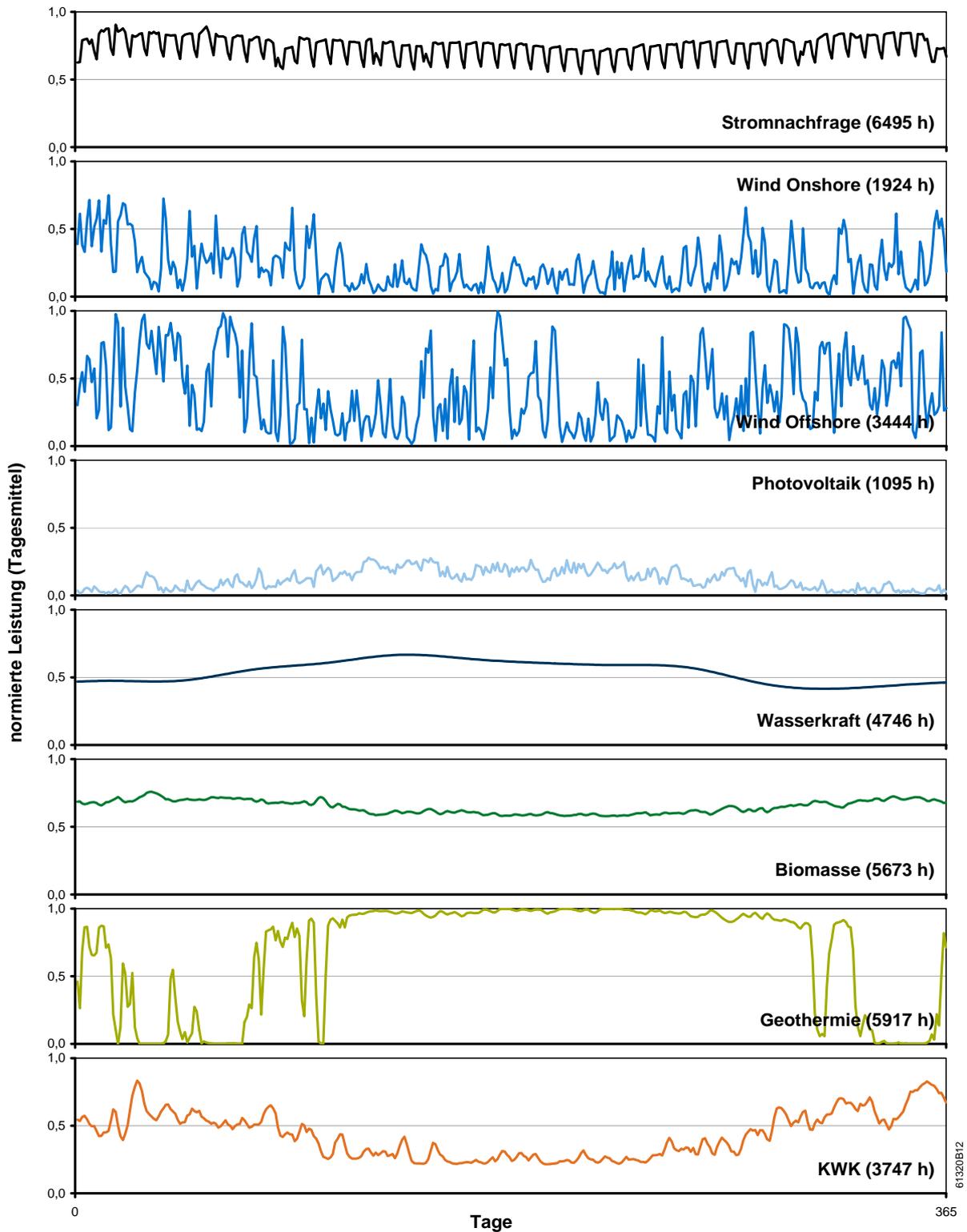


Bild 3.2: Charakteristische Zeitreihen der Last und der gesetzten Einspeisung als Tagesmittelwerte, Ausnutzungsdauern sind in Klammern angegeben

Die im Modell IMAKUS angewandte Methodik erlaubt nur die Betrachtung deterministisch vorgegebener Zeitreihen der Last, der EE und der KWK. Dabei ist zu beachten, dass die Qualität der Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf den Speicherausbau und -einsatz, in hohem Maße von der Qualität der vorgegebenen Zeitreihen abhängt, d. h. inwieweit diese tatsächlich als typisch angesehen werden können. Um abschätzen zu können, welche Sensitivität bezüglich der Zeitreihen vorliegt, sollte die Optimierung prinzipiell mit mehreren unterschiedlichen Zeitreihen durchgeführt werden. Soll diese Unsicherheit hingegen von der Optimierung mit berücksichtigt werden, so muss ein stochastischer Modellierungsansatz verwendet werden.

3.1.3 Brennstoffe

Die Entwicklung der Brennstoffkosten wurde im Rahmen des Projekts im Arbeitskreis Energiewirtschaft abgestimmt. Tabelle 3.4 zeigt die angenommene Entwicklung der Brennstoffkosten für neun Stützjahre im Zeitraum von 2010 bis 2050. Zwischen den Stützjahren wurde jeweils linear interpoliert. Die Brennstoffkosten für Braun- und Steinkohle, Gas sowie Heizöl werden als Realpreise in €₂₀₁₀ je Megawattstunde Brennstoff (MWh_{th}) angegeben. Für Kernenergie werden die Brennstoffkosten hingegen direkt als Realpreise in €₂₀₁₀ je Megawattstunde erzeugter elektrischer Energie (MWh_{el}) angegeben.

Tabelle 3.4: Entwicklung der Brennstoffkosten

Brennstoff		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Braunkohle	€/MWh _{th}	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
Steinkohle	€/MWh _{th}	10,80	10,84	11,64	12,02	12,32	12,57	12,57	12,57	12,57
Gas	€/MWh _{th}	25,66	33,50	37,49	39,77	42,62	44,04	44,04	44,04	44,04
Heizöl	€/MWh _{th}	35,81	48,87	56,34	61,01	65,68	68,01	68,01	68,01	68,01
Kernenergie	€/MWh _{el}	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25

Im Unterschied zu den anderen Brennstoffen existiert für Braunkohle kein Weltmarkt. Aufgrund des niedrigen Brennwertes ist ein Transport von Braunkohle über längere Strecken meist unwirtschaftlich, so dass Braunkohle-Kraftwerke in der Regel in unmittelbarer Nähe der Förderstätten angesiedelt sind. Laut [SKW11] betrug die Braunkohleförderung in Deutschland im Jahr 2010 169 Mio. t, wobei ca. 90 % zur Stromerzeugung verwendet wurden. Eine Einfuhr aus Drittländern fand nicht statt. Da eine Steigerung der Braunkohleförderung aufgrund mangelnder Akzeptanz für die Erschließung neuer Förderstätten als unwahrscheinlich gilt, wird im Rahmen der Szenarios die zur Stromerzeugung jährlich zur Verfügung stehende Menge Braunkohle

auf 50 Mio. t SKE begrenzt, was etwa 163 Mio. t Braunkohle bzw. einem Energieinhalt von 407 TWh entspricht.

Zur Bestimmung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung werden als weitere Eingangsgröße die spezifischen CO₂-Emissionen der fossilen Brennstoffe benötigt. Diese werden entsprechend Tabelle 3.5 angenommen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie wird als emissionsfrei angenommen.

Tabelle 3.5: Spezifische CO₂-Emissionen der Brennstoffe (eigene Berechnungen nach [VIK10])

Brennstoff		spezifische CO ₂ -Emissionen
Braunkohle	t/MWh _{th}	0,39816
Steinkohle	t/MWh _{th}	0,33975
Gas	t/MWh _{th}	0,20160
Heizöl	t/MWh _{th}	0,27000

3.1.4 CO₂-Zertifikate

Im Rahmen der betrachteten Szenarios werden die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nicht direkt durch jährliche Emissionsgrenzen beschränkt. Durch die Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate werden die Emissionen der Kraftwerke stattdessen in die Kostenminimierung mit einbezogen und so indirekt begrenzt. Ein möglicher Entwicklungspfad des CO₂-Zertifikatspreises wurde im Rahmen des Projekts im Arbeitskreis Energiewirtschaft abgestimmt. In Tabelle 3.6 ist der CO₂-Zertifikatspreis als Realpreis in €₂₀₁₀ angegeben.

Tabelle 3.6: Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreises

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO ₂ -Zertifikate	€/t CO ₂	13,16	22,40	21,87	17,70	25,15	42,06	59,36	82,45	137,99

3.1.5 Großtechnische Speichertechnologien

Bei den drei im Rahmen des Projektes betrachteten großtechnischen Speichertechnologien handelt es sich um PSW, adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) sowie Wasserstoffspeicher, wobei in Deutschland derzeit nur im Bereich der PSW Speicherkapazitäten existieren. Die 25 im Rahmen des Projekts berücksichtigten Bestandsanlagen repräsentieren den Großteil des deutschen PSW-Portfolios. Bild 3.3 stellt die 25 Bestands-PSW anhand ihrer nutzbaren Turbinenleistung und Speicherkapazität sowie ihres Speichernutzungsgrades dar. Dabei zeigt sich eine starke He-

terogenität hinsichtlich dieser drei Größen. So reicht die Turbinenleistung von wenigen 10 MW hin zu etwa 1000 MW und die Speicherkapazität von wenigen 10 MWh hin zu einigen 10 GWh. Insgesamt beträgt die installierte Turbinenleistung 6,5 GW und die installierte Speicherkapazität 77 GWh. Der Speichernutzungsgrad bewegt sich zwischen etwas mehr als 50 % bei älteren bis zu 80 % bei neueren PSW. Die für die Modellierung benötigten Daten der Bestands-PSW sind in Kapitel 8.2 des Anhangs im Detail aufgeführt.

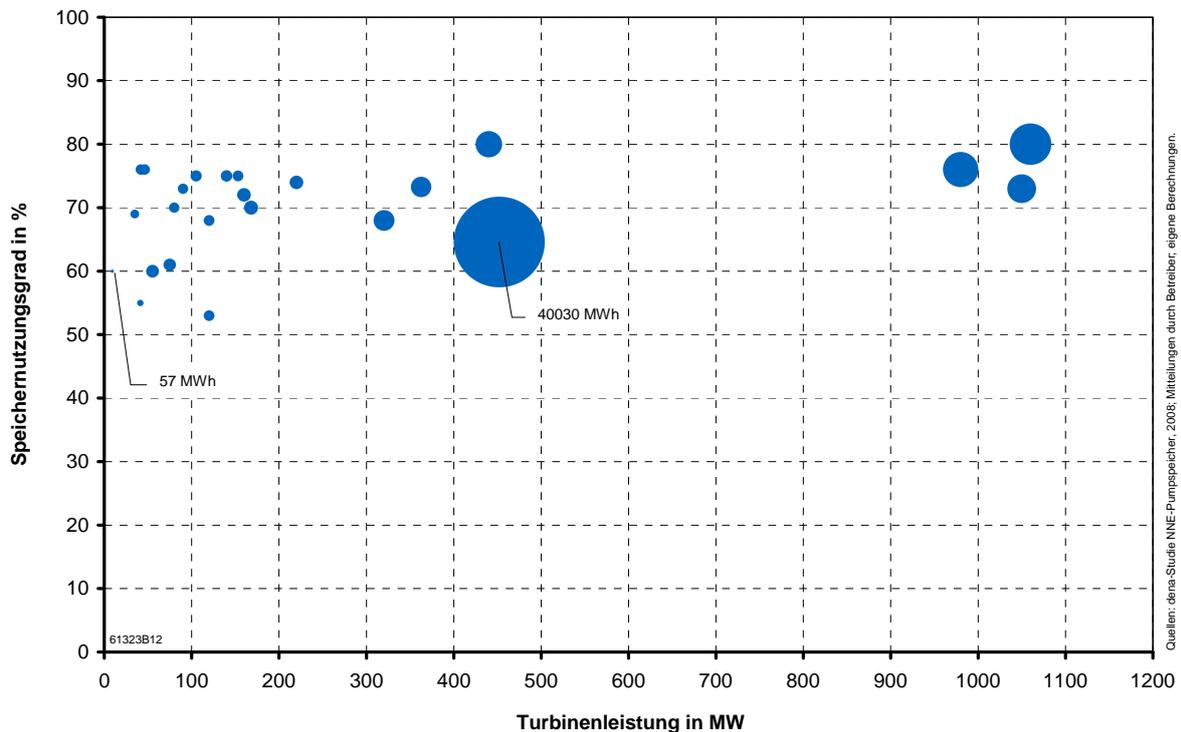


Bild 3.3: Charakteristische Größen des PSW-Bestands in Deutschland

Für den Speicherneubau wird von einer Verfügbarkeit von PSW ab Betrachtungsbeginn im Jahr 2010 ausgegangen, sowie von AA-CAES ab dem Jahr 2020 und von Wasserstoffspeichern ab dem Jahr 2025. Dabei wird angenommen, dass AA-CAES aus einem Kompressor zur adiabaten Verdichtung von Luft, einer Salzkaverne als Speichervolumen, einem Wärmespeicher sowie einer Heißluftturbine bestehen. Als Wasserstoffspeicher wird ein System mit einem Gas-und-Dampf-Prozess (GuD) zur Rückverstromung des Wasserstoffs betrachtet. Weitere Bestandteile dieses H₂-GuD-Speichersystems sind die Elektrolyse- und Kompressoreinheit und analog zur Druckluftspeicherung eine Salzkaverne zur Speicherung des Wasserstoffs. Die technischen und ökonomischen Eingangsdaten für den Neubau großtechnischer Energiespeicher wurden im Rahmen des Projektes im Arbeitskreis Energiewirtschaft abge-

stimmt und sind in Tabelle 3.7 dargestellt. Bei den angegebenen Kosten handelt es sich jeweils um Realpreise in Euro des Referenzjahres 2010 (€_{2010}). Da, wie beschrieben, im Teilmodell MESTAS die Optimierung der einzelnen Jahre anhand eines Grüne-Wiese-Ansatzes erfolgt, ist die Vorgabe eines Entwicklungspfades für die technischen und ökonomischen Speicherdaten nicht sinnvoll. Nur unter der Annahme konstanter Parameter über den Betrachtungszeitraum lässt sich das Ergebnis des Speicherausbaus als kontinuierliche Entwicklung interpretieren.

Tabelle 3.7: Technische und ökonomische Rahmendaten der Neubausppeicher

		PSW	AA-CAES	H₂-GuD
Speichernutzungsgrad	%	80,0	70,0	40,0
Investitionskosten				
Ladeleistung	€/kW _{el}	450,97	421,63	1000,00
Entladeleistung	€/kW _{el}	450,97	421,63	729,00
Speicherkapazität	€/kWh	6,34	30,65	0,09
fixe Betriebskosten				
Ladeleistung	€/kW _{el} ·a	5,59	4,47	10,06
Entladeleistung	€/kW _{el} ·a	5,59	4,47	10,06
variable Betriebskosten				
Laden	€/MWh _{el}	0,28	1,40	1,51
Entladen	€/MWh _{el}	0,28	1,40	1,51
Abriss- und Rückbaukosten				
Ladeleistung	€/kW _{el}	4,17	1,04	4,17
Entladeleistung	€/kW _{el}	4,17	1,04	4,17
Lebensdauer	a	70	30	30
technische Verfügbarkeit	%	95,0	90,0	90,0
Reduktionsfaktor	%	91,4	86,6	86,6

Zwar werden Salzkavernen sowohl für AA-CAES als auch für H₂-GuD-Speicher als Speichervolumen eingesetzt, jedoch ist nach [ETG09] die volumetrische Energiedichte der Wasserstoffspeicherung mit 163 kWh/m³ deutlich höher als bei der Druckluftspeicherung (2,9 kWh/m³). Dies spiegelt sich in den sehr niedrigen Investitionskosten für die Speicherkapazität bei H₂-GuD-Speichern wider. In die Speicherkapazitätskosten der AA-CAES fließen zudem noch die Kosten für den thermischen Speicher ein.

Das Ausbaupotential der AA-CAES sowie der H₂-GuD-Speicher bleibt in allen Szenarios unbegrenzt. Da der weitere Ausbau von PSW in Deutschland jedoch durch die notwendigen geographischen Voraussetzungen sowie durch Belange des Umwelt-

und Landschaftsschutzes sehr begrenzt ist, wird der Neubau von PSW-Kapazitäten in allen Szenarios auf 40 GWh begrenzt. Dies entspricht etwa 50 % der heute installierten PSW-Kapazität. Eine leistungsseitige Beschränkung des PSW-Potentials ist hingegen nicht notwendig, da sich die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter PSW-Standorte vorrangig auf die Größe der Speicherbecken und damit der Speicherkapazität auswirkt. Des Weiteren werden beim Neubau von PSW heutzutage in der Regel Pumpturbinen installiert, d. h. eine einzige Maschine dient sowohl zum Pumpen als auch zum Turbinieren, so dass die ansonsten frei dimensionierbaren Lade- und Entladeleistungen gewissermaßen gekoppelt sind. Um dies zu berücksichtigen, wird beim PSW-Neubau das Verhältnis der installierten Entlade- zur installierten Ladeleistung auf einen Bereich von 0,8 bis 1,2 begrenzt.

3.1.6 Bevölkerung

Allen betrachteten Szenarios wird eine Bevölkerungsentwicklung nach dem Szenario „Mittlere Bevölkerung, Obergrenze“ (Variante 1-W2) des Statistischen Bundesamtes unterstellt [SBA09]. Da innerhalb dieser verwendeten Statistik dem jeweiligen Jahr der Wert für den 31. Dezember zugeordnet wird, wurde für das jeweils betrachtete Jahr der Mittelwert aus dem Vorjahresendwert und dem Endwert des aktuellen Jahres verwendet. Für das Jahr 2050 wird von ca. 74 Millionen Personen in Deutschland ausgegangen.

3.2 Variable Rahmendaten

Im Rahmen des Projekts wurden der Strombedarf, der Anteil der erneuerbaren Energien sowie die Verfügbarkeit unterschiedlicher funktionaler Speicher in mehreren Szenarios variiert. Die diesen Szenarios zugrunde liegenden Rahmendaten werden im Folgenden beschrieben.

3.2.1 Strombedarf, erneuerbare Energien und KWK

Innerhalb des Arbeitskreises Energiewirtschaft wurden Rahmendaten abgestimmt, die eine Grundlage für Basisszenarios darstellen. Die Rahmendaten beziehen sich zum einen auf den Stromverbrauch, d. h. den Brutto- und den Nettostromverbrauch, und zum anderen auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die ursprünglich abgestimmten Daten der Erzeugung aus Photovoltaik mussten dabei im Lauf der Bearbeitungszeit nach oben korrigiert werden, da die bereits in der Realität erreichte Einspeisung über den Annahmen in den Szenarios für zukünftige Jahre lagen.

Als Grundlage für die weiteren Szenarios wurden drei Basisszenarios definiert, die mögliche zukünftige Entwicklungen des Stromverbrauchs und des Beitrags erneuerbarer Energien darlegen. In den Basisszenarios ist die Elektromobilität mit ca. 30 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2050 bereits berücksichtigt. Dabei werden die Elektrofahrzeuge jedoch proportional zum übrigen Lastprofil geladen. Im Folgenden werden die charakteristischen Merkmale der drei Basisszenarios beschrieben.

Tabelle 3.8: Rahmendaten von Stromverbrauch und Stromerzeugung in den Basisszenarios

	Szenario	Jahr								
		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bruttostromverbrauch in TWh										
	60/plus3	620,6	621,0	621,3	621,8	622,3	627,5	632,8	633,9	634,9
	80/minus15	620,6	608,4	617,2	629,9	579,6	574,6	560,6	537,7	533,4
	80/minus25	620,6	621,0	617,2	600,3	547,8	538,8	513,2	471,4	463,6
Nettostromverbrauch in TWh										
	60/plus3	544,4	549,8	555,4	560,9	566,6	572,3	578,0	583,8	589,7
	80/minus15	544,4	538,7	551,6	568,3	527,7	524,0	512,0	495,2	495,4
	80/minus25	544,4	549,8	551,6	541,5	498,8	491,3	468,7	434,2	430,6
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in TWh (Bruttostromerzeugung)										
Wasserkraft	60/plus3	19,5	20,0	20,3	20,5	20,8	21,1	22,1	22,6	23,1
	80/minus15	19,5	20,5	21,2	23,6	23,4	25,7	26,1	25,6	25,8
	80/minus25	19,5	20,5	21,2	23,6	23,4	25,7	26,1	25,6	25,8
Biomasse	60/plus3	26,5	33,1	42,1	45,6	49,5	54,5	59,0	62,5	67,0
	80/minus15	26,5	37,1	53,2	61,6	61,5	66,6	69,7	70,7	75,0
	80/minus25	26,5	38,0	53,2	58,4	57,9	62,1	63,4	61,3	64,6
Photovoltaik	60/plus3	12,0	19,0	20,3	24,3	28,9	35,1	39,5	42,6	45,2
	80/minus15	12,0	21,3	25,6	32,9	35,9	42,9	46,7	48,1	50,7
	80/minus25	12,0	21,8	25,6	31,2	33,8	40,0	42,4	41,8	43,6
Geothermie	60/plus3	0,0	0,3	1,5	1,9	2,4	3,1	3,6	4,1	4,5
	80/minus15	0,0	0,3	1,9	2,6	3,0	3,8	4,2	4,6	5,1
	80/minus25	0,0	0,3	1,9	2,4	2,8	3,5	3,9	4,0	4,4
Windenergie	60/plus3	37,5	64,7	90,2	108,9	133,6	156,8	184,2	212,9	241,1
	80/minus15	37,5	72,6	114,0	147,1	166,0	191,5	217,6	240,8	270,1
	80/minus25	37,5	74,3	114,0	139,5	156,1	178,5	197,8	209,1	232,5
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gesamt	60/plus3	95,5	137,0	174,3	201,2	235,3	270,6	308,5	344,7	380,9
	80/minus15	95,5	151,8	216,0	267,7	289,8	330,4	364,4	389,8	426,7
	80/minus25	95,5	154,9	216,0	255,1	273,9	309,8	333,6	341,8	370,9
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	60/plus3	15,4%	22,1%	28,1%	32,4%	37,8%	43,1%	48,8%	54,4%	60,0%
	80/minus15	15,4%	24,9%	35,0%	42,5%	50,0%	57,5%	65,0%	72,5%	80,0%
	80/minus25	15,4%	24,9%	35,0%	42,5%	50,0%	57,5%	65,0%	72,5%	80,0%
Stromerzeugung aus KWK in TWh										
	alle Szenarios	87,0	95,4	91,0	99,2	116,0	106,0	106,3	106,2	101,9

Im **Szenario 80/minus15** sinkt, nach einem kurzfristigen Anstieg, der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 um ca. 15 % bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 80 % im Jahr 2050.

Gegenüber dem Szenario 80/minus15 nimmt im **Szenario 80/minus25** der Bruttostromverbrauch unter anderem aufgrund verstärkter Effizienzmaßnahmen stärker ab – um 25 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt auch in diesem Szenario 80 % im Jahr 2050. Absolut betrachtet ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in diesem Szenario jedoch niedriger als im Szenario 80/minus15.

Für das **Szenario 60/plus3** wird von einer wachsenden Durchdringung mit elektrischen Anwendungen und damit von einem leicht steigenden Stromverbrauch ausgegangen – um 3 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt in diesem Szenario 60 % im Jahr 2050. Absolut betrachtet liegt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den letzten Jahren des Betrachtungszeitraums unter dem Szenario 80/minus15.

Die verwendeten Daten sind in Tabelle 3.8 aufgeführt. Vergleichend werden die Bruttostromverbräuche der Basisszenarios auch in Bild 3.4 dargestellt. Die zeitliche Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung zeigt Bild 3.5.

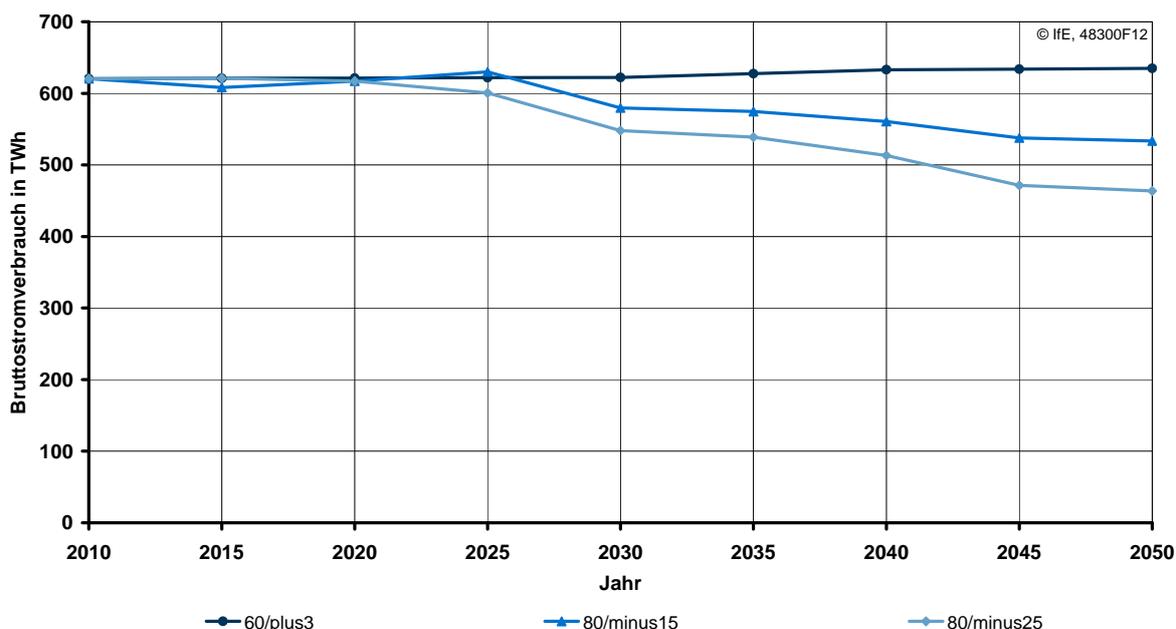


Bild 3.4: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in den drei Basisszenarios

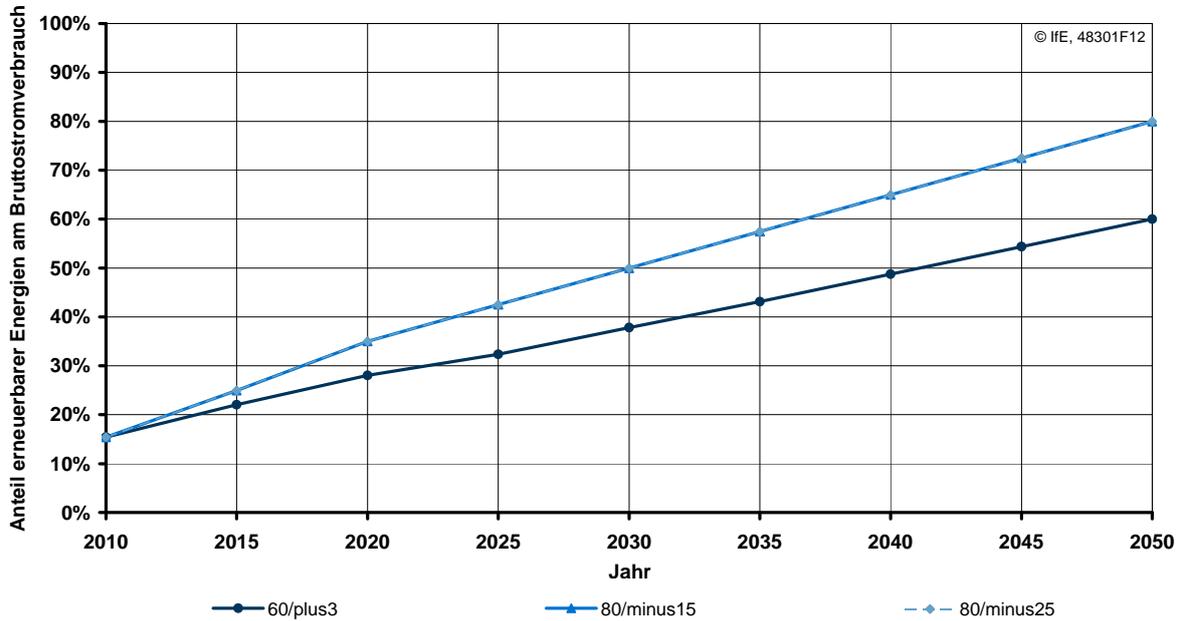


Bild 3.5: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

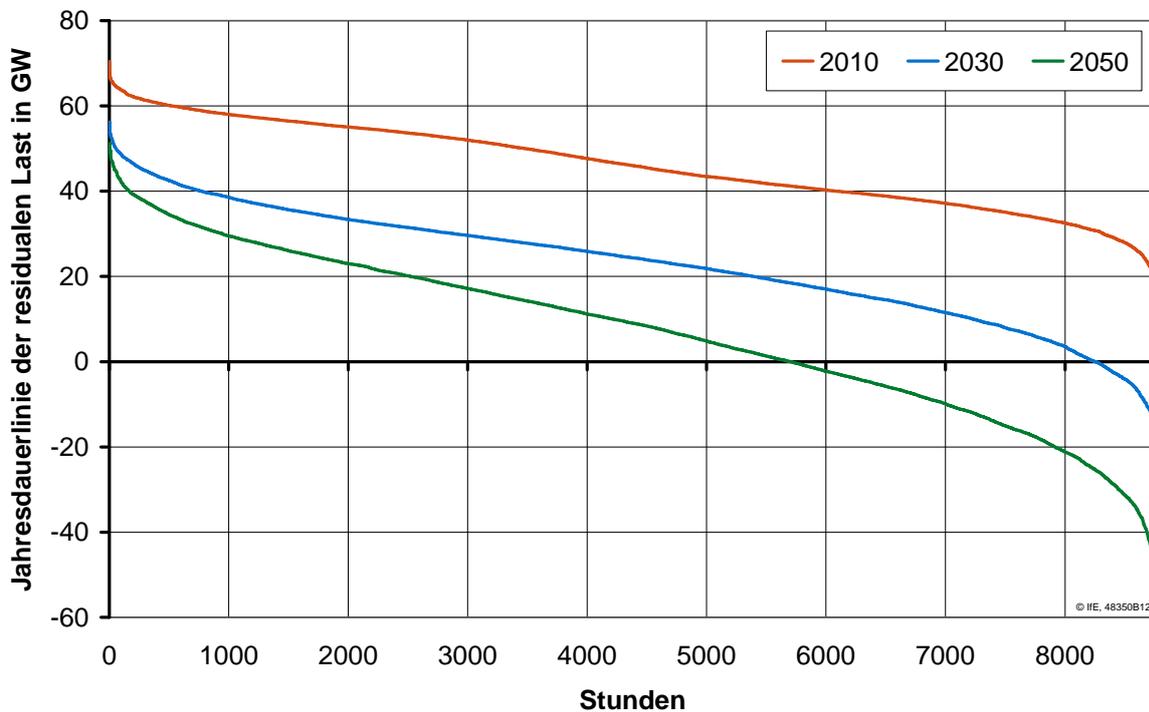


Bild 3.6: Jahresdauerlinien der residualen Last für die Jahr 2010, 2030 und 2050 im Szenario 80/minus15 ohne Speichereinsatz

Bild 3.6 zeigt die zeitliche Entwicklung der Jahresdauerlinien der residualen Last ohne Speichereinsatz. Dargestellt werden dabei die Kurven für die Jahre 2010, 2030

und 2050. Der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bewirkt tendenziell eine Verschiebung der Jahresdauerlinie zu niedrigeren, teils auch negativen Lasten. Gut zu erkennen ist, dass die Spitzenlast insbesondere von 2030 bis 2050 weniger stark abnimmt als die übrigen Lastbereiche. Bei den Werten unterhalb der Nulllinie handelt es sich um die sogenannte „nicht integrierbare Leistung“ aus der gesetzten Einspeisung. Erst durch den Einsatz von Speichern lässt sich ein Teil dieser nicht integrierbaren Leistung nutzen, um damit die Erzeugung aus Spitzenlastkraftwerken zu ersetzen.

Wie in Abschnitt 2.3.1 beschrieben, sind aufgrund des nicht im Modell abgebildeten Netzes die Netzverluste bereits in der vorgegebenen Stromnachfrage zu berücksichtigen. Dabei wurde angenommen, dass die jährlichen Netzverluste über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant 15 TWh betragen. Als Eingangswerte für die Stromnachfrage wurden dem Modell demnach die jährlichen Werte des Nettostromverbrauchs zuzüglich 15 TWh vorgegeben.

3.2.2 Funktionale Speicher

Eine Übersicht über die angenommene zeitliche Entwicklung der Durchdringung mit funktionalen Speichern der betrachteten Arten für das jeweilige Szenario zeigt Bild 3.7. Die Durchdringung wird dabei jeweils normiert dargestellt. Der Export wird auf die Verfügbarkeit bezogen, die Anzahl der Elektrofahrzeuge ohne bzw. mit V2G-Fähigkeit auf den gesamten Fahrzeugbestand. Die Anzahl DSM-fähiger Speicherheizungen wird auf die Haushaltsanzahl normiert und die Anzahl DSM-fähiger Kühlschränke auf den gesamten Kühlschrankbestand.

Daraus ergeben sich für den Einsatz als funktionaler Speicher relevante Lade- bzw. Entladeleistungen. Diese werden für das Jahr 2050 in Bild 3.8 aufgezeigt. Über den mit Abstand höchsten Wert an Ladeleistung von ca. 104 GW verfügen die Elektrofahrzeuge (EV). Obwohl dieser Wert nur theoretischer Art ist, da sich nicht alle Fahrzeuge immer gleichzeitig am Netz befinden, zeigt diese Zahl jedoch auch, dass bei einer hohen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ein gesteuertes Laden unverzichtbar ist. Da hinsichtlich der V2G-Fähigkeit keine vollständige Durchdringung des Elektrofahrzeugbestandes angenommen wird, ergibt sich für die Entladeleistung bei Elektrofahrzeugen ein Wert, der bei 80 % der Ladeleistung liegt.

Die Ladeleistung der Speicherheizungen liegt im betreffenden Szenario im Jahr 2050 bei ca. 30 GW, die der Kühlschränke bei 3,2 GW. Die Exportleistung wird hier dargestellt als die im Winter vorhandene NTC in Höhe von 15,88 GW [ENT11].

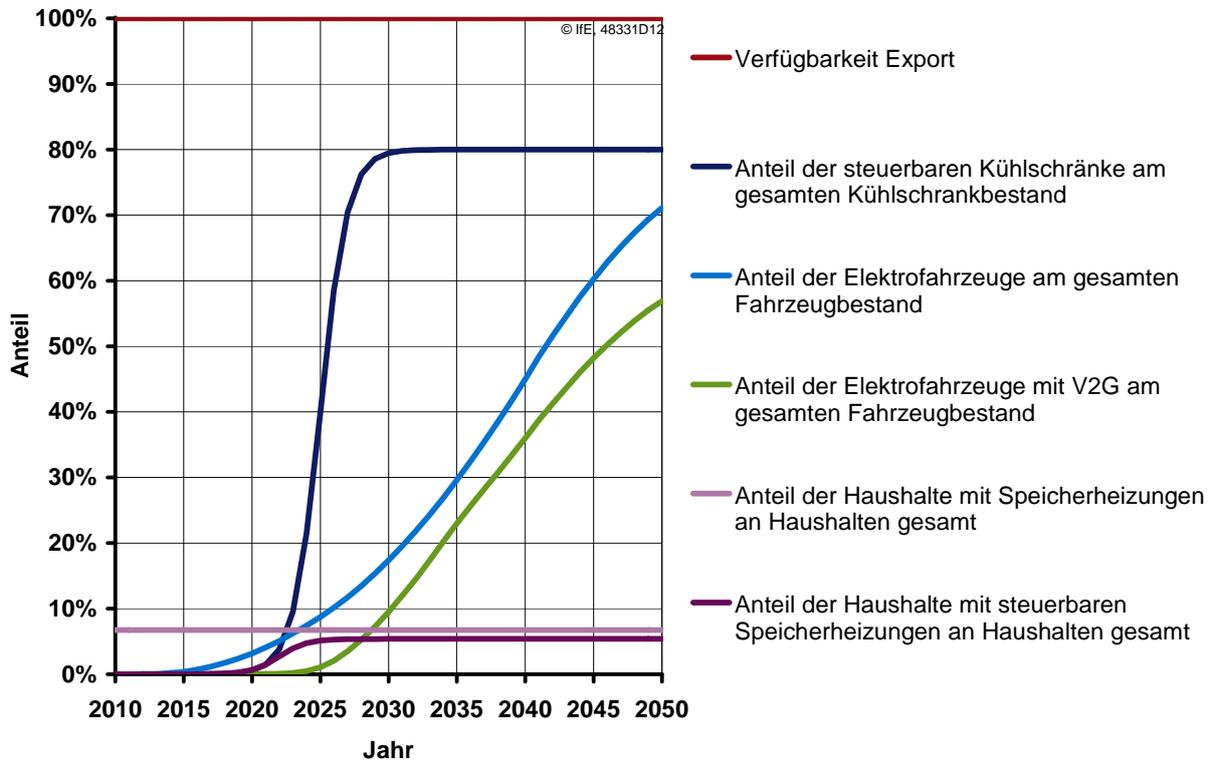


Bild 3.7: Entwicklung der Durchdringung funktionaler Speicher am Bestand des jeweiligen Jahres im Betrachtungszeitraum im zugehörigen Szenario

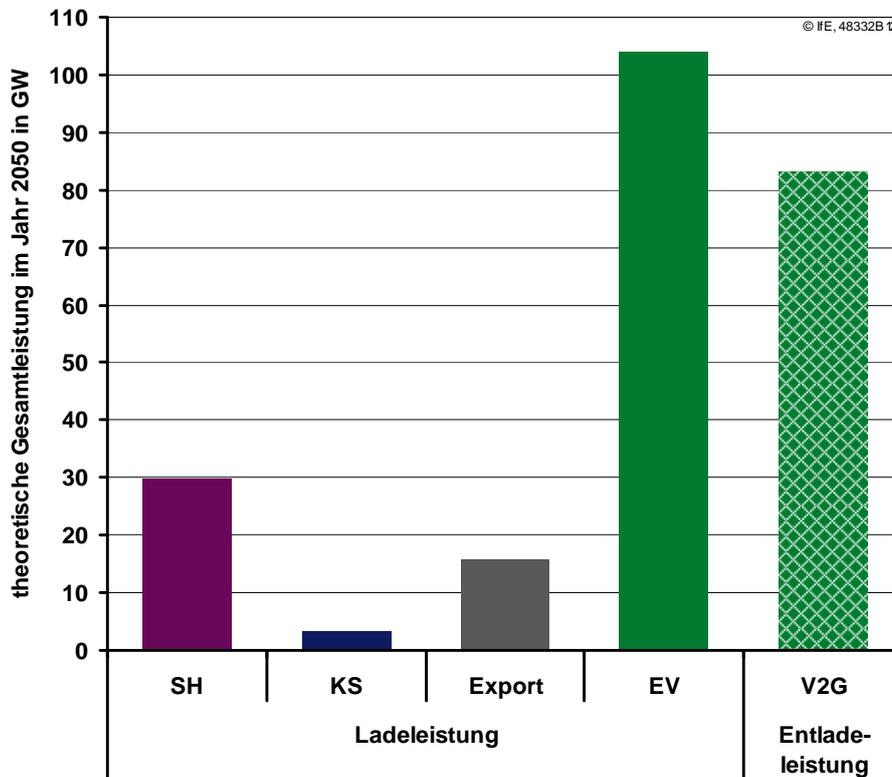


Bild 3.8: Theoretische Gesamtleistungen funktionaler Speicher im Jahr 2050

3.2.2.1 Elektromobilität

Wie bereits in Kapitel 3.2.1 erwähnt, wird der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge in den Basisszenarios bereits berücksichtigt. Jedoch wird hierbei unterstellt, dass der Ladelastgang der Elektrofahrzeuge proportional zum restlichen Lastgang ist und die Fahrzeuge nicht flexibel geladen werden können. Im Gegensatz dazu werden in den Szenarios zur Elektromobilität (**EV**) die Elektrofahrzeuge flexibel und entsprechend dem Gesamtmodell kostenminimal geladen.

Fahrzeugbestand

Die notwendigen Zahlen für die Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen wurden im Rahmen des Projektes im Arbeitskreis Energiewirtschaft abgestimmt. Für den Gesamtfahrzeugbestand wurden über den gesamten Betrachtungszeitraum 41,7 Millionen Fahrzeuge angesetzt, was dem Bestand des Jahres 2010 entspricht [DIW11]. Dabei wird angenommen, dass sich der Anstieg des Fahrzeugbestandes, wie er auch in den letzten Jahren stattgefunden hat, und der zukünftige Rückgang der Bevölkerung (siehe Kapitel 3.1.6) dahingehend aufheben, dass ein konstanter Fahrzeugbestand unterstellt werden kann.

Für die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen wird ein sigmoidales Wachstum zugrunde gelegt. Aufgrund verschiedenartiger Hemmnisse kann davon ausgegangen werden, dass bis 2050 keine vollständige Umstellung auf elektrische Antriebe stattfindet. Wie Bild 3.7 zeigt, ist im betrachteten Szenario im Jahr 2050 mit einem Anteil von 71 % elektrisch betriebener Fahrzeuge am Gesamtbestand zu rechnen. Dieser Anteil entspricht 29,7 Millionen Elektrofahrzeugen.

Fahrzeugklassen mit Fahrzeugdaten

Wie Bild 3.9 zeigt, werden bei den Elektrofahrzeugen sechs Nutzerklassen unterschieden: vier davon sind Pendler – vom Kurzstreckenpendler (Pendler 1) bis zum Langstreckenpendler (Pendler 4). Die vier Pendler-Nutzerklassen machen 40 % des Fahrzeugbestandes aus, wobei die Langstreckenpendler nur einen geringen Teil davon stellen. Weitere Nutzerklassen sind geschäftliche Fahrzeuge mit einem Anteil von 11 % am Bestand und rein privat genutzte Fahrzeuge mit 49 %.

Jeder Nutzerklasse werden zwei Fahrzeugtypen mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten und spezifischen Energieverbräuchen zugeordnet. Die Jahresenergiebedarfe beinhalten den vollständigen elektrischen Energiebedarf für Fahren, Heizen, Kühlen und Nebenverbraucher. Der Nutzungsgrad der Batterien (kombinierter Lade- und Entladennutzungsgrad) liegt bei 70 %, der stündliche Ruhenutzungsgrad bei

100 %. Zudem wurden der Anfangsspeicherstand auf 0 % und die technische Verfügbarkeit auf 100 % festgelegt.

Für das Jahr 2050 resultiert bei der oben aufgeführten Anzahl an Elektrofahrzeugen ein Jahresenergiebedarf von 85 TWh. Daraus kann mithilfe des Batterienutzungsgrades ein Ladestrom von 122 TWh abgeschätzt werden.

Ladekosten werden nicht angesetzt, da die Ladung von Elektrofahrzeugen ein notwendiger Vorgang ist, um den Fahrenergiebedarf bereitzustellen.

Tabelle 3.9 zeigt spezifische Daten der Fahrzeugklassen, die für den Fahrenergiebedarf und die Ladung der Batterien relevant sind. Die Batterieleistung von 3,5 kW stellt sowohl die Nennladeleistung als auch die Nennentladeleistung für V2G dar. Da die Erfüllbarkeit der Fahranforderungen durch reines Laden der Batterien aus dem Stromnetz vor der Simulation nicht überprüft wird, erhalten alle Fahrzeugklassen die Möglichkeit den Fahrenergiebedarf im Notfall über einen Range-Extender zu decken. Die Kosten von 697,67 €/MWh für die Energiebereitstellung durch den Range-Extender bestimmen sich nach [MEZ12] aus einem Benzinpreis von 1,50 €/l, einem Energieinhalt des Benzins von 8,6 kWh/l und einem Motorwirkungsgrad von 25 %.

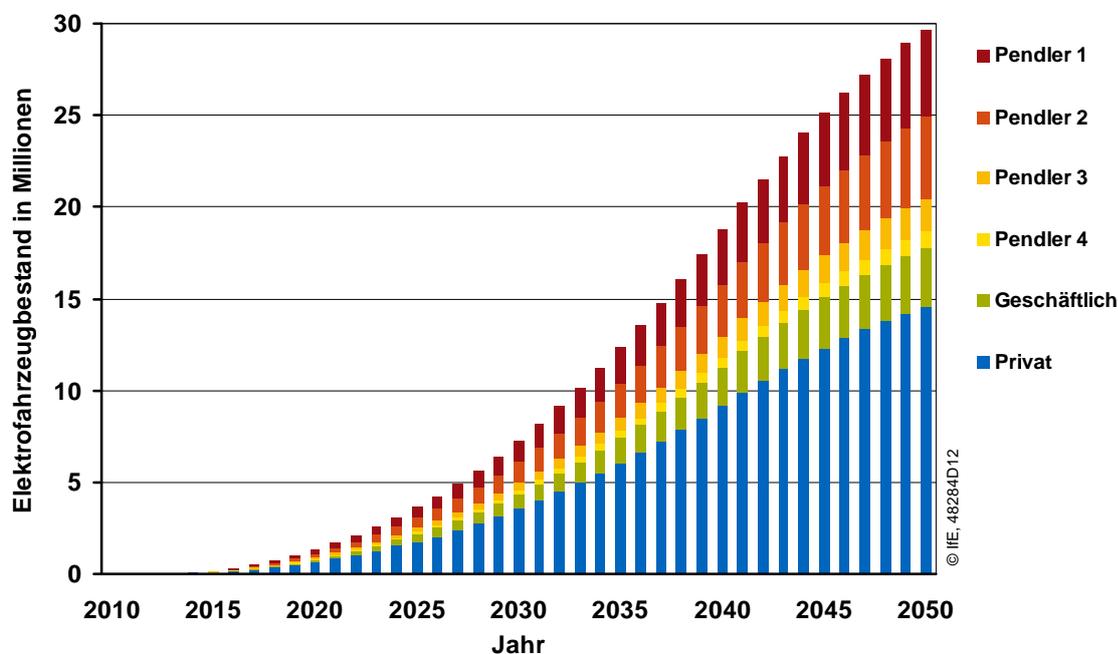


Bild 3.9: Entwicklung des Elektrofahrzeugbestands von 2010 bis 2050 unterteilt auf sechs Nutzerklassen

Die Jahresenergiebedarfe beinhalten den vollständigen elektrischen Energiebedarf für Fahren, Heizen, Kühlen und Nebenverbraucher. Der Nutzungsgrad der Batterien (kombinierter Lade- und Entladennutzungsgrad) liegt bei 70 %, der stündliche Ruhenutzungsgrad bei 100 %. Zudem wurden der Anfangsspeicherstand auf 0 % und die technische Verfügbarkeit auf 100 % festgelegt.

Für das Jahr 2050 resultiert bei der oben aufgeführten Anzahl an Elektrofahrzeugen ein Jahresenergiebedarf von 85 TWh. Daraus kann mithilfe des Batterienutzungsgrades ein Ladestrom von 122 TWh abgeschätzt werden.

Ladekosten werden nicht angesetzt, da die Ladung von Elektrofahrzeugen ein notwendiger Vorgang ist, um den Fahrenergiebedarf bereitzustellen.

Tabelle 3.9: Spezifische Daten der verwendeten Fahrzeugklassen nach [MEZ12] mit Temperaturbasis nach [GOB12]

Fahrzeug- klasse	Batterie- kapazität	Batterie- leistung	Leistung Range- Extender	Jahresenergiebedarf pro EV für Fahren, Heizen, Kühlen und Nebenverbraucher
	kWh	kW	kW	kWh
1	13	3,5	15,0	1401
2	16	3,5	15,0	1527
3	28	3,5	15,0	2691
4	16	3,5	15,0	2378
5	24	3,5	15,0	5072
6	22	3,5	15,0	5089
7	16	3,5	15,0	6801
8	72	3,5	15,0	7780
9	36	3,5	15,0	5947
10	22	3,5	15,0	4605
11	16	3,5	15,0	2075
12	22	3,5	15,0	2628

Fahrplanforderung

Die Fahrplanforderung wird für die zwölf Fahrzeugklassen anhand deterministischer Fahrprofile vorgegeben. Die Daten der Fahrprofile stammen aus dem Teilprojekt BY 2E und sind ursprünglich im Sekundenraster hinterlegt [MEZ12]. Da im Rahmen des Teilprojekts BY 1E ein Stundenraster angewandt wird, müssen die Daten ent-

sprechend angepasst werden. Dazu wurde der Fahrenergiebedarf stundenweise summiert und damit die mittlere stündliche Fahrleistung bestimmt. Neben der stündlichen Fahrleistung wird aus den Fahrprofilen außerdem stündlich die Information über den Zustand des Fahrzeugs abgeleitet. Dabei werden vier Fälle unterschieden:

- Hinfahrt: Das Fahrzeug fährt in dieser Stunde von seinem primären Standort (Zuhause bei privaten Nutzern und Pendlern, Firmenstandort bei geschäftlicher Nutzung) weg.
- Rückfahrt: Das Fahrzeug fährt in dieser Stunde zu seinem primären Standort zurück.
- Hin- und Rückfahrt: Das Fahrzeug fährt in derselben Stunde von seinem primären Standort weg und wieder zurück.
- Parken: Das Fahrzeug fährt in dieser Stunde nicht.

Mithilfe dieser zusätzlichen Information ist es möglich, unterschiedliche Szenarios der verfügbaren Lademöglichkeiten für Fahrzeuge zu betrachten.

Lademöglichkeiten

Hinsichtlich der Lademöglichkeiten der Fahrzeuge werden zwei Varianten unterschieden, nämlich „überall“ und „nur zu Hause“ laden. Bei den Eingangsgrößen liegen verschiedene „Netzzeiten“ zugrunde, also diejenigen Zeiten, zu denen das Fahrzeug an das Stromnetz angeschlossen ist und geladen bzw. bei der Betrachtung von V2G auch entladen werden kann. In den Szenarios der Variante „überall laden“ (**Ü**) wird davon ausgegangen, dass die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sehr gut ausgebaut ist und in jeder Stunde, in der ein Fahrzeug parkt, auch ein Netzanschluss und damit eine Lademöglichkeit vorhanden ist. Demgegenüber haben die Fahrzeuge in den Szenarios der Variante „nur zu Hause laden“ (**H**) lediglich in denjenigen Stunden die Möglichkeit zu laden, in welchen sie sich an ihrem primären Standort befinden. Die geordneten Jahresdauerlinien der Netzzeiten beider Szenariovarianten sind in Bild 3.10 dargestellt. Die Differenz der Flächen unter den Linien ist die Zeit, in der die Fahrzeuge nicht zu Hause sind und gleichzeitig nicht fahren.

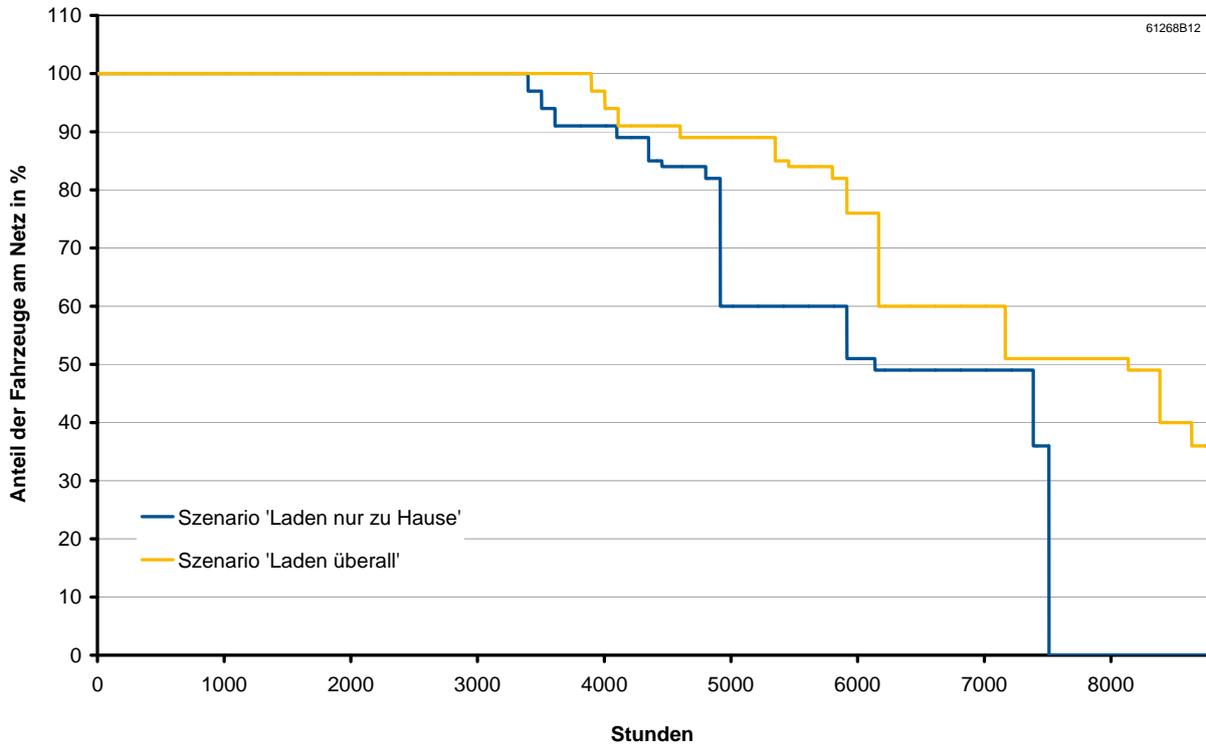


Bild 3.10: Jahresdauerlinien der „Netzzeit“ der Elektrofahrzeuge

Vehicle-to-Grid (V2G)

Neben den Szenarios zur Elektromobilität ohne NetZRückspeisung (**OV2G**) wird, wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben, im Rahmen des Projekts optional auch die Rückspeisung der in der Fahrzeugbatterie gespeicherten Energie in das Stromnetz betrachtet (**MV2G**). Hierbei wird angenommen, dass eine technische Umsetzung der NetZRückspeisung erst ab dem Jahr 2019 erreicht wird. Ab diesem Jahr entwickelt sich die V2G-Durchdringung bei neuen Elektrofahrzeugen sigmoidal, wobei aufgrund technischer Restriktionen unterstellt wird, dass die V2G-Durchdringung maximal auf 80 % anwächst. Dies wird im Jahr 2039 erreicht. Die zeitliche Entwicklung des Elektrofahrzeugbestandes und die Aufteilung auf V2G-fähige und nicht V2G-fähige Fahrzeuge zeigt Bild 3.11. Diese Aufteilung betrifft alle Nutzerklassen im selben Maße. Der Anteil V2G-fähiger Fahrzeuge am gesamten Fahrzeugbestand hat damit im Jahr 2050 einen Anteil von 57 %, wie Bild 3.7 zeigt.

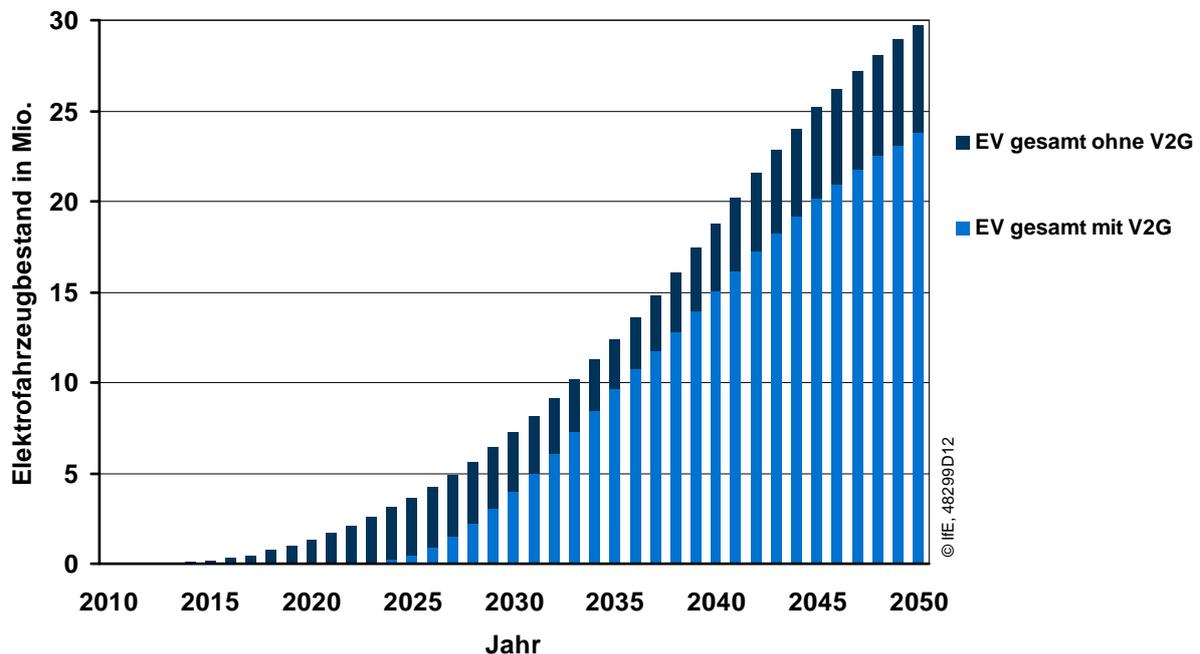


Bild 3.11: Entwicklung des Elektrofahrzeugbestandes für das V2G-Szenario

Wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben, tritt bei der NetZRückspeisung durch die zusätzliche Zyklisierung der Batterien Verschleiß auf. Bei den Szenarios mit Berücksichtigung von V2G werden deshalb zwei Varianten untersucht. In der **Szenariovariante OK** werden keine Entladekosten für V2G angesetzt, in der **Szenariovariante MK** liegen die durch NetZRückspeisung aus der Fahrzeugbatterie anfallenden Entladekosten bei 10 €/MWh.

3.2.2.2 Demand Side Management / Demand Response

Speicherheizungen

Für das Szenario, bei dem Speicherheizungen eingesetzt werden (**DSM SH**), wird eine für die Zukunft gleichbleibende Zahl an Speicherheizungsanlagen angesetzt, wobei eine Anlage aus mehreren Einzelöfen, z. B. für eine Wohneinheit, bestehen kann. Der Wert hierfür liegt bei 2,43 Millionen, was dem Bestand des Jahres 2000 entspricht [WOH05]. Dabei werden Haushalte, Landwirtschaft, Gewerbe und öffentliche Gebäude berücksichtigt. Gleichzeitig wird angenommen, dass sich im Lauf der Zeit Anlagen durchsetzen, die nicht nur nach üblichen Schaltzeiten über Rundsteuer-signale gesteuert werden, sondern DSM-fähig sind und somit optimiert betrieben werden können. Die jeweiligen Anteile DSM-fähiger Speicherheizungsanlagen bezogen auf alle Haushalte wurden in Bild 3.7 aufgezeigt. Ab dem Jahr 2016 werden im betrachteten Szenario flexibel steuerbare Speicherheizungen eingesetzt. Nach einem

sigmoidalen Wachstum wird im Jahr 2030 der maximale Anteil von gesteuerten Speicherheizungen in Höhe von 80 % erreicht.

In allen übrigen Szenarios, die DSM-fähige Speicherheizungen nicht berücksichtigen, wird hingegen davon ausgegangen, dass der Speicherheizungsbestand bis 2050 linear zurückgeht und auch keine DSM-fähigen Geräte hinzukommen. In diesem Fall sind im Jahr 2050 noch etwa 122.000 Anlagen in Betrieb.

Die Werte für den Speicherheizungsbestand im Szenario DSM SH und in den übrigen Szenarios werden in Bild 3.12 grafisch dargestellt.

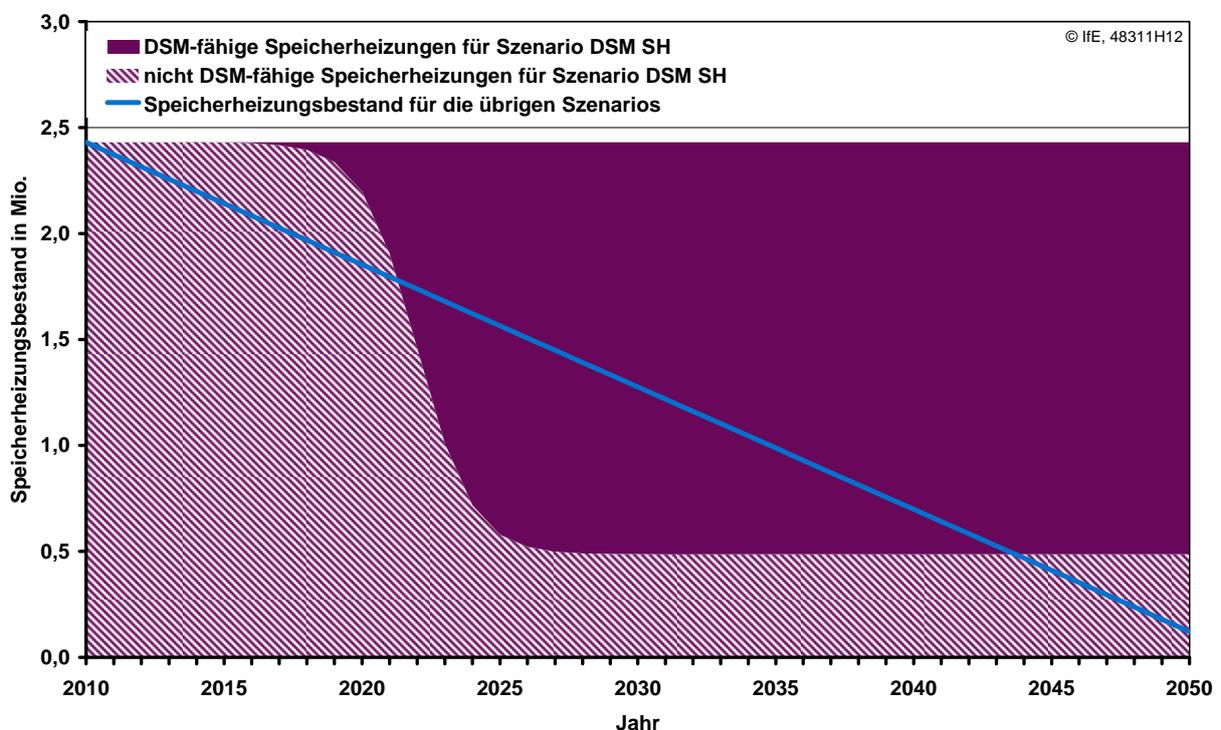


Bild 3.12: Vorgaben für die Entwicklung der Anzahl an Speicherheizungsanlagen für Szenarios mit und ohne DSM-fähige Speicherheizungen

Die nicht DSM-fähigen Speicherheizungen werden in allen Szenarios gemäß Annahme mit einem Standardlastprofil (SLP) für Speicherheizungen nach [ENB05] geladen.

Für das **Szenario DSM SH** ist zuerst die vorgegebene Gesamtlast um den Leistungsbezug des Speicherheizungsbestandes für Szenarios ohne DSM zu reduzieren. Dazu wird die für das jeweilige Jahr geltende Anzahl an Speicherheizungen mit dem temperaturabhängigen SLP multipliziert und von der Gesamtlast abgezogen. Anschließend wird die Last, ebenfalls unter Verwendung des SLP, um den Leistungsbezug der nicht DSM-fähigen Speicherheizungen im Szenario DSM SH erhöht. Im

Rahmen der Gesamtoptimierung wird dann der optimierte Leistungsbezug der DSM-fähigen Speicherheizungen zur Deckung des Wärmebedarfs bestimmt und zur Last addiert.

Um den stündlichen Leistungsbezug von nicht DSM-fähigen Speicherheizungen zu bestimmen und den durch DSM-fähige Speicherheizungen zu deckenden Tageswärmebedarf zu ermitteln, sind folgende Berechnungsschritte notwendig:

Für das Basisjahr 1996 sind der Jahresenergiebedarf der Speicherheizungen in Höhe von 26 680 GWh und der Anlagenbestand von 2,592 Millionen bekannt [STA05]. Der Jahresenergiebedarf ist jedoch zu korrigieren, da das in diesem Projekt verwendete Testreferenzjahr (TRY13) [GOB12] gegenüber dem Jahr 1996 einen abweichenden Temperaturverlauf über das Jahr hat und standardmäßig andere Anlagenbestandszahlen verwendet werden. Die Korrektur des anlagenzahlenabhängigen Bedarfs erfolgt durch den Quotienten aus der tatsächlichen Anlagenzahl des betrachteten Jahres und dem Anlagenbestand des Jahres 1996. Die Korrektur der temperaturbedingten Abweichung erfolgt über den Quotienten der Jahressumme der Temperaturmaßzahlen (TMZ) des TRY13 und der Jahressumme der TMZ des Jahres 1996.

Die Temperaturmaßzahl, die für jeden Tag bestimmt wird, ist definiert als die Differenz aus einer Bezugstemperatur (hier 17 °C) und der Tagesmitteltemperatur (bzw. einer gewichteten Mehrtagesmitteltemperatur), wobei die TMZ stets auf eine ganze Zahl gerundet wird. Ergibt sich hierbei eine TMZ kleiner als 0 K/d, das heißt die Tagesmitteltemperatur ist größer oder gleich 17 °C, so wird die TMZ für diesen Tag auf 0 K/d gesetzt, da an diesen Tagen kein Heizbedarf anfällt. Für TMZ größer als 34 K/d wird bei der hier verwendeten Auslegungstemperatur von -17 °C die TMZ gleich 34 K/d gesetzt, da der Heizbedarf bei Tagesmitteltemperaturen unter -17 °C nicht weiter ansteigt.

Mit der Anlagenbestandszahl des Jahres 1996 von 2,592 Millionen und der TMZ des Jahres 1996 von 3378 K/a bzw. 2973 K/a für das TRY13 ergibt sich ein korrigierter Verbrauch von 22 013 GWh für den Standardfall.

Für den zeitlichen Lastverlauf nicht DSM-fähiger Speicherheizungen werden die normierten, TMZ-abhängigen Lastprofilkurven für Speicherheizungen von EnBW [ENB05] umgerechnet in eine stündliche Auflösung verwendet. Diese Lastprofilkurven geben den zeitlichen Einsatz der Speicherheizungen in Abhängigkeit der TMZ des jeweiligen Tages wieder. Für einige TMZ sind die Lastprofilkurven in Bild 3.13 dargestellt.

Die Aneinanderreihung der Lastprofilkurven für die entsprechenden TMZ des TRY13 führt zu einem normierten Lastprofil für den verwendeten Standardtemperaturverlauf, der für nicht DSM-fähige Speicherheizungen gilt.

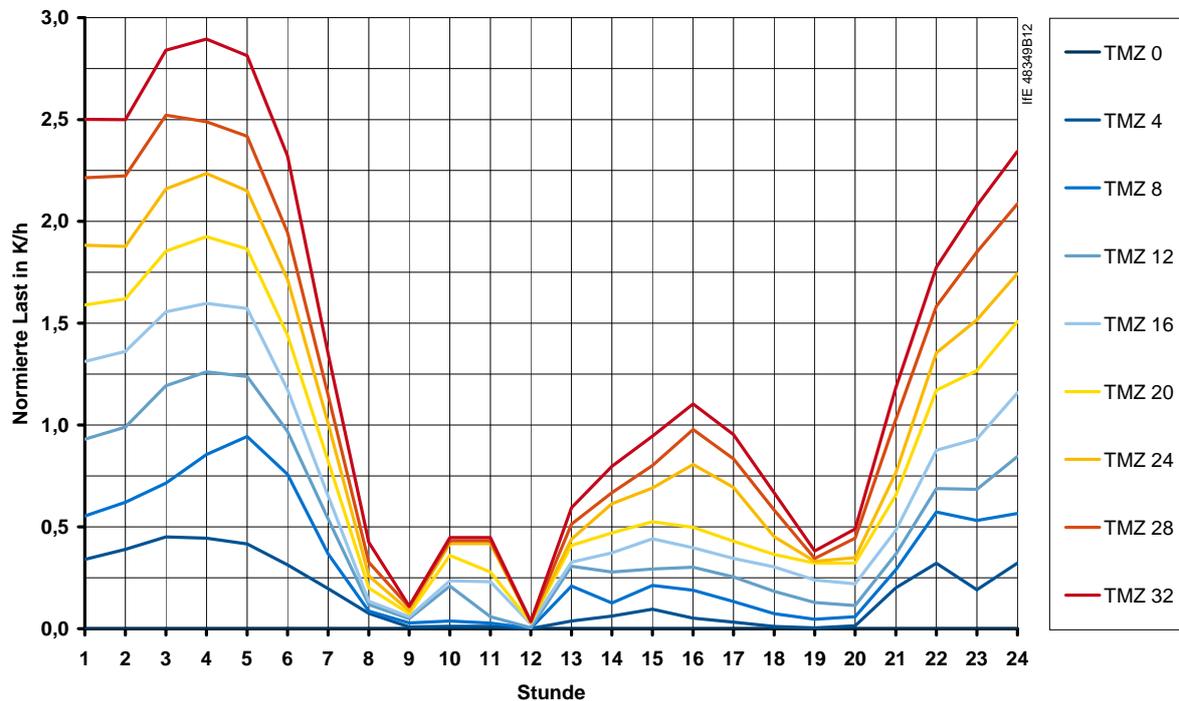


Bild 3.13: Auszug aus den Standardlastprofilen in Stundenaufösung nach [ENB05]

Für DSM-fähige Speicherheizungen gilt, wie in Kapitel 2.4.2.1 beschrieben wurde, dass ein temperaturabhängiger Tageswärmebedarf in jedem Fall zu decken ist. Dazu ist die Speicherheizung entsprechend zu laden. Der Tageswärmebedarf einer Anlage lässt sich aus dem spezifischen TMZ-abhängigen Verbrauch bestimmen. Die Division des korrigierten Jahresverbrauchs aller Speicherheizungen durch die Jahressumme der TMZ für das TRY13 und die Anlagenzahl ergibt einen spezifischen, TMZ-abhängigen Verbrauch für eine Speicherheizungsanlage in Höhe von 3,05 kWh/K. Der tägliche Wärmebedarf einer Anlage lässt sich somit durch Multiplikation des genannten spezifischen Verbrauchs mit der TMZ des jeweiligen Tages ermitteln.

Weitere Kenngrößen für die verwendeten Speicherheizungen sind eine Nennentladeleistung von 10,2 kW und eine Nennladeleistung von 15,3 kW. Die Nennladeleistung wurde aus dem Anschlusswert der Speicherheizungen und der Anlagenzahl des Jahres 2000 ermittelt [WOH05]. Die Nennentladeleistung wurde so kalkuliert, dass die Entladung einer vollständig geladenen Anlage über einen Zeitraum von 12 Stunden möglich ist. Die Speicherkapazität einer Anlage liegt bei 123 kWh, wobei diese einer Ladung mit Nennladeleistung über einen Zeitraum von 8 Stunden entspricht. Der stündliche Ruhenutzungsgrad liegt bei 98,5 %, d. h. pro Stunde tritt eine Selbstentladung von 1,5 % des jeweiligen Speicherstandes auf. Diese Selbstentladung kann jedoch auch zur Deckung des Raumwärmebedarfs beitragen.

Kühlschränke

Der Bestand an Kühlschränken wird über den Betrachtungszeitraum als konstant angenommen und nach der Bestandszahl des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2011 auf 43,8 Millionen Stück festgesetzt [DES11]. Ähnlich wie bei den Speicherheizungen werden im **Szenario DSM KS** ab dem Jahr 2016 flexibel steuerbare Kühlschränke angenommen. Jedoch wird hier nach einem sigmoidalen Wachstum erst im Jahr 2035 der maximale Anteil von gesteuerten Kühlschränken in Höhe von 80 % erreicht. Die Durchdringung mit DSM-fähigen Kühlschränken ist in Bild 3.14 grafisch dargestellt.

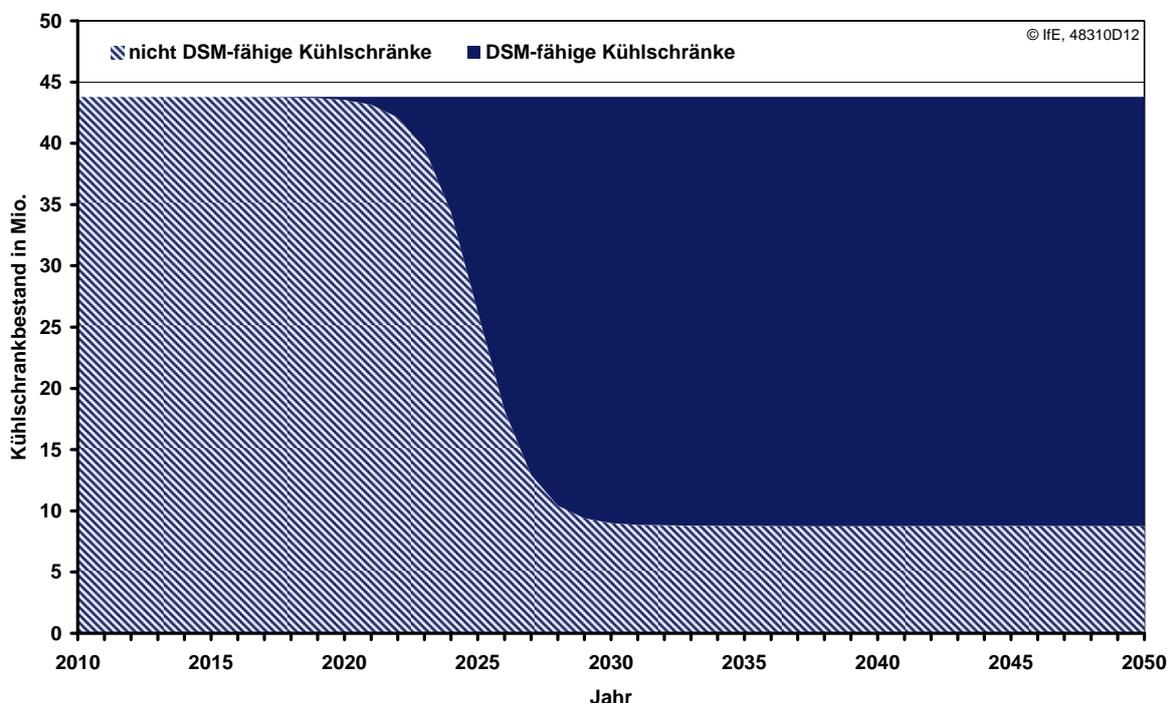


Bild 3.14: Vorgaben für die Entwicklung der Anzahl an DSM-fähigen Kühlschränken

Bei allen anderen Szenarios ist der gesamte Kühlschrankbestand nicht DSM-fähig und wird annahmegemäß mit konstanter durchschnittlicher Leistung „geladen“.

Wie auch im Fall der Speicherheizungen muss im Szenario mit DSM-fähigen Kühlschränken zunächst die Stromnachfrage angepasst werden, indem von der vorgegebenen Verbraucherlast ein Lastband – das Produkt aus der mittleren Ladeleistung und der Anzahl DSM-fähiger Kühlschränke – abgezogen wird. Der optimierte Leistungsbezug der DSM-fähigen Kühlschränke wird dann im Rahmen der Gesamtoptimierung ermittelt.

Die Nennladeleistung eines Kühlschranks liegt bei 90 W [GRE09], die Kapazität bei 514 Wh [STA05]. Der Jahresenergiebedarf eines Gerätes liegt bei 180 kWh [STA05], woraus sich eine, wie in Kapitel 2.4.2.2 beschriebene, durchschnittliche Leistungsaufnahme pro Gerät von 21 W ergibt.

3.2.2.3 Export

Im Rahmen der Untersuchung der Konkurrenzsituation zwischen Export und Speicherung werden drei verschiedene Varianten analysiert.

In den beiden **Szenariovarianten NTCfix - 5** und **NTCfix - 25** wird von einer gleichbleibenden Übertragungskapazität ins benachbarte Ausland auf heutigem Niveau ausgegangen. Nach [ENT11] betrug im Jahr 2010 die gesamte Net Transfer Capacity (NTC) von Deutschland ins Ausland in den Wintermonaten (Januar - März, Oktober - Dezember) 15,88 GW und in den Sommermonaten (April - September) 15,54 GW. Es wird folglich kein verstärkter innereuropäischer Netzausbau unterstellt. In der dritten **Szenariovariante NTCinf - 25** steht für den Export eine theoretisch unbegrenzte Übertragungskapazität zur Verfügung.

Die unterstellten Erlöse betragen in der ersten Variante 5 EUR pro MWh. Diese Annahme soll eine Situation widerspiegeln, in der auch die europäischen Nachbarstaaten ähnliche Anstrengungen im Ausbau der erneuerbaren Energien unternehmen und folglich tendenziell in diesen Ländern ebenfalls Überschüsse auftreten könnten. In diesem Fall wären im Mittel eher niedrige Erlöse zu erwarten. Die unterstellten Erlöse von 5 EUR pro MWh liegen zudem unterhalb der Stromerzeugungskosten der günstigsten konventionellen Kraftwerkstechnologie. Damit ist der zusätzliche Einsatz konventioneller Kraftwerke zum Zweck des Stromexports nicht rentabel.

In der zweiten und dritten Variante wird ein höherer Erlös von 25 EUR pro MWh angenommen. Ein höheres Preisniveau soll einen geringeren Ausbau an erneuerbaren Energien in den Nachbarländern erklären. Mit dem exportierten Überschussstrom könnte die Erzeugung von konventionellen Kraftwerken in den jeweiligen Importländern ersetzt werden, was im Mittel höhere Erlöse rechtfertigen würde.

3.2.3 Szenarioübersicht

Zusammenfassend sollen im Folgenden die wichtigsten Kriterien der betrachteten Szenarios und Szenariofamilien aufgeführt werden:

3.2.3.1 Basisszenarios

Als Grundlage wurden drei Basisszenarios definiert, die mögliche zukünftige Entwicklungen des Stromverbrauchs und des Beitrags erneuerbarer Energien darlegen. In den Basisszenarios ist bereits Elektromobilität berücksichtigt (ca. 30 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2050), wobei die Elektrofahrzeuge proportional zum übrigen Lastprofil geladen werden.

80/minus15 - Basis (STANDARD)

In diesem Szenario sinkt, nach einem kurzfristigen Anstieg, der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 um ca. 15 % bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 80 % im Jahr 2050. Dieses Basis-szenario dient als Grundlage für alle weiteren Szenariofamilien.

80/minus25 - Basis

Gegenüber dem Szenario 80/minus15 nimmt in diesem Szenario der Bruttostromverbrauch u. a. aufgrund verstärkter Effizienzmaßnahmen stärker ab – um 25 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt auch in diesem Szenario 80 % im Jahr 2050. Absolut betrachtet ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien in diesem Szenario jedoch niedriger als im Szenario 80/minus15.

60/plus3 - Basis

Dieses Szenario geht von einer wachsenden Durchdringung mit elektrischen Anwendungen und damit von einem leicht steigenden Stromverbrauch aus – um 3 % bis zum Jahr 2050 bezogen auf das Jahr 2008. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beträgt in diesem Szenario 60 % im Jahr 2050. Absolut betrachtet liegt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter dem Szenario 80/minus15.

3.2.3.2 Elektromobilitätsszenarios

Neben allen anderen Szenarios, in welchen der Strombedarf für Elektromobilität zwar berücksichtigt ist, Elektrofahrzeuge aber proportional zum übrigen Lastgang geladen werden, existieren noch folgende Elektromobilitätsszenarios, in denen auch der Ladevorgang der Elektrofahrzeuge optimiert wird. Die Basis für die Elektromobilitätsszenarios bildet das Szenario 80/minus15.

80/minus15 - EV - OV2G - Ü

In diesem Szenario werden die Elektrofahrzeuge (EV) gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Eine NetZRückspeisung ist nicht möglich (ohne V2G). Die Fahrzeuge können in jeder Stunde, in der keine Fahrt erfolgt, überall (Ü) geladen werden.

80/minus15 - EV - OV2G - H

Hier werden die Elektrofahrzeuge (EV) gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Eine NetZRückspeisung ist nicht möglich (ohne V2G). Die Fahrzeuge können in jeder Stunde, in der keine Fahrt erfolgt, jedoch nur „zu Hause“ (H) geladen werden.

80/minus15 - EV - MV2G - Ü - OK

In diesem Fall werden die Elektrofahrzeuge (EV) gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Eine NetZRückspeisung ist möglich (mit V2G). Die Fahrzeuge können in jeder Stunde, in der keine Fahrt erfolgt, überall (Ü) geladen bzw. entladen werden. V2G verursacht keine zusätzlichen Kosten (OK).

80/minus15 - EV - MV2G - Ü - MK

In diesem Szenario werden die Elektrofahrzeuge (EV) gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Eine NetZRückspeisung ist möglich (mit V2G). Die Fahrzeuge können in jeder Stunde, in der keine Fahrt erfolgt, überall (Ü) geladen bzw. entladen werden. V2G verursacht aufgrund der Erhöhung der Zyklenzahl zusätzliche Kosten (MK) in Höhe von 10 €/MWh.

3.2.3.3 DSM-Szenarios

In den folgenden Szenarios werden ausgewählte Haushaltsanwendungen als DSM-fähig betrachtet und deren Strombezug („Laden“) entsprechend optimiert. Die Basis für die DSM-Szenarios bildet das Szenario 80/minus15.

80/minus15 - DSM - KS

In diesem Szenario werden DSM-fähige Kühlschränke gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Es wird dabei von einer bestimmten Durchdringung, d. h. einem steigenden Anteil DSM-fähiger Kühlschränke am Gesamtbestand ausgegangen. Bei allen anderen Szenarios ist der gesamte Kühlschrankbestand nicht DSM-fähig und wird annahmegemäß mit konstanter durchschnittlicher Leistung „geladen“.

80/minus15 - DSM - SH

Hier werden DSM-fähige Speicherheizungen gesteuert zum kostengünstigsten Zeitpunkt geladen. Es wird dabei von einer bestimmten Durchdringung, d. h. einem steigenden Anteil DSM-fähiger Speicherheizungen an einem konstanten Gesamtbestand ausgegangen. In allen anderen Szenarios wird hingegen angenommen, dass der Speicherheizungsbestand bis 2050 zurückgeht und keine DSM-fähigen Geräte hinzukommen. Die nicht DSM-fähigen Speicherheizungen werden gemäß Annahme mit einem Standardlastprofil (SLP) für Speicherheizungen „geladen“.

3.2.3.4 Exportszenarios

Während in allen übrigen Szenarios elektrische Energie nicht exportiert werden kann, berücksichtigen die folgenden Szenarios einen möglichen Export, der jeweils zum kostengünstigsten Zeitpunkt erfolgt. Die Basis für die Exportszenarios ist wiederum das Szenario 80/minus15.

80/minus15 - A - NTCinf - 25

In diesem Szenario ist eine theoretisch unbegrenzte Übertragungskapazität vorhanden. Für exportierte elektrische Energie wird ein Erlös von 25 EUR/MWh unterstellt.

80/minus15 - A - NTCfix - 5

Die Übertragungskapazität für den Export elektrischer Energie ins benachbarte Ausland liegt im gesamten Betrachtungszeitraum auf dem heutigen Niveau. Die Erlöse für exportierte elektrische Energie liegen in diesem Szenario bei 5 EUR/MWh. Die im Vergleich zu den anderen Auslandsszenarios niedrigeren Erlöse sind auf einen ebenfalls starken Ausbau erneuerbarer Energien im benachbarten Ausland zurückzuführen.

80/minus15 - A - NTCfix - 25

Die Übertragungskapazität für den Export elektrischer Energie ins benachbarte Ausland liegt im gesamten Betrachtungszeitraum auf dem heutigen Niveau. Die Erlöse für exportierte elektrische Energie liegen in diesem Szenario bei 25 EUR/MWh.

4 Szenarioergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellrechnungen anhand mehrerer Grafiken aufgezeigt. Für das Standard-Szenario 80/minus15 werden die zeitlichen Entwicklungen der Stromerzeugungsstruktur und der installierten Kraftwerkskapazitäten konventioneller Kraftwerke dargestellt. Des Weiteren werden für die Basisszenarios die zeitlichen Entwicklungen von Speicherkapazität, Speicherladeleistung und Speicherentladeleistung abgebildet. Diese drei Größen werden auch für alle untersuchten Szenarios für das Jahr 2050 verglichen und nach den betrachteten Speichertechnologien aufgeschlüsselt. Zudem werden die Überschüsse aus erneuerbaren Energien aufgezeigt. Weitere untersuchte Größen sind der Speichereinsatz, die Ladeenergiezusammensetzung und die Nutzung von V2G bei den EV-Szenarios sowie die auftretenden Exportenergien und -leistungen bei den Exportszenarios.

4.1 Basisszenario 80/minus15

4.1.1 Entwicklung der Stromerzeugung

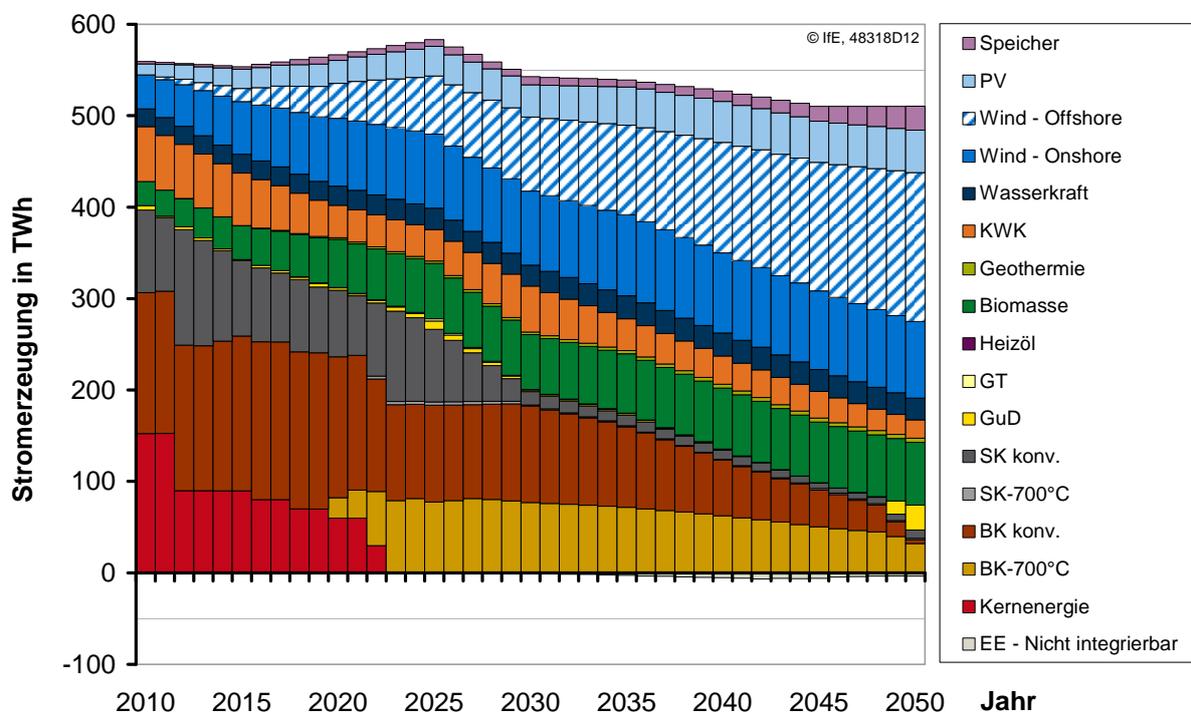


Bild 4.1: Entwicklung der Stromerzeugung im Szenario 80/minus15

Die Entwicklung der Stromerzeugung im Betrachtungszeitraum ist in Bild 4.1 dargestellt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt dabei bis 2050 bestim-

mungsgemäß deutlich zu, wohingegen die Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken kontinuierlich abnimmt. Deutlich wird auch der im Jahr 2022 vollzogene Kernenergieausstieg. Die damit in der Grundlast wegfallende Stromerzeugung wird in den anschließenden Jahren in etwa von neu zugebauten Braunkohlekraftwerken mit 700 °C-Technologie übernommen.

Auf der Ordinatenachse negativ dargestellt ist die nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK in diesem Szenario, also die überschüssige Erzeugung, die weder direkt genutzt noch über Speicherung zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden kann. Das Maximum tritt dabei im Jahr 2042 mit etwa 6,6 TWh nicht integrierbarer Erzeugung auf. Im Jahr 2050 betragen die Überschüsse 3,5 TWh. Zum Vergleich könnten ohne die Speichermöglichkeit durch Bestands- und Neubauspicher in diesem Jahr etwa 44 TWh elektrische Energie aus EE und KWK nicht integriert werden.

4.1.2 Entwicklung des Kraftwerksparks

In Bild 4.2 ist die Entwicklung der installierten Kapazität des konventionellen Kraftwerksparks dargestellt. Dabei sind Kohle-KWK-Anlagen mit der entsprechenden reduzierten Leistung berücksichtigt, Gas-KWK-Anlagen sind nicht enthalten.

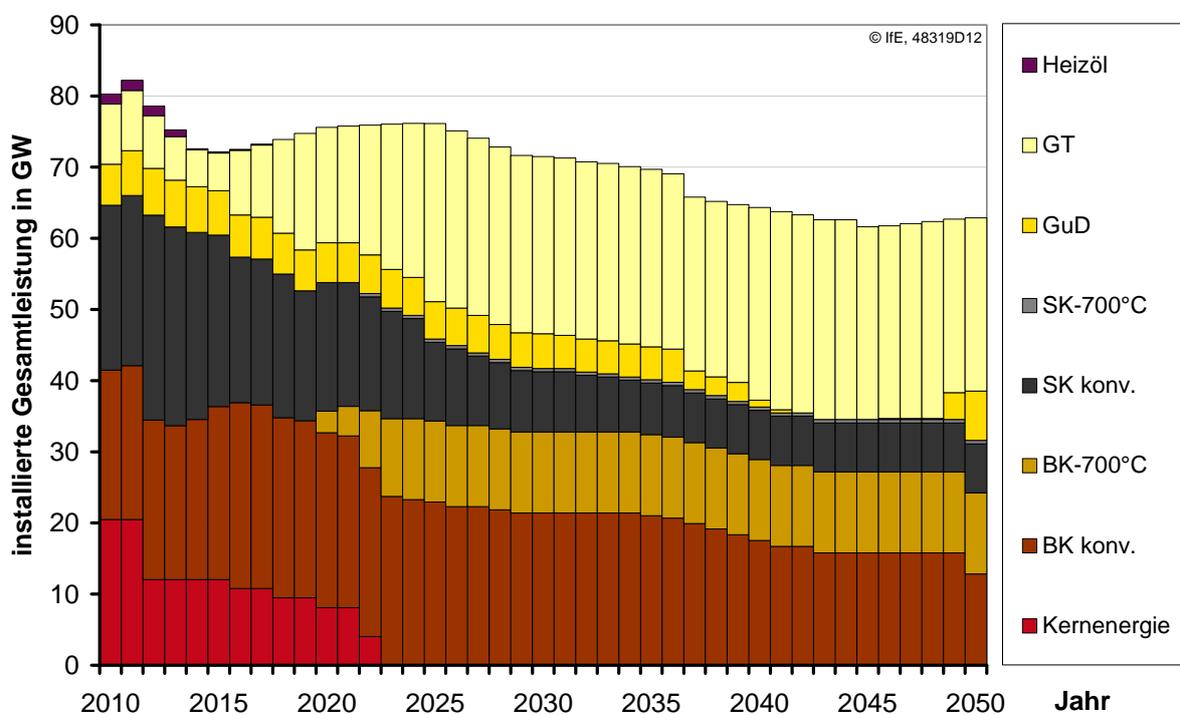


Bild 4.2: Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität im Szenario 80/minus15

Die insgesamt installierte Leistung geht weniger stark zurück als die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, was zum einen auf die vergleichsweise geringe Reduktion der auftretenden residualen Spitzenlast zurückzuführen ist. So tragen EE und KWK im Szenario zwar immer mehr zur Stromerzeugung bei, allerdings tritt die Einspeisung nicht notwendigerweise zu Zeitpunkten mit hoher Last auf. Zum anderen hängt die installierte Kraftwerkskapazität nicht nur von der tatsächlich auftretenden Last ab, sondern wird im Modell IMAKUS auch durch das geforderte Niveau der Versorgungssicherheit bestimmt. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung ist dabei, gemessen an der installierten Leistung, relativ gering. Während die konventionellen Kraftwerke im Szenario 80/minus15 im Jahr 2050 mit ca. 85 % ihrer installierten Leistung zur gesicherten Leistung beitragen, ist beispielsweise der Beitrag der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen mit ca. 6 % der installierten Leistung deutlich geringer. Aber auch der Beitrag der Speicher zur gesicherten Leistung ist sehr gering, was auf die sehr konservative Abschätzung durch die gewählte Methodik zurückzuführen ist (vgl. Abschnitt 2.3.4). So tragen Bestands- und Neubauspeicher zusammen im Jahr 2050 nur mit ca. 2 % ihrer installierten Entladeleistung zur gesicherten Leistung bei.

Die Ausnutzungsdauer der Kraftwerke geht aufgrund der wachsenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien zurück. Diese Entwicklung bevorzugt Kraftwerke mit geringen Investitionskosten, was in der Ausweitung der Gasturbinen-Kapazitäten deutlich wird. Gasturbinen stellen zudem die günstigste Kraftwerkstechnologie dar, um die notwendige gesicherte Leistung des Erzeugungssystems vorzuhalten.

Die 700 °C-Technologie bei Kohlekraftwerken findet einen wirtschaftlichen Platz, wobei im Bereich der Steinkohle nur Kapazitäten in geringem Umfang realisiert werden.

4.1.3 Entwicklung der Speicherkapazität

Die Entwicklung der wirtschaftlich neu zu installierenden Speicherkapazität ist in Bild 4.3 abgebildet. Zusätzlich werden auch die bestehenden Pumpspeicherkapazitäten dargestellt.

Ein Zubau von PSW findet ab dem Jahr 2018 statt, wobei die annahmegemäß noch zusätzlich verfügbare Speicherkapazität von 40 GWh vollständig ausgeschöpft wird. Ab dem Jahr 2037 beginnt der Zubau von AA-CAES-Kapazitäten, die in etwa linear auf ca. 0,6 TWh im Jahr 2050 zunehmen.

Der Zubau von Wasserstoffspeichern findet ab dem Jahr 2043 statt. Bei dieser Technologie nimmt die Kapazität bis 2050 auf etwa 3,4 TWh zu.

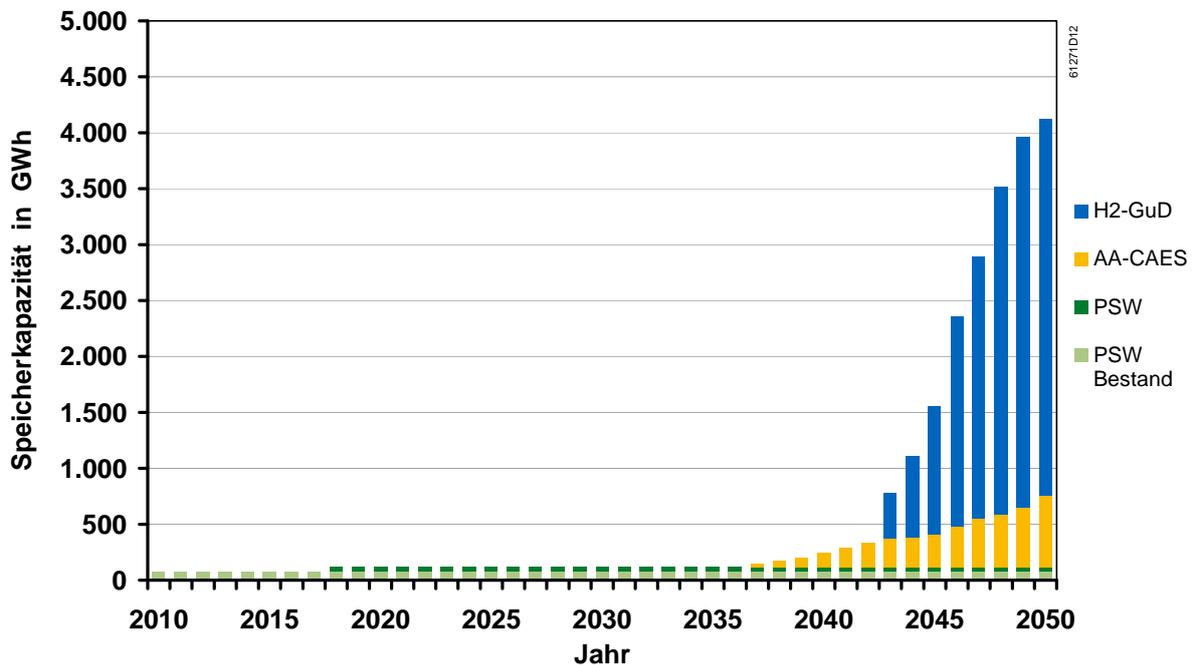


Bild 4.3: Entwicklung der installierten Speicherkapazität im Szenario 80/minus15

Im Jahr 2050 ist damit – inklusive der bestehenden Anlagen – ein Speichervolumen von ca. 4 TWh installiert, was in etwa der 50-fachen Kapazität der derzeit installierten PSW entspricht.

4.1.4 Entwicklung der Speicherladeleistung

Der Ausbau an Ladeleistung im Betrachtungszeitraum ist in Bild 4.4 abgebildet. Der Ausbau bei den PSW steigert sich von etwa 1.000 MW im Jahr 2018 bis auf etwa 3.000 MW ab dem Jahr 2035. Eine weitere Steigerung zu späteren Zeitpunkten ist aufgrund des begrenzten Speichervolumens wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die installierte Ladeleistung bei AA-CAES steigert sich bis zum Jahr 2050 nahezu linear auf etwa 20.000 MW, wohingegen diese bei den Wasserstoffspeichern mit ca. 9.000 MW deutlich geringer ausfällt.

Inklusive der bereits bestehenden PSW-Anlagen beträgt die installierte Ladeleistung der Speicher im Jahr 2050 insgesamt knapp 38 GW, was etwa dem Sechsfachen des aktuellen Bestandes entspricht.

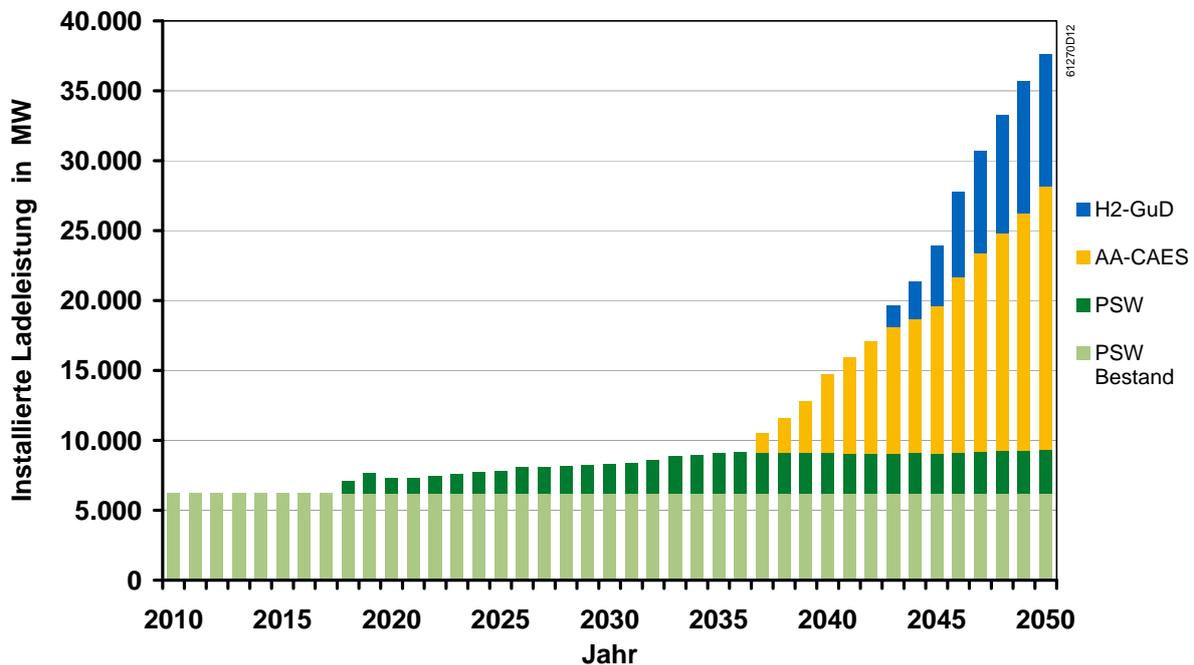


Bild 4.4: Entwicklung der installierten Ladeleistung im Szenario 80/minus15

4.1.5 Entwicklung der Speicherentladeleistung

Bei der installierten Entladeleistung zeigt sich ein etwas anderes Bild als bei der Ladeleistung (Bild 4.5).

Aus technischen Gründen bewegt sich bei den PSW die Entladeleistung auf einem ähnlichen Niveau wie die Ladeleistung. Bei den AA-CAES beträgt die installierte Entladeleistung im Jahr 2050 ca. 10.000 MW, was in etwa der Hälfte der Ladeleistung entspricht. Im Bereich der Wasserstoffspeicher werden lediglich ca. 2.000 MW an Entladeleistung installiert, was etwa ein Fünftel der Ladeleistung darstellt.

Zwei Gründe führen zu der auftretenden Ungleichheit zwischen installierter Lade- und Entladeleistung. Zum einen ist aufgrund der Speicherverluste die notwendige Ladeenergie grundsätzlich größer als die mögliche Entladeenergie. Deshalb ist die Installation einer geringeren Entladeleistung prinzipiell nachvollziehbar. Je geringer der Nutzungsgrad, desto geringer ist demnach die notwendige Entladeleistung. Der zweite Effekt ist die Form der auftretenden Erzeugungsüberschüsse, die mithilfe der Ladeeinheit eingespeichert werden. Sie sind überwiegend durch eine vergleichsweise hohe Leistung und eine geringe zeitliche Ausdehnung gekennzeichnet. Um die Energiemenge dennoch aufnehmen zu können, sind folglich höhere Ladeleistungen notwendig. Für den Entladeprozess stehen hingegen viele Zeitpunkte zur Verfügung,

wodurch auch mit einer relativ geringen Entladeleistung die Energie aus den Speichern abgegeben werden kann.

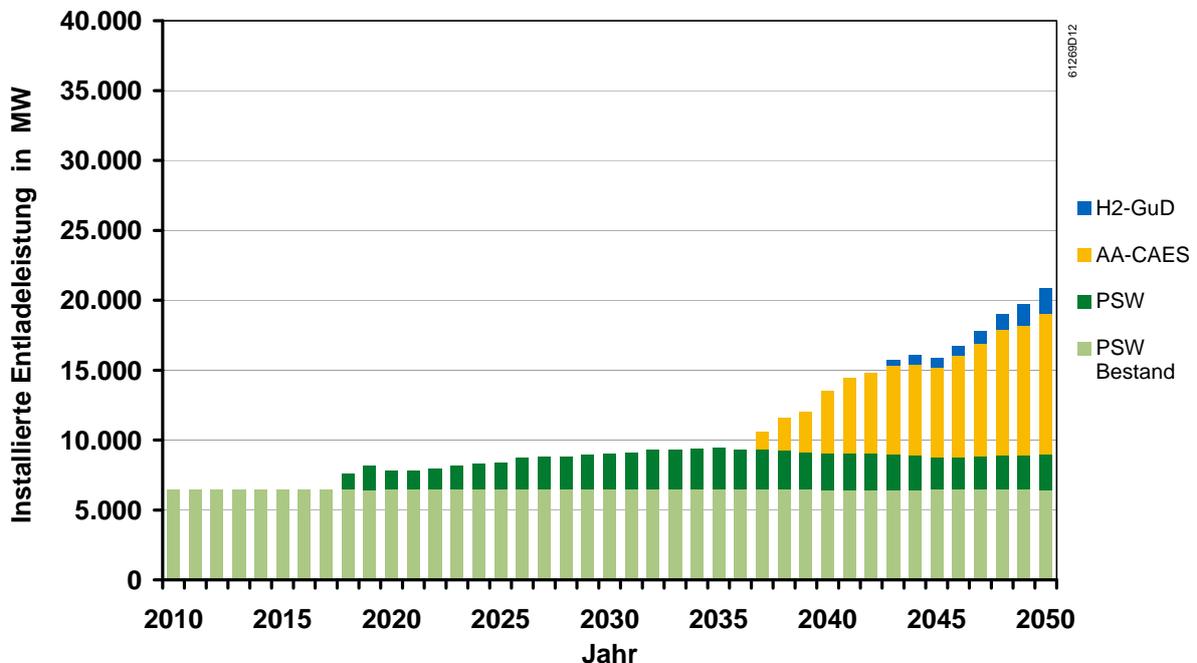


Bild 4.5: Entwicklung der installierten Entladeleistung im Szenario 80/minus15

4.2 Vergleich weiterer Szenarios

Im folgenden Kapitel werden analog zum Standard-Szenario 80/minus15 die wesentlichen Ergebnisse der verschiedenen Szenarios dargestellt. Untersucht wird dabei der Einfluss unterschiedlicher Lastentwicklungen und Ausbaugrade an erneuerbaren Energien sowie funktionaler Speicher wie Elektrofahrzeuge, DSM und Export.

Die Szenarios sind in Kapitel 3.2.3 genauer erläutert. Ein Vergleich der Ergebnisse erfolgt jeweils nur für das letzte Jahr des Betrachtungszeitraums, das Jahr 2050.

4.2.1 Überblick

Die nachfolgenden Diagramme zeigen den im Jahr 2050 erreichten Umfang der installierten Speicherkapazität, Ladeleistung und Entladeleistung der neu gebauten Speicher in allen betrachteten Szenarios. In den anschließenden Abschnitten werden die Ergebnisse innerhalb der einzelnen Szenariofamilien noch genauer diskutiert.

4.2.1.1 Neubauspeicher-Kapazität

Die neben den bereits bestehenden Speichern zusätzlich wirtschaftliche Kapazität ist in Bild 4.6 abgebildet. Das größte wirtschaftliche Potential tritt dabei im Szenario 80/minus25 - Basis auf, wohingegen der geringste Zubau im Szenario 60/plus3 - Basis stattfindet. Insgesamt bewegt sich der Zubau in den Szenarios zwischen 0,2 TWh und 4,9 TWh.

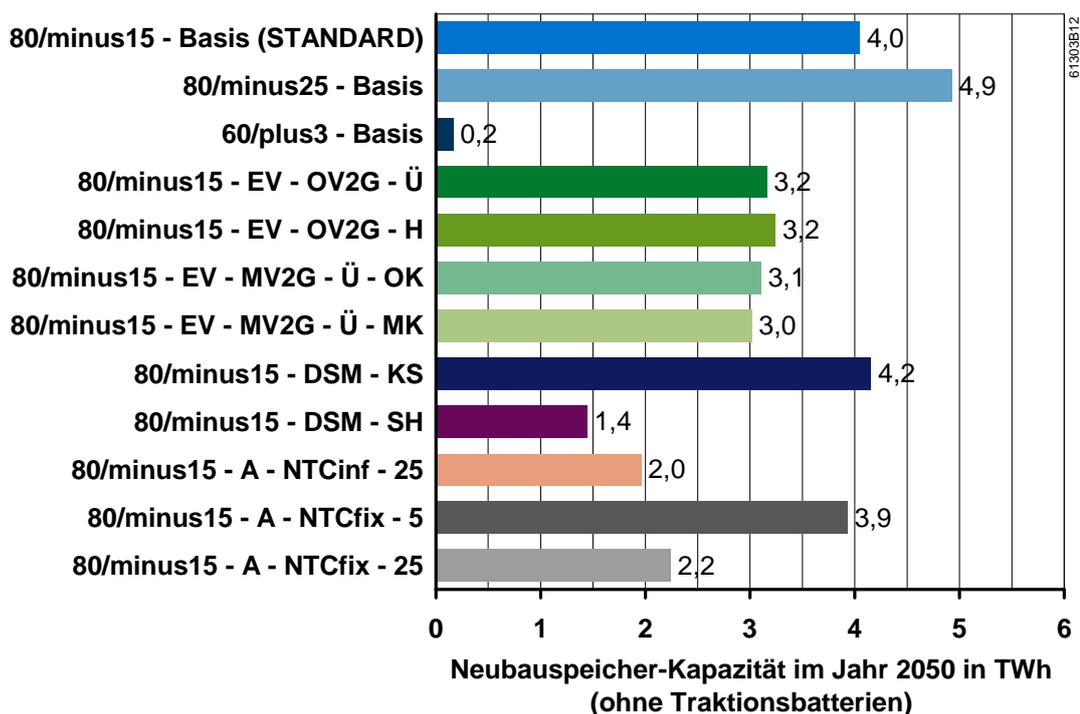


Bild 4.6: Überblick – Installierte Speicherkapazität der neu gebauten Speicher im Jahr 2050

4.2.1.2 Neubauspeicher-Ladeleistung

Die zusätzlich installierten Ladeleistungen sind in Bild 4.7 dargestellt. Der maximale Zubau tritt dabei in Szenario 80/minus15 - Basis auf. Der geringste Ausbau an Ladeleistung findet im Szenario 60/plus3 - Basis statt. Die Leistungen bewegen sich zwischen 8,5 GW und 31,4 GW. Damit ist die Schwankungsbreite bei der installierten Ladeleistung deutlich geringer als bei der installierten Speicherkapazität.

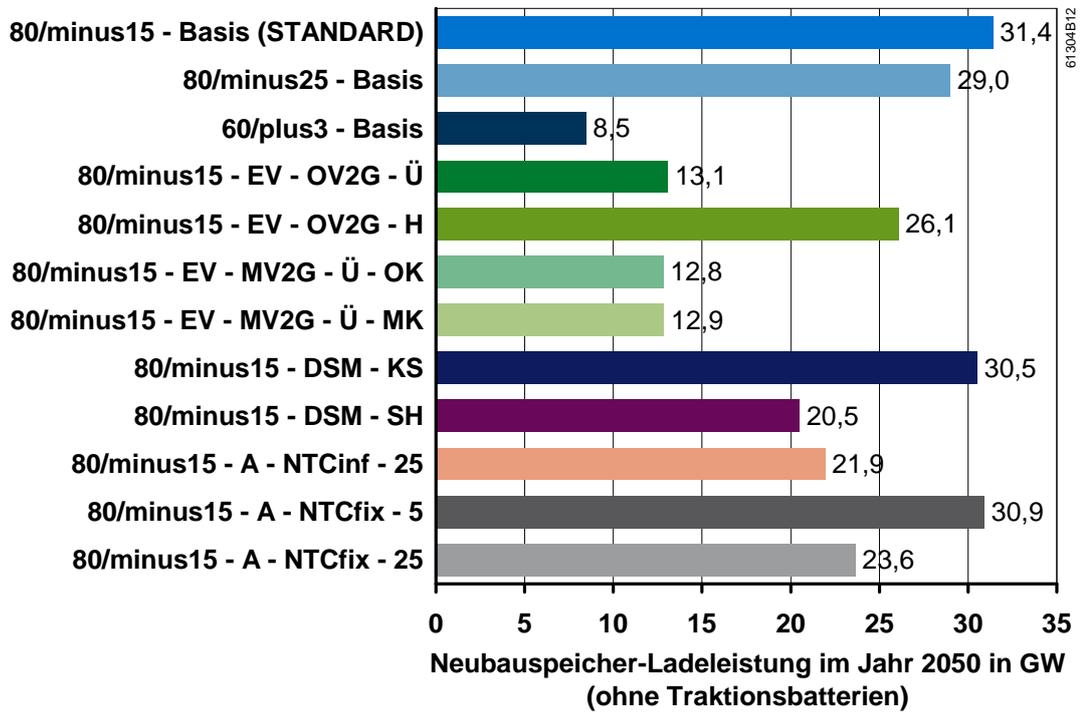


Bild 4.7: Überblick – Installierte Ladeleistung der neu gebauten Speicher im Jahr 2050

4.2.1.3 Neubauspeicher-Entladeleistung

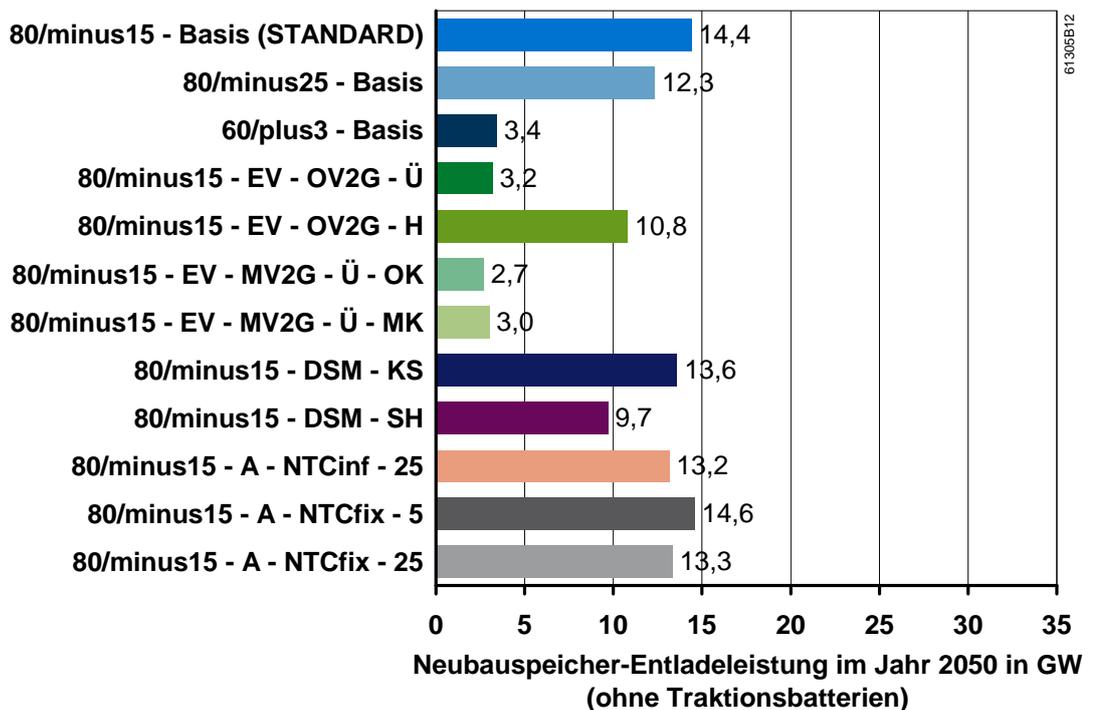


Bild 4.8: Überblick – Installierte Entladeleistung der neu gebauten Speicher im Jahr 2050

In Bild 4.8 ist die installierte Entladeleistung der neu gebauten Speicher für das Jahr 2050 dargestellt. Wie schon für das Standard-Szenario 80/minus15 liegt auch bei allen anderen betrachteten Szenario der Wert der installierten Entladeleistung unter der jeweils installierten Ladeleistung.

Der höchste Wert tritt im Export-Szenario 80/minus15 - A - NTCfix - 5 mit 14,6 GW auf. Am wenigsten Entladeleistung wird im Elektromobilitäts-Szenario 80/minus15 - MV2G - Ü - OK mit 2,7 GW installiert.

4.2.2 Basisszenarios

Der folgende Abschnitt vergleicht die Ausbauergebnisse der drei Basisszenarios für unterschiedliche Lastentwicklungen und Ausbaugrade an erneuerbaren Energien.

In Bild 4.9 ist dabei zunächst die im Jahr 2050 installierte Kapazität der Neubausppeicher differenziert nach den einzelnen Technologien für alle drei Szenarios dargestellt. In den beiden Varianten mit 80 % erneuerbaren Energien sind Wasserstoffspeicher wirtschaftlich, wohingegen bei 60 % erneuerbaren Energien diese Technologie keinen Platz findet.

Die weitere Reduzierung der Nachfrage um 25 % anstatt 15 % verringert das wirtschaftliche Potential an AA-CAES und erhöht selbiges bei Wasserstoffspeichern. So wird im Szenario 80/minus25 etwa 1 TWh mehr Speicherkapazität in Form von Wasserstoffspeichern gebaut.

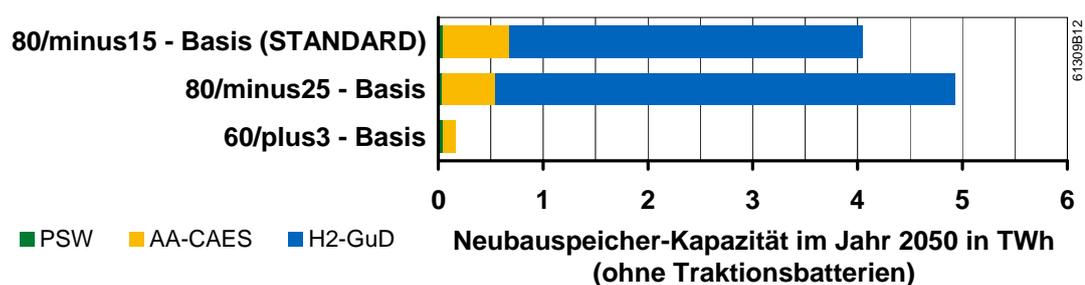


Bild 4.9: Basisszenarios – Vergleich der neu gebauten Speicherkapazitäten

Im Szenario 60/plus3 mit einem Anteil von 60 % erneuerbaren Energien fällt das wirtschaftliche Potential für AA-CAES deutlich geringer aus und beträgt etwa 125 GWh, was ungefähr einem Fünftel des Zubaus im Szenario 80/minus25 bzw. einem Sechstel des Zubaus im Szenario 80/minus15 entspricht.

Das annahmegemäß noch zusätzlich verfügbare Speichervolumen für PSW in Höhe von 40 GWh wird in allen drei Szenariovarianten voll ausgeschöpft.

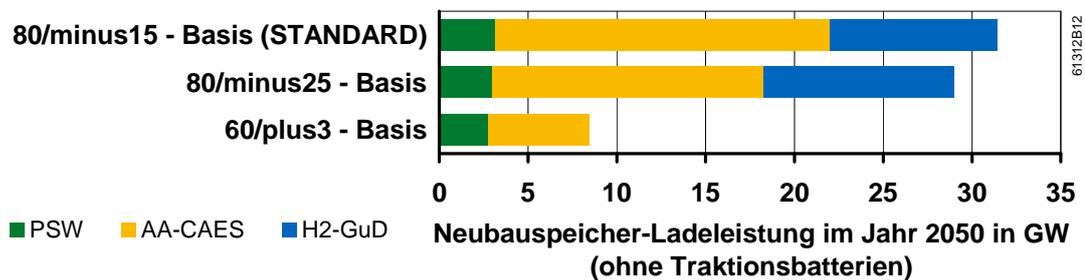


Bild 4.10: Basisszenarios – Vergleich der neu gebauten Ladeleistungen

In Bild 4.10 ist der im Jahr 2050 erreichte Umfang der installierten Ladeleistung der Neubauspeicher dargestellt. Bei den PSW werden in allen Szenarios jeweils etwa 3 GW an Ladeleistung installiert, bei der Wasserstoffspeicherung fällt der Zubau in den beiden 80 %-Szenarios mit 9,4 GW (Szenario 80/minus15) und 10,7 GW (Szenario 80/minus25) relativ ähnlich aus. Bei den AA-CAES schwankt der Ausbau zwischen ca. 6 GW und knapp 19 GW. Analog zur Speicherkapazität wird im Fall eines stärkeren Rückgangs der Nachfrage um 25 % tendenziell auch mehr Ladeleistung im Bereich der Wasserstoffspeicher installiert. Allerdings ist dieser Unterschied für die Speicherkapazität ausgeprägter. Insgesamt beträgt die installierte Ladeleistung im Szenario 80/minus25 weniger als im Szenario 80/minus15.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch bei der installierten Entladeleistung (Bild 4.11). Der Ausbau der PSW ist wiederum bei allen drei Szenariovarianten auf einem vergleichbaren Niveau von 2,2 bis 2,5 GW. Für die Wasserstoffspeicher erweisen sich Entladeeinheiten mit ca. 2 GW als die wirtschaftlichste Option. Abgesehen davon, dass die Wasserstoffspeicher im Szenario 60/plus3 kein Potential aufweisen, ergeben sich die größten Unterschiede – wie auch bereits bei den beiden vorherigen Parametern – bei den AA-CAES. Die installierte Entladeleistung bewegt sich zwischen etwa 1 GW und 10 GW.

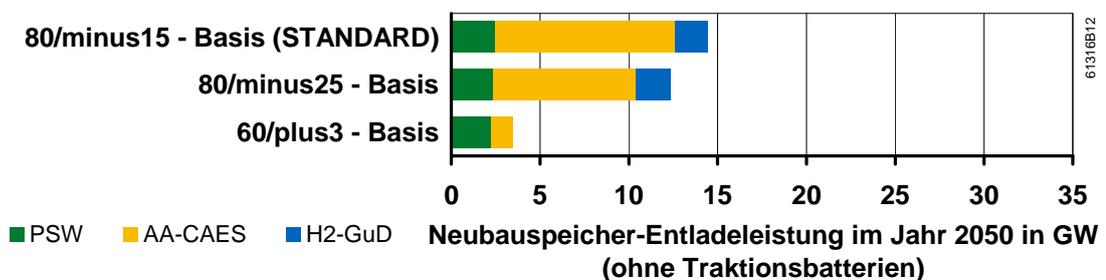


Bild 4.11: Basisszenarios – Vergleich der neu gebauten Entladeleistung

Die unterschiedliche Ausprägung des in diesen drei Basis-Szenarios auftretenden Ausbaus an Speichertechnologien kann anhand von Bild 4.12 verdeutlicht werden. Der ohne die Betrachtung von Speichermöglichkeiten nicht integrierbare Anteil der Erzeugung aus EE und KWK beträgt im Jahr 2050 bei beiden 80 %-Szenarios über 40 TWh, wohingegen im Szenario mit 60 % erneuerbaren Energien nur ein Überschuss von 10 TWh auftritt. Da der Ausbau an Wasserstoffspeichern im Wesentlichen zur Integration der Überschüsse der gesetzten Einspeisung erfolgt, ist dieser im Szenario 60/plus3 nicht wirtschaftlich.

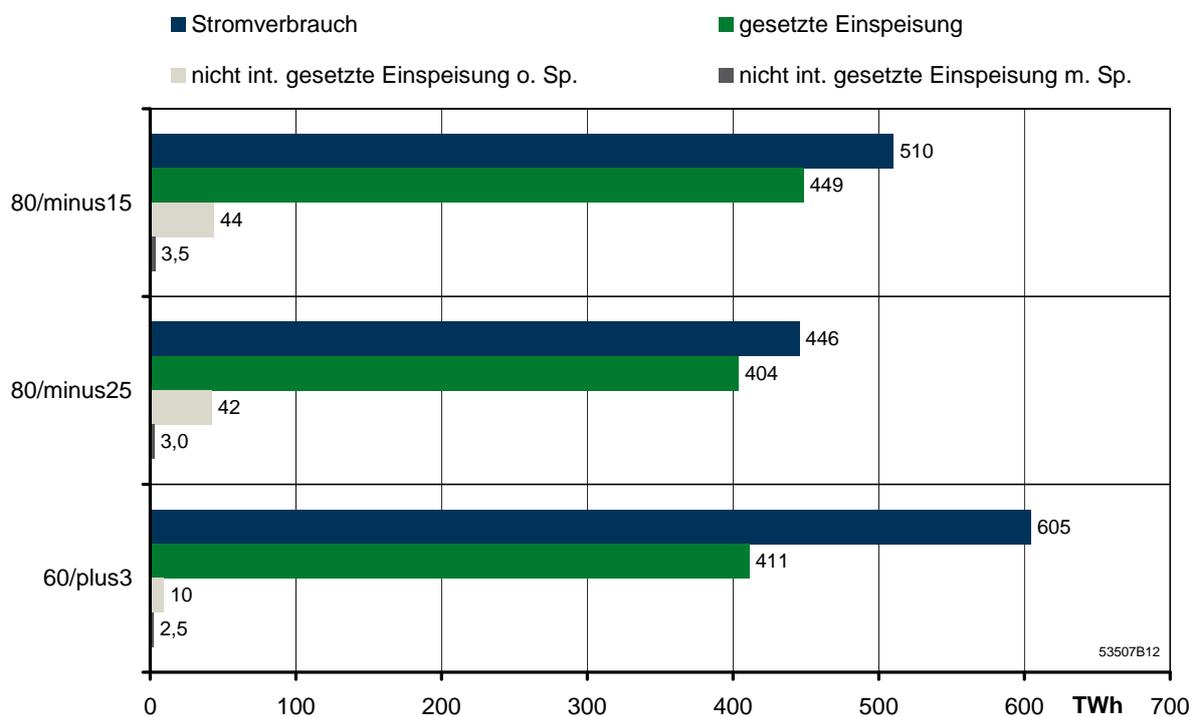


Bild 4.12: Basisszenarios – Vergleich von Verbrauch, Erzeugung und Überschüssen im Jahr 2050

Die Unterschiede des Speicherausbaus in den Szenariovarianten 80/minus15 bzw. 80/minus25 lassen sich hingegen nicht auf die Höhe der Überschüsse zurückführen, da diese in beiden Szenarios sehr ähnlich ausfallen. Eine Erklärung der Ergebnisse liefert hingegen die Behandlung des PSW-Zubaus. In beiden Szenarios werden für PSW die gleichen Zubaugrenzen verwendet. Mit den erlaubten Grenzen ist jedoch in einem System mit weniger Last und weniger Erzeugung aus erneuerbaren Energien ein größerer Flexibilisierungseffekt zu erzielen. Die PSW können deshalb im Szenario 80/minus25 in Einsatzbereiche vorstoßen, die im Szenario 80/minus15 von AA-CAES abgedeckt werden mussten. Dies verschlechtert wiederum die Wirtschaftlichkeit der AA-CAES im Szenario 80/minus25, so dass deren Potential deutlich geringer

ausgeprägt ist. Der reduzierte Ausbau an AA-CAES verschafft jedoch der Wasserstoffspeicherung zusätzliche Einsatzmöglichkeiten, was das wirtschaftliche Potential dieser Technologie erhöht.

4.2.3 Szenarios Elektromobilität

Der Einfluss von Elektromobilität als möglicher Konkurrent zur großtechnischen Speicherung wird im folgenden Abschnitt anhand der Szenarioergebnisse dargestellt und erläutert.

Im Rahmen des Projekts wurde das gesteuerte Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen in vier Szenarios untersucht. Sie unterscheiden sich nach Lademöglichkeit (nur zu Hause oder überall), V2G-Option (ja oder nein) und nach den auftretenden Kosten für die V2G-Option. Die genaue Beschreibung der Szenarios ist Abschnitt 3.2.2.1 zu entnehmen. Der Einfluss des funktionalen Speichers Elektromobilität auf das Stromsystem und insbesondere auf den Ausbau großtechnischer Speicher wird im Vergleich zum Standard-Szenario 80/minus15 deutlich, in dem die Elektrofahrzeuge ungesteuert, proportional zum übrigen Lastprofil geladen werden.

Der im Jahr 2050 erreichte Zubau der großtechnischen Speicherkapazitäten ist in Bild 4.13 für die verschiedenen Szenariovarianten dargestellt. Die zugebaute Kapazität beträgt in allen EV-Szenarios etwa 3 TWh, was einen Rückgang gegenüber dem Standard-Szenario von etwa 1 TWh bedeutet. Dabei werden sowohl weniger Wasserstoffspeicher- als auch weniger AA-CAES-Kapazitäten zugebaut, wobei sich der Einfluss auf die AA-CAES deutlich ausgeprägter darstellt. Der größte Zubau an AA-CAES-Kapazitäten findet dabei mit ca. 350 GWh im Szenario ohne V2G mit ausschließlicher Lademöglichkeit zu Hause statt. In den anderen drei Fällen werden zwischen knapp 100 GWh und 140 GWh an Speicherkapazität installiert. Bei den Wasserstoffspeichern werden in allen Fällen knapp 3 TWh installiert und damit nur geringfügig weniger als im Szenario 80/minus15 (ca. 3,4 TWh). Das maximale Potential an PSW von 40 GWh wird in allen Fällen komplett ausgenutzt.

Der gesteuerte Einsatz von Elektrofahrzeugen beeinflusst demnach in erster Linie die Wirtschaftlichkeit der AA-CAES. So stellen die Elektrofahrzeuge eine zusätzliche variable Last (Ladestrom) zur Verfügung, die vorzugsweise zu kostengünstigen Zeitpunkten genutzt wird. Den AA-CAES fehlen demnach die günstigen Lademöglichkeiten, was sie in weiten Bereichen unwirtschaftlich erscheinen lässt. Hingegen können die vom Nutzungsgrad her besser gestellten PSW noch mit einer geringeren Preisdifferenz kostendeckend betrieben werden. Die Wasserstoffspeicher dienen in erster Linie zur saisonalen Speicherung großer Überschüsse an erneuerbaren Energien. Aufgrund ihrer relativ geringen Speicherkapazität und der durch die Fahr Anforderung

eingeschränkten Flexibilität können Elektrofahrzeuge die Aufgabe der Wasserstoffspeicher nicht übernehmen. Der Einfluss der Elektromobilität auf den wirtschaftlichen Ausbau der Wasserstoffspeicherung ist deshalb eher als gering einzuschätzen.

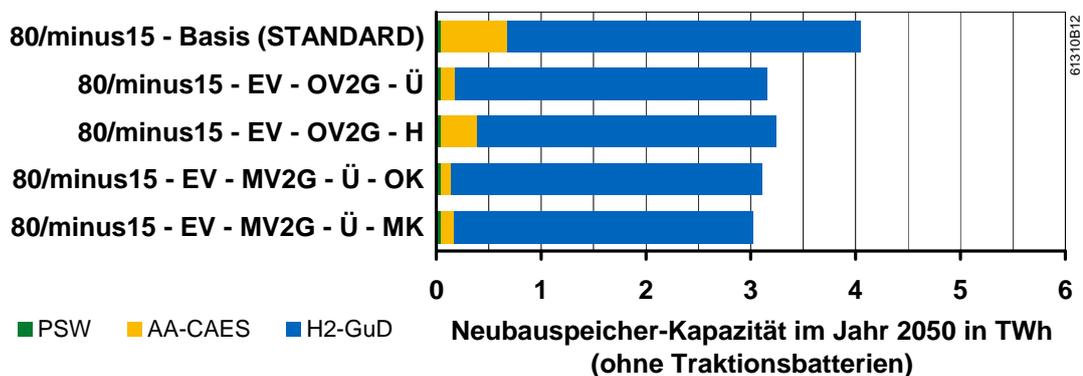


Bild 4.13: EV-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Speicherkapazität

Deutlichere Unterschiede liefert die Betrachtung der installierten Ladeleistungen. Allgemein nimmt die zugebaute Leistung im Vergleich zum Standard-Szenario ohne gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge ab (Bild 4.14). In allen betrachteten Szenarios mit der Lademöglichkeit „überall“ beträgt die installierte Ladeleistung ca. 13 GW, was etwa 40 % der im Standard-Szenario installierten Leistung entspricht. Lediglich bei der Variante mit einer Lademöglichkeit nur zu Hause werden etwa 26 GW zugebaut. Die Ursache für den deutlich höheren Bedarf ist in diesem Fall die geringere Flexibilität im Ladevorgang. Für die Ladung der Fahrzeuge können praktisch nur günstige Zeitpunkte während der Nacht genutzt werden. Treten jedoch untertags Zeitpunkte mit niedrigen Stromerzeugungskosten auf – etwa durch eine hohe PV-Einspeisung – ist es sinnvoll, die günstige Energie kurzzeitig zwischenspeichern und später zum Laden der Elektrofahrzeuge zu nutzen. Im Szenario 80/minus15 - EV - OV2G - H ist deshalb eine höhere Ladeleistung der großtechnischen Speicher wirtschaftlich. Da diese Speichervorgänge in der Regel jedoch von sehr kurzfristiger Natur sind, schlagen sie sich nicht derart stark auf die Kapazität nieder. Ebenso wird die installierte Leistung der Wasserstoffspeicher kaum durch die unterschiedlichen Varianten des flexiblen Ladens bzw. Entladens der Elektrofahrzeuge beeinflusst, da dieser Speichertyp überwiegend für langfristige Speichervorgänge genutzt wird.

Die installierte Entladeleistung korrespondiert im Wesentlichen mit der Ladeleistung, bewegt sich allerdings auf einem deutlich niedrigeren Niveau. In den Szenarios mit der Lademöglichkeit „überall“ werden zwischen 2,7 GW und 3,2 GW zugebaut, wohingegen bei der Möglichkeit „nur zu Hause laden“ etwa 11 GW an Entladeleistung neu installiert werden (Bild 4.15).

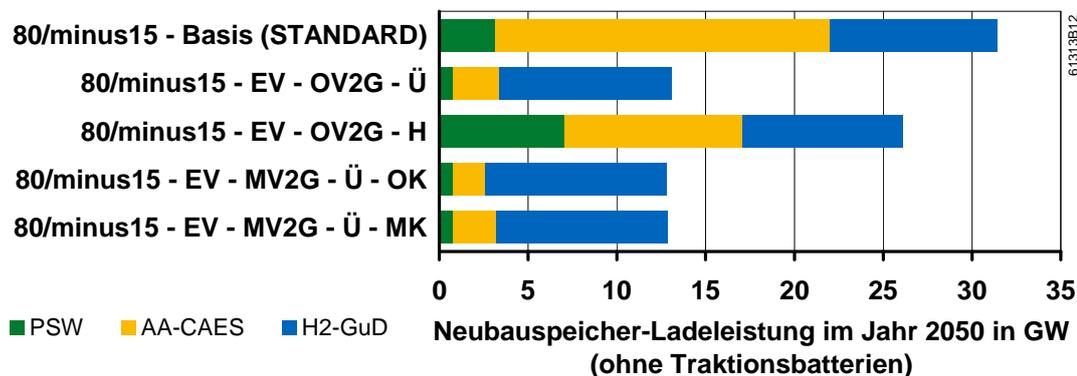


Bild 4.14: EV-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Ladeleistung

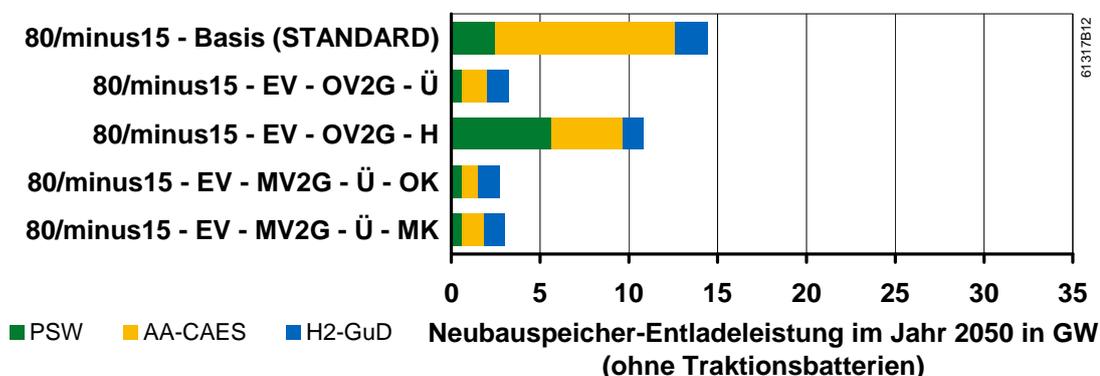


Bild 4.15: EV-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Entladeleistung

In Bild 4.16 wird noch einmal der unterschiedliche wirtschaftliche Speicherzubau und -einsatz in den beiden Ladevarianten „überall“ und „zu Hause“ verdeutlicht (ohne Betrachtung von V2G).

Links ist jeweils der Einsatz der großtechnischen Speicher in Form der Entladeenergie für das Jahr 2030, rechts für das Jahr 2050 dargestellt. Dabei wird einerseits differenziert nach dem Entladestrom der großtechnischen Speicher, der gleichzeitig zum Laden der Elektrofahrzeuge genutzt wird und andererseits nach Entladestrom, der für die Deckung der restlichen Last verwendet wird (schraffiert).

Für das Jahr 2030 zeigen sich für beide Szenarios nur geringe Unterschiede im Ladeverhalten. Die Ladeenergie ist im Falle des „Zu-Hause-Ladens“ insgesamt etwas höher. Allerdings ist der Anteil des Entladestroms, der zum Laden der Fahrzeuge verwendet wird, bereits deutlich höher. Im Jahr 2050 verstärkt sich diese Tendenz. Vor allem im Bereich der Bestands- und Neubau-PSW und der AA-CAES ist die entladene Energiemenge der Speicher um das drei- bis fünffache größer als im Szenario 80/minus15 - EV - OV2G - Ü und wird überwiegend zum Laden der Elektrofahrzeuge verwendet.

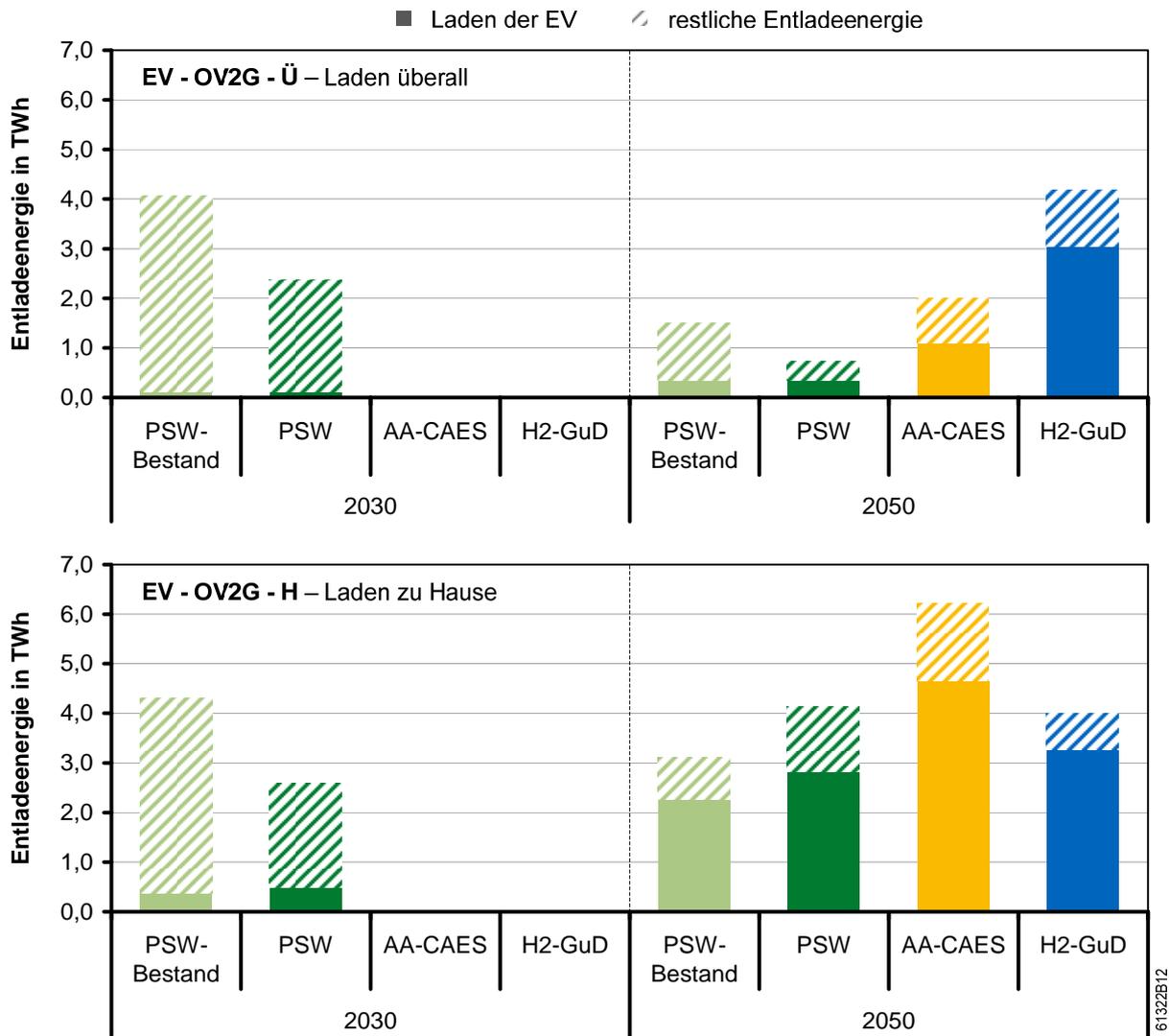
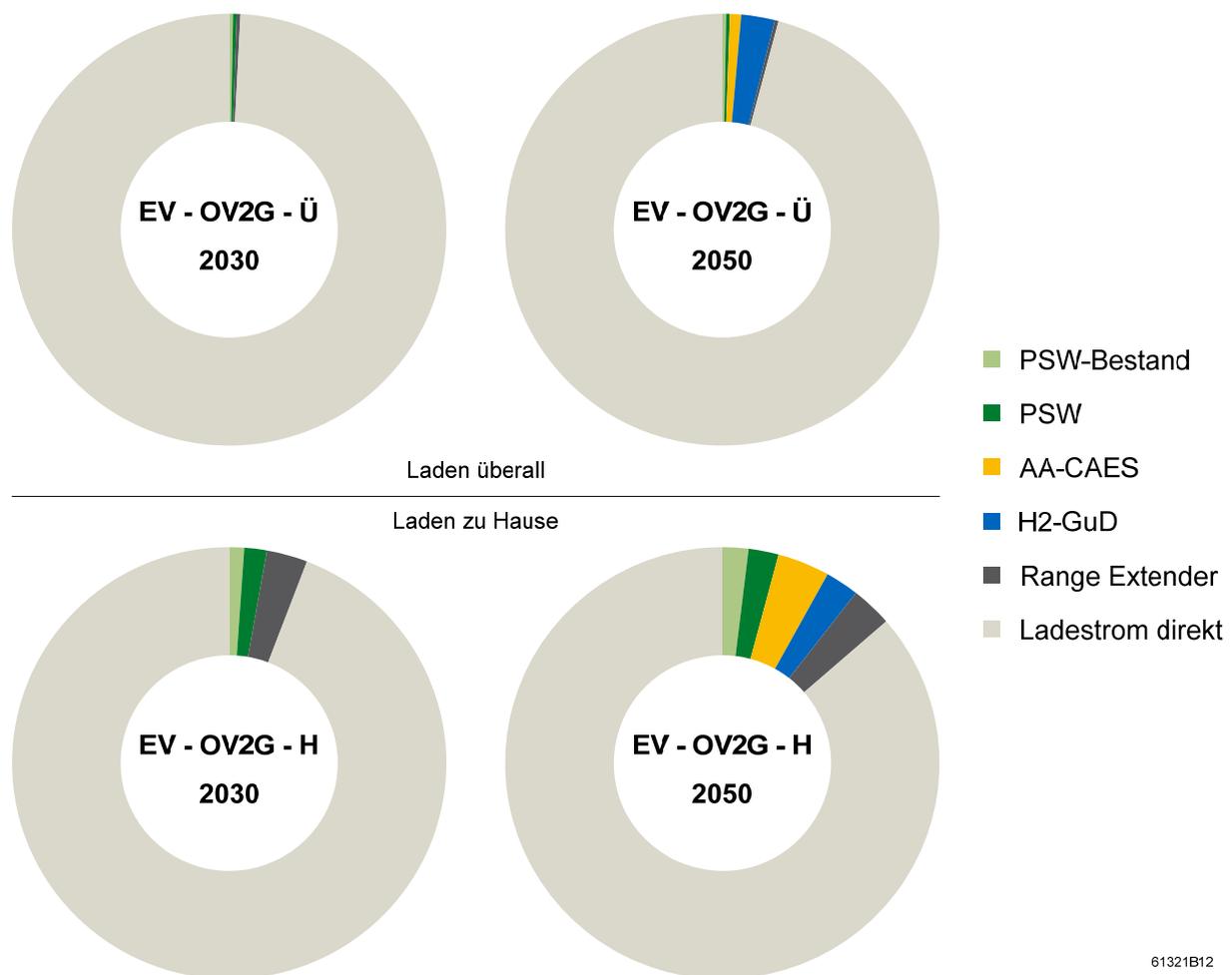


Bild 4.16: EV-Szenarios – Vergleich des Speichereinsatzes bei unterschiedlichen Lademöglichkeiten

Der Einfluss unterschiedlicher Lademöglichkeiten auf die Betriebsweise der Wasserstoffspeicherung ist sehr gering. Für das Laden der Fahrzeuge wird jedoch auch diese Speichertechnologie genutzt. In Bild 4.17 ist die Zusammenstellung des Ladestroms der Elektrofahrzeuge für die Lademöglichkeiten „überall“ und „zu Hause“ und die Jahre 2030 und 2050 dargestellt. Analog zum vorhergehenden Bild zeigt sich dabei ein höherer Anteil der Speicher am Fahrzeugladestrom, wenn die Fahrzeuge nur zu Hause geladen werden können. So beträgt der Anteil des Fahrzeugladestroms aus Speichern im Szenario „Laden zu Hause“ im Jahr 2050 etwa 14 %. Der vergleichsweise hohe Anteil aus Wasserstoffspeichern resultiert aus der saisonalen Betriebsweise dieser Technologie. Sie wird hauptsächlich zur saisonalen Speicherung von Windüberschüssen genutzt und stellt in vielen Zeitpunkten Grundlast durch Ent-

speicherung zur Verfügung, die demzufolge bilanziell anteilig zum Laden von Elektrofahrzeugen verwendet wird. Das Bild zeigt weiterhin den deutlichen Unterschied zwischen den Szenariovarianten „Laden überall“ und „Laden zu Hause“ hinsichtlich der Nutzung des Range-Extenders. So müssen die Fahrzeuge bei einer Einschränkung der Lademöglichkeit den Range-Extender deutlich häufiger zur Erfüllung der Fahr Anforderung einsetzen.



61321B12

Bild 4.17: EV-Szenarios – Vergleich der Zusammenstellung des Ladestroms für Elektrofahrzeuge bei unterschiedlichen Lademöglichkeiten

Die Option V2G wird in zwei Szenarios untersucht. Dabei werden einmal variable Betriebskosten für die Netzurückspeisung angenommen (MK), während in einer weiteren Variante als obere Abschätzung keine zusätzlichen Kosten durch die Netzurückspeisung entstehen sollen (OK). In beiden V2G-Szenarios wird von der Lademöglichkeit „überall“ ausgegangen.

Einen Überblick über die Nutzung von V2G verschafft das Bild 4.18. Dabei werden für die Jahre 2030, 2040 und 2050 die beiden V2G-Szenarios dem Standard-Szenario und dem Szenario 80/minus15 - EV - OV2G - Ü gegenübergestellt. Die einzelnen Säulen zeigen dabei die jährliche Entladeenergie der unterschiedlichen Speichertechnologien sowie die Rückspeisung der Fahrzeugbatterien ins Netz.

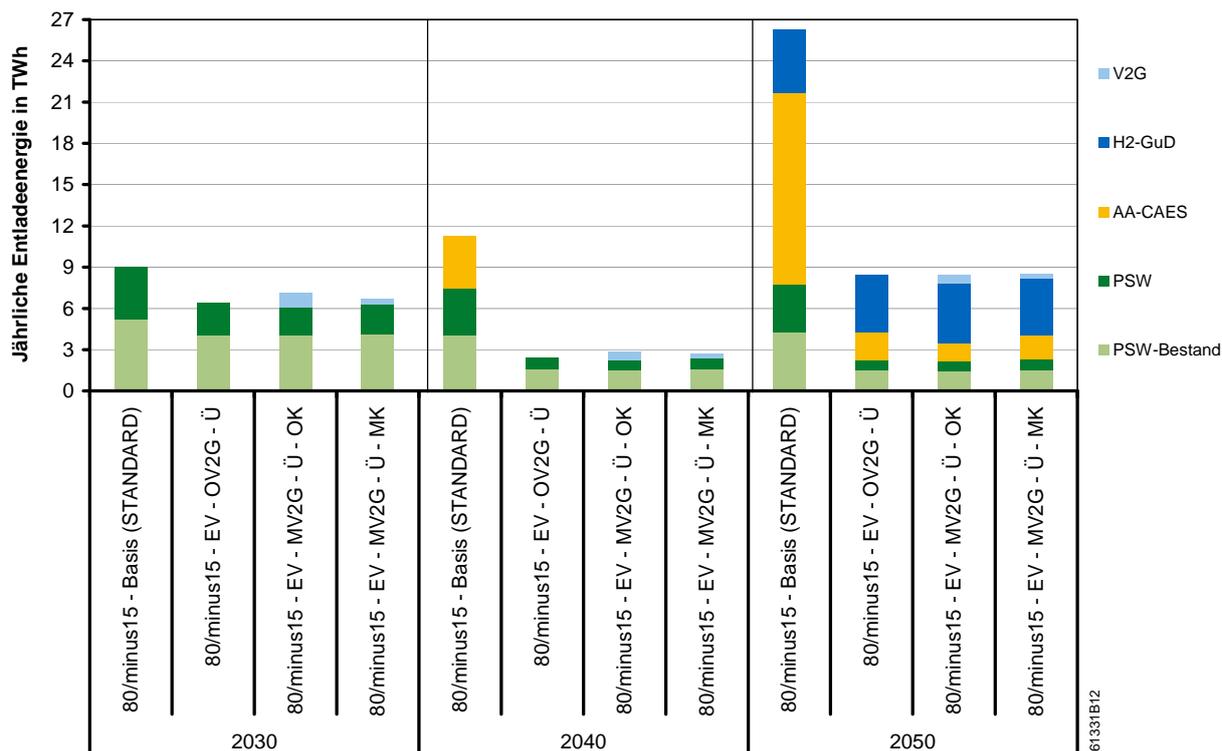


Bild 4.18: EV-Szenarios – Nutzung von V2G

Allgemein bewegt sich die aus den Fahrzeugbatterien bereitgestellte Energie auf deutlich niedrigerem Niveau als die Entladeenergie aus den großtechnischen Speichern. Wenn für die V2G-Option keine zusätzlichen Kosten anfallen (OK), steigt der Einsatz dieser Technologie etwas an.

Die Anzahl der Fahrzeuge mit V2G-Option erhöht sich deutlich zwischen den Jahren 2030 und 2050. Trotz der größeren Verfügbarkeit nimmt die Nutzung von V2G insgesamt nicht oder nur unwesentlich zu. Pro Fahrzeug ist demzufolge ein deutlich geringeres wirtschaftliches Potential an V2G-Dienstleistungen zu erwarten.

Die vergleichsweise hohe Anzahl an Elektrofahrzeugen im Jahr 2050 bietet bereits durch die Möglichkeit des gesteuerten Ladens ein hohes Maß an Flexibilität, welche die Integration von Überschüssen aus erneuerbaren Energien deutlich erleichtert. Für die dennoch benötigte Speicherung von Energie bieten im kurzfristigen Bereich PSW

gegenüber V2G jedoch die höhere Effizienz. Des Weiteren ist für eine längerfristige Speicherung die Speicherkapazität der Fahrzeuge zu gering bzw. die Flexibilität der Batteriespeicher aufgrund der noch zu bewältigenden Fahraufgabe nicht groß genug. Trotz der gegenüber V2G höheren Kosten und geringeren Effizienz finden deshalb Wasserstoffspeicher und AA-CAES in diesem Zeitbereich einen wirtschaftlichen Platz im Speicherportfolio.

4.2.4 Szenarios Demand Side Management / Demand Response

Der Einfluss von DSM-Maßnahmen auf das wirtschaftliche Potential großtechnischer Speicher wurde in zwei Szenarios anhand beispielhafter Anwendungen im Vergleich zum Standard-Szenario 80/minus15 untersucht. Betrachtet wurde dabei der flexible Betrieb von Kühlschränken (80/minus15 - DSM - KS) und von Speicherheizungen (80/minus15 - DSM - SH). Die genaue Beschreibung der Szenarios ist Abschnitt 3.2.2.2 zu entnehmen.

In Bild 4.19, Bild 4.20 und Bild 4.21 sind für das Jahr 2050 die neu installierte Speicherkapazität sowie die neu installierte Lade- und Entladeleistung der DSM-Szenarios im Vergleich zum Standard-Szenario dargestellt.

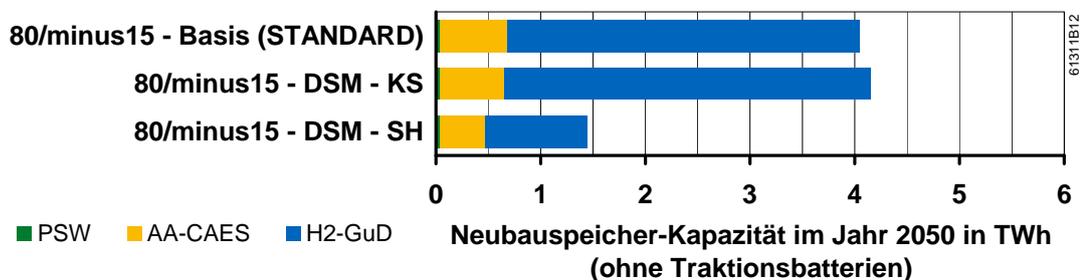


Bild 4.19: DSM-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Speicherkapazität

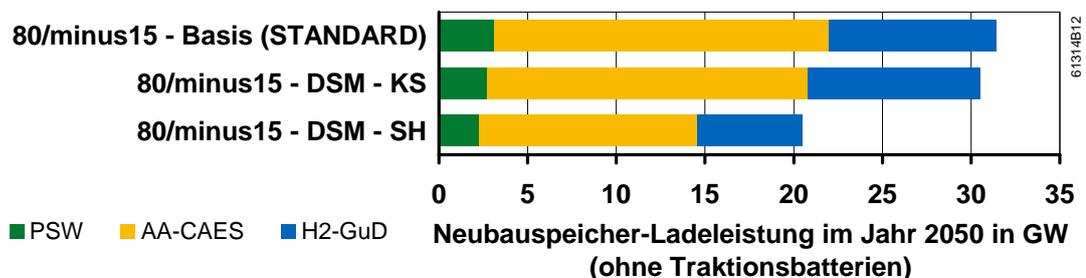


Bild 4.20: DSM-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Ladeleistung

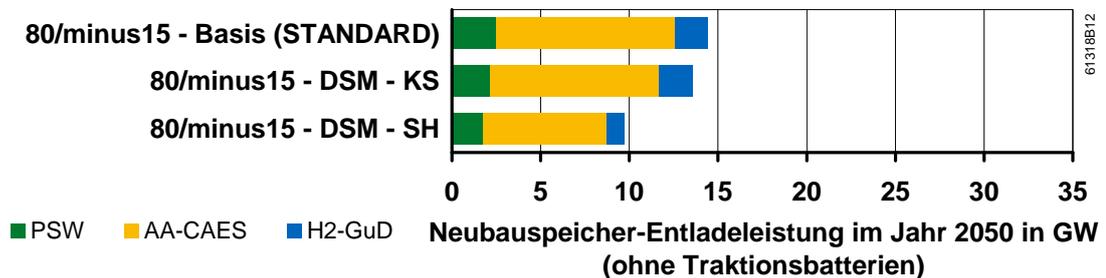


Bild 4.21: DSM-Szenarios – Vergleich der neu gebauten Entladeleistung

Im Szenario mit DSM-fähigen Kühltürmen fällt zunächst auf, dass sich insgesamt eine etwas höhere installierte Speicherkapazität ergibt als im Standard-Szenario. Dies ist auf die höhere Kapazität der H₂-GuD-Speicher zurückzuführen, während die Kapazität der AA-CAES leicht zurückgeht und das maximale PSW-Potential von 40 GWh voll ausgenutzt wird. Des Weiteren sinkt durch die Nutzung DSM-fähiger Kühltürme die installierte Lade- und Entladeleistung im Bereich der PSW und AA-CAES. Die H₂-GuD-Speicher werden analog zur Speicherkapazität auch leistungsseitig etwas stärker ausgebaut. Insgesamt ist die installierte Lade- bzw. Entladeleistung im Szenario 80/minus15 - DSM - KS allerdings niedriger als im Standard-Szenario. Aufgrund der zusätzlichen Flexibilität der Kühltürme ergibt sich somit insgesamt ein leichter Rückgang des wirtschaftlichen Speicherpotentials, wobei das Potential der H₂-GuD-Speicher und damit der Langfrist- oder Saisonspeicherung aber zunimmt. Die vorrangige Konkurrenz mit den zur kurz- bis mittelfristigen Speicherung eingesetzten PSW und AA-CAES lässt sich anhand der charakteristischen Parameter der Kühltürme erklären. Bei der angenommenen Kapazität von 514 Wh je Kühlturm und der Kompressornennleistung von 90 W je Kühlturm ergibt sich eine charakteristische „Ladedauer“ von etwa sechs Stunden. Mit dem durchschnittlichen elektrischen Verbrauch von 21 W, der zur Kompensation der thermischen Verluste des Kühltürms dient, ergibt sich außerdem eine charakteristische „Entladedauer“ von etwa 25 Stunden. Beide Größen deuten auf einen Lastausgleich durch DSM-fähige Kühltürme mit kurz- bis mittelfristigem Zeithorizont hin.

Durch den flexiblen Einsatz von Speicherheizungen im Szenario 80/minus15 - DSM - SH ergibt sich eine deutlich stärkere Reduktion des wirtschaftlichen Speicherpotentials als durch DSM-fähige Kühltürme. So sinkt die insgesamt installierte Speicherkapazität um etwa zwei Drittel, die insgesamt installierten Leistungen um jeweils etwa ein Drittel. Vom Rückgang des Potentials sind dabei alle drei Speichertechnologien betroffen. Die im Vergleich zu DSM-fähigen Kühltürmen deutlich stärkere Reduktion des großtechnischen Speicherpotentials im Szenario 80/minus15 - DSM - SH ist zunächst durch die Höhe der jeweils verfügbaren Leistung bzw. Kapazität der

DSM-Anwendungen begründet. So umfasst der Bestand der DSM-fähigen Speicherheizungen im Jahr 2050 annahmegemäß eine Nennladeleistung von 30 GW und eine Kapazität von ca. 238 GWh, verglichen mit einer Nennladeleistung von 3 GW und einer Kapazität von 18 GWh der DSM-fähigen Kühlschränke in diesem Jahr. Des Weiteren ist jedoch auch zu beachten, dass der Gesamtbestand der Speicherheizungen im Szenario 80/minus15 - DSM - SH ab dem Jahr 2010 konstant bleibt, während im Standard-Szenario von einem kontinuierlichem Rückgang der Anlagenzahlen ausgegangen wird (vgl. Kapitel 3.2.2.2). Die Stromnachfrage ist damit im Jahr 2050 um etwa 21 TWh höher als im Standard-Szenario bzw. im Szenario 80/minus15 - DSM - KS (vgl. Bild 4.22). So ergeben sich in diesem Fall nur 36 TWh Überschüsse aus gesetzter Einspeisung, wenn die Speicherheizungen nach den Standard-Lastprofilkurven geladen und keine Speicher eingesetzt werden. Damit kann das deutlich niedrigere Potential – insbesondere der H₂-GuD-Speicher – auch auf die geringeren Überschüsse aus EE und KWK zurückgeführt werden.

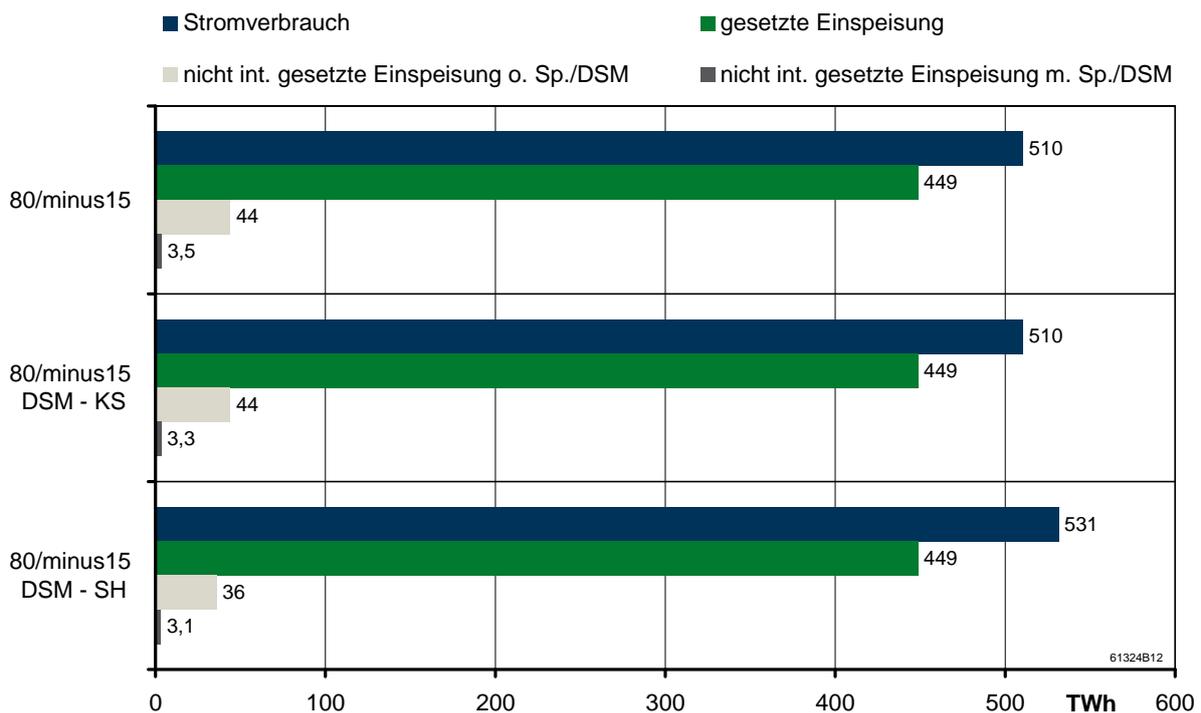


Bild 4.22: DSM-Szenarios – Vergleich von Verbrauch, Erzeugung und Überschüssen im Jahr 2050

4.2.5 Szenarios Export

Die Möglichkeit eines Stromexports führt in allen drei Szenarios erwartungsgemäß zu einer Verringerung des wirtschaftlichen Speicherausbaus. Die jeweils in den drei Szenariovarianten zugebaute Speicherkapazität ist in Bild 4.23 für das Jahr 2050 dargestellt.

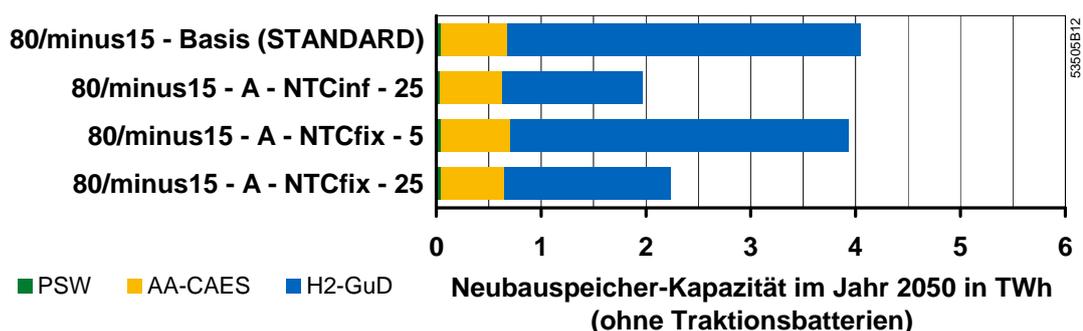


Bild 4.23: Exportszenarios – Speicherkapazität der neu gebauten Speicher im Jahr 2050

Gegenüber dem Basisszenario 80/minus 15 zeigt dabei die Variante mit unveränderter Übertragungskapazität und Erlösmöglichkeiten von 5 EUR je MWh (A - NTCfix - 5) die geringste Veränderung. Die insgesamt installierte Speicherkapazität geht von etwas über 4 TWh auf knapp unter 4 TWh zurück, wobei die Verringerung nahezu ausschließlich im Bereich des Wasserstoffspeichers stattfindet.

Bei ebenfalls gleichbleibender Übertragungskapazität aber höheren Erlösmöglichkeiten von 25 EUR (A - NTCfix - 25) werden insgesamt nur noch Speicher mit einer Gesamtkapazität von etwa 2,2 TWh installiert. In diesem Fall wird ein deutlich kleinerer Wasserstoffspeicher gebaut und der Ausbau an AA-CAES reduziert sich gegenüber dem Basisszenario leicht.

Wird bei höheren Erlösmöglichkeiten eine theoretisch unbegrenzte Übertragungskapazität ins benachbarte Ausland unterstellt (A - NTCinf - 25), nimmt der wirtschaftliche Speicherausbau noch weiter auf knapp 2 TWh ab. In diesem Fall ist die wirtschaftliche Größe des Wasserstoffspeichers noch geringer als in der Variante mit gleichbleibender Übertragungskapazität. Auf den Ausbau der AA-CAES hat die Unbegrenzte Austauschleistung hingegen kaum Auswirkungen.

Im Szenario A - NTCinf - 25 wird die Situation des Exports aufgrund der unbegrenzten Übertragungskapazität gegenüber der Speicherung verbessert, was zu einem geringeren Ausbau an Speichern als in der Variante mit begrenzter Übertragungskapazität führt.

In Bild 4.24 ist für die drei betrachteten Exportszenarios und das Basisszenario die exportierte Energiemenge, die nicht integrierbare Erzeugung aus EE und KWK, die maximal genutzte Exportleistung und die insgesamt neu installierte Ladeleistung der großtechnischen Speicher für das Jahr 2050 dargestellt.

In der Variante mit beschränkter Exportkapazität und einem Erlös von 25 EUR je MWh werden etwa 10 TWh exportiert und es verbleiben ca. 0,3 TWh an nicht integrierbarer Erzeugung. Bei unbegrenzter Austauschleistung steigt die Stromausfuhr auf etwa 11,6 TWh, wobei die Erzeugung aus erneuerbaren Energien komplett genutzt wird.

Bei einem Erlös von lediglich 5 EUR je MWh ist der Exportanreiz deutlich geringer. Die Ausfuhrmenge beträgt dabei 3,7 TWh. Allerdings führt die geringere Attraktivität des Exports zu einer Zunahme des wirtschaftlichen Speicherausbaus, was ebenfalls zu einer nahezu vollständigen Integration der erneuerbaren Energien führt.

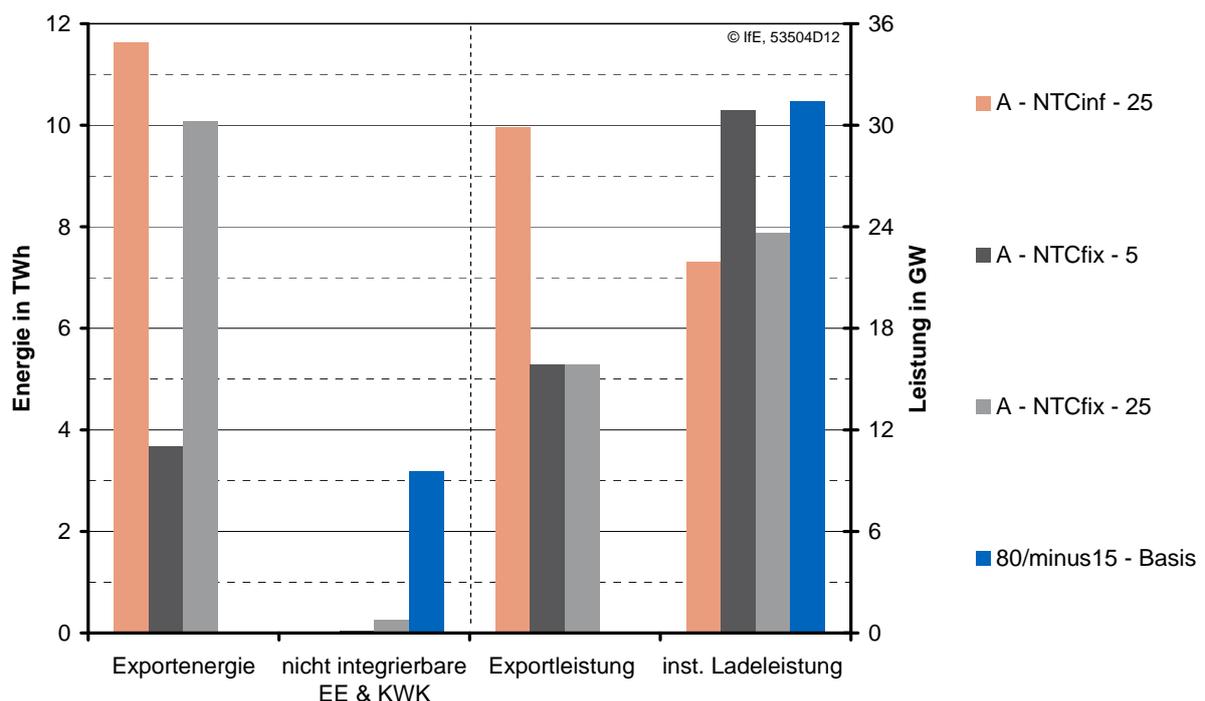


Bild 4.24: Exportszenarios – Vergleich charakteristischer Größen für das Jahr 2050

In Bild 4.25 ist schematisch dargestellt, warum bei gleichen Erlösen die Variante mit begrenzter Austauschleistung zu einem höheren wirtschaftlichen Speicherpotential führt. In den einzelnen Teilbildern ist die Nutzung der Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energien abgebildet. Im Falle einer unbegrenzten Exportkapazität (A - NTCinf - 25) werden alle Erzeugungsüberschüsse integriert und eine Erhöhung der

Speicherung (grüne Teilfläche) führt zu einer Verringerung der Exportenergie in gleicher Größenordnung. Eine zusätzlich gespeicherte Einheit Energie muss demzufolge die Systemkosten mindestens um den Betrag senken, den der Export dieser gleichen Einheit verspräche.

Im Fall einer begrenzten Austauschleistung (rechtes Teilbild) werden die Erzeugungüberschüsse hingegen nicht gezwungenermaßen vollständig integriert. Damit führt eine Vergrößerung der Speicherung um eine Einheit Energie zu einer Verschiebung des Exports in Richtung nicht integrierbarer Erzeugung (grauer Bereich). Demzufolge geht nicht die volle Einheit für den Export verloren, sondern wird teilweise durch eine zusätzlich integrierbare Energiemenge kompensiert, was die Speicherung in einem größeren Bereich wirtschaftlich macht.

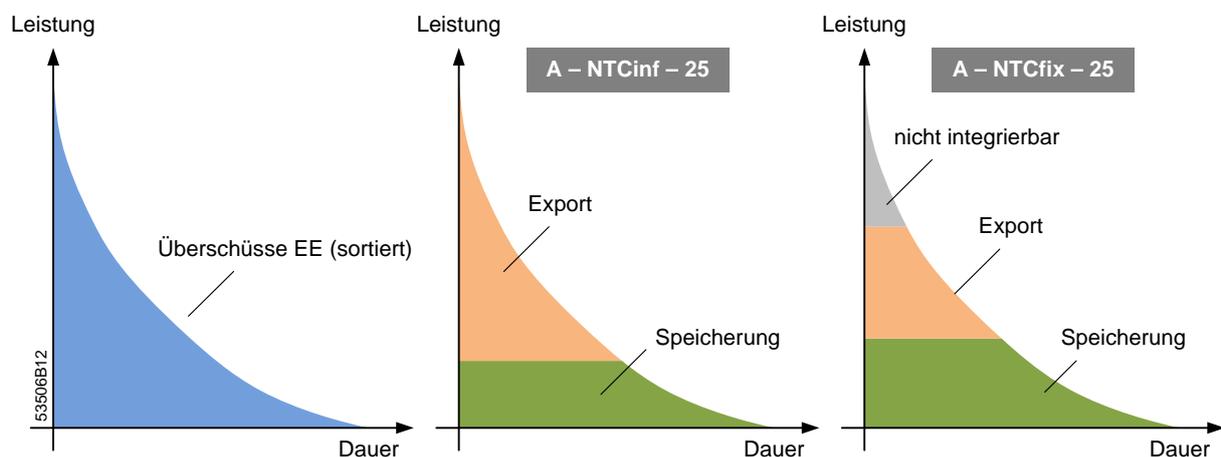


Bild 4.25: Exportszenarios – Nutzung der Überschüsse aus erneuerbaren Energien in den Szenarios mit fixer und unbegrenzter Übertragungskapazität (schematisch)

4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die im Rahmen des Projekts untersuchten Szenarios zeigen eine Bandbreite des zukünftig in Deutschland wirtschaftlichen Potentials für die großtechnische Speicherung von Strom auf. Aufgrund des in allen Szenarios unterstellten zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien ist grundsätzlich ein wachsendes Potential für Speicher zu erkennen. Der Großteil des Speicherausbaus findet dabei erst in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums, d. h. etwa ab dem Jahr 2030 statt, wenn die Überschüsse aus gesetzter Einspeisung der EE und KWK entsprechend zunehmen. Jedoch führt der wirtschaftliche Speicherzubaue in der Regel zu keiner vollständigen Integration der Erzeugungüberschüsse. In den betrachteten Szenarios ergibt sich für

alle zur Verfügung stehenden Speichertechnologien ein wirtschaftliches Potential. So werden insbesondere PSW, aber auch AA-CAES zur kurzfristigen Speicherung von Überschüssen sowie zum Peak-Shaving eingesetzt, wohingegen der Ausbau der Wasserstoffspeicher vorrangig für die saisonale Speicherung von Überschüssen erfolgt. Im Vergleich zu einer Entwicklung mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien im Jahr 2050 ergibt sich bei einem niedrigeren Anteil von nur 60 % insgesamt ein deutlich reduziertes Potential für Speicher und kein Potential mehr für H₂-GuD-Speicher.

Die untersuchten funktionalen Speicher tragen zur Integration der Überschüsse aus EE und KWK bei und verringern gleichzeitig das wirtschaftliche Potential der großtechnischen Speicher. Dabei zeigt sich in den Szenarios zur Elektromobilität, dass bereits die Möglichkeit des optimierten, flexiblen Ladens der Elektrofahrzeuge das Speicherpotential deutlich verringert. Wird diese Flexibilität durch die Annahme einer begrenzten Ladeinfrastruktur (Szenario „zu Hause laden“) eingeschränkt, ergibt sich wiederum ein höheres Speicherpotential. Der Einfluss einer zusätzlichen Rückspeisemöglichkeit ins Stromsystem (V2G-Szenarios) ist dagegen als gering zu bewerten. So wird V2G unter den hier unterstellten Rahmenbedingungen in der Mitte des Betrachtungszeitraums am stärksten genutzt, verliert jedoch mit dem zunehmenden Ausbau der AA-CAES und Wasserstoffspeicher an Bedeutung.

Mit Kühlschränken und Speicherheizungen wurden stellvertretend zwei Anwendungen für DSM aus dem Haushaltssektor untersucht. Während sich bei Kühlschränken aufgrund der relativ geringen Leistung und Kapazität der Geräte das Speicherpotential kaum reduziert, ist der Einfluss der Speicherheizungen deutlich größer. Neben der größeren Leistung und Kapazität der Anlagen führt jedoch auch der in diesem Szenario erhöhte Strombedarf zum beobachteten Rückgang des Speicherpotentials.

Die Konkurrenz zwischen großtechnischen Speichern und dem Export von Erzeugungsüberschüssen ins Ausland wird vorrangig durch die Höhe der unterstellten Erlösmöglichkeiten bestimmt. Eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten spielt demgegenüber nur eine untergeordnete Rolle. Außerdem zeigt sich, dass der Export von Überschüssen hauptsächlich als Alternative zur Saisonspeicherung genutzt wird und dementsprechend das Potential für Wasserstoffspeicher am stärksten durch diesen funktionalen Speicher beeinflusst wird.

5 Fazit und Ausblick

Das verwendete Modell IMAKUS zeigt eine zweckmäßige Aufteilung in die einzelnen Teilmodelle für Kraftwerksausbau, Kraftwerkseinsatz und Speicherausbau sowie Bestimmung der gesicherten Leistung. Mithilfe dieses Ansatzes können plausible Ergebnisse für die Bewertung großtechnischer Speichertechnologien in akzeptabler Rechenzeit erzielt werden.

Der gewählte Grüne-Wiese-Ansatz bei der Ausbauplanung der Speicherung führt methodenbedingt zu einem Rückbauproblem. Speicher, die sich in einem Folgejahr als weniger wirtschaftlich erweisen, werden nicht oder nur noch in geringerem Umfang gebaut. In Realität ist dies nicht möglich. Allerdings fällt ein möglicher Rückbau aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien und des damit steigenden Speicherpotentials ohnehin gering aus. Zudem bleibt durch den gewählten methodischen Ansatz ein möglicher Rückgang der Wirtschaftlichkeit einzelner Speichertechnologien über den Betrachtungszeitraum erkennbar. Das entwickelte Modell lässt somit aussagekräftige Ergebnisse zur zeitlichen Entwicklung des wirtschaftlichen Potentials von Speichern zu.

Der Kraftwerkseinsatz wird im Modell vereinfacht abgebildet. Dabei wird die Flexibilität der Grundlastkraftwerke überschätzt, indem z. B. keine Mindestbetriebszeiten und keine Anfahrkosten berücksichtigt werden. Dies führt dazu, dass das Modell tendenziell zu viele Kohlekraftwerke zubaut.

Im Modell IMAKUS wird nur je eine charakteristische Jahreszeitreihe für die Last sowie die gesetzte Einspeisung aus EE und KWK vorgegeben. Bei der Verwendung anderer Datenreihen, z. B. für die Einspeisung aus Windenergie und PV, sind jedoch Abweichungen bei der Höhe des Speicherpotentials zu erwarten. Des Weiteren bedient sich das Teilmodell MESTAS für den jeweils betrachteten Zeitraum eines ganzen Jahres einer perfekten Vorausschau. Die genaue Kenntnis der zukünftigen Werte der Residuallast ermöglicht die Bestimmung der besten Speichertechnologie und der optimalen Speicherdimensionen. Je längerfristiger jedoch der Planungszeitraum für den Einsatz einer Speichertechnologie ist, desto weniger bildet die Annahme einer perfekten Vorausschau die Realität ab. Die Investitionsbedingungen sind damit für Mittelfrist- und Langfristspeicher in der Realität von einer größeren Unsicherheit geprägt als im Modell.

Zur Bestimmung des Beitrags der Speicher zur gesicherten Leistung wird im Teilmodell MOGLIE von einer zeitlich zufällig auftretenden Jahreshöchstlast ausgegangen. Da die Jahreshöchstlast in der Regel jedoch in bekannten und relativ begrenzten Zeiträumen eintritt, wird der Beitrag der Speicher zur gesicherten Leistung mit der gewählten Methodik tendenziell unterschätzt. Damit führt die angewandte Methodik

zu einer sehr konservativen Abschätzung des Beitrags der Speicher zur gesicherten Leistung, so dass davon ausgegangen werden kann, dass in Realität ein geringerer Umfang an konventionellen Backup-Kapazitäten notwendig ist als die Modellergebnisse zeigen.

Als wichtige Ergebnisse der vorangegangenen Untersuchungen sind festzuhalten:

Trotz des angenommenen idealen Netzes ist der Einsatz großtechnischer Speicher ab einem Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von etwa 50 % in größerem Umfang wirtschaftlich. Könnte ein reales Netz im Modell abgebildet werden, so würde dies zu einem größeren Potential bzw. zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit der Speicher führen.

Dem Modell wurden drei unterschiedliche Speichertechnologien mit zum Teil sehr unterschiedlichen Parametern zugrunde gelegt. Alle im Modell verfügbaren Technologien finden einen Platz im Portfolio, wobei der Zubau an Speichern mit den PSW beginnt, gefolgt von den AA-CAES und den Wasserstoffspeichern.

Die Größenordnungen des im Rahmen der Berechnungen bestimmten Speicherausbaus sind in der Praxis darstellbar. Dies trifft auch für die benötigten Kavernen der AA-CAES und Wasserstoffspeicher zu. Der wirtschaftliche Ausbau findet insgesamt im zweistelligen GW-Bereich bei den Leistungen und im einstelligen TWh-Bereich bei den Speicherkapazitäten statt.

Funktionale Speicher wie Elektrofahrzeuge, DSM-Anwendungen und der Export elektrischer Energie ins benachbarte Ausland sind in der Lage, das wirtschaftliche Speicherpotential zu reduzieren, jedoch zum Teil in sehr unterschiedlichem Umfang.

Die Modellstruktur ist für weitergehende Untersuchungen in vielen Bereichen, wie beispielsweise bei der Elektromobilität, gut geeignet. Außerdem ist das Modell so konzipiert, dass weitere großtechnische Speichertechnologien und funktionale Speicher implementiert werden können.

Aktuell gibt es nur eine grobe Abschätzung der gesicherten Leistung von erneuerbaren Energien, KWK und Speichern. Ein detaillierteres methodisches Konzept für die Bestimmung der gesicherten Leistung wäre deshalb nützlich.

Zudem sind Verbesserungen und Erweiterungen der Datengrundlage wünschenswert, speziell bei der Erzeugung aus Wind und PV. Des Weiteren wäre eine Fortentwicklung des Konzeptes für die Berücksichtigung der Exportoption vorteilhaft. Neben der Verwendung des Wasserstoffs zur Rückverstromung wäre eine Betrachtung des Einsatzes für Mobilitätszwecke in diesem Modell nützlich.

6 Literatur

6.1 Eigene Arbeiten

- [HEH09] Heitmann, N., Hamacher, Th.: Stochastic Model of the German Electricity System. In: Pardalos, P. (Hg.): Optimization in the Energy Industry. Berlin, Heidelberg 2009.
- [KUH12] Kuhn, P.: Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation TU München, eingereicht im Dezember 2011.
- [KUK11] Kuhn, P., Kühne, M.: Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell. In: Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2157. 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Nürtingen, 22.-23.11.2011. Düsseldorf, 2011: VDI-Verlag, S. 305–317.
- [ROK08] Roth, H., Kuhn, P.: Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040. In: IfE-Schriftenreihe, Heft 55. Herrsching 2008.
- [ROT08] Roth, H.: Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. Dissertation, TU München. In: IfE-Schriftenreihe, Heft 57. Herrsching 2008.

6.2 Arbeiten anderer Autoren

- [ATG11] Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 (13.AtGÄndG). Bundesgesetzblatt (2011) Teil I Nr. 43, S. 1704-1705
- [BAG03] Bagemihl, J.: Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt. Dissertation, Universität Stuttgart. Stuttgart 2003.
- [BIL84] Billinton, R., Allan, R.: Reliability evaluation of power systems. New York 1984.
- [BMU10] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin 2010.

- [DES11] Statistisches Bundesamt: Wirtschaftsrechnungen - Laufende Wirtschaftsrechnungen - Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern 2010. Wiesbaden am 11.08.2011. S. 14 - Ausstattungsbestand; Artikelnummer: 2150200107004
- [DIW11] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.); Bearbeitet von: Radke, S.; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Verkehr in Zahlen 2011/2012. 40. Jahrgang. DVV Media Group GmbH. Hamburg 2011. ISBN 978-3-87514-456-9
- [ENB05] Energie Baden-Württemberg AG: Synthetische Lastprofile der EnBW Regional AG. Lastprofil Elektrospeicherheizung EnBW-HZ2. Profilschar gültig ab 01.05.2005. Aus: <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>, Februar 2012.
- [ENT11] European Network of Transmission System Operators for Electricity ENTSO-E: Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe. Prepared by RGCE SG Network Models and Forecast Tools. Brüssel, Februar 2011. Aus: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf
- [EPE06] Epe, A. et al.: Ökonomische Bewertung von elektrischen Energiespeichern – Ausbau und Betrieb im Kontext wachsender Windenergieerzeugung. In: Schultz, R., Wagner, H.-J. (Hg.): Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen. Berlin 2009.
- [ETG09] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt 2009.
- [GBR12] Gobmaier, T., Bernhard, D., von Roon, S.: Märkte für Demand Side Management. Langfassung zum Vortrag beim 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz. Aus: http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/TU_Graz/Einrichtungen/Institute/Homepages/i4340/veranstaltungen/eninnov2012/presentationen, Stand: 18.07.2012.
- [GOB12] Gobmaier, T., et al: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens, Enderbericht. Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21) Phase II, Teilprojekt KW21 BY 3E. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). München, 2012.

- [GRE09] Grein, A. (ifeu); Pehnt, M. (ifeu); Duscha, M. (ifeu); Kellerbauer, H. (UDE): Modellstadt Mannheim in der Metropolregion Rhein-Neckar, Mannheim - Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher (AS1.06), Version 1.0, 31.07.2009, MVV Energie AG. Mannheim, 2009.
- [HAA06] Haase, T.: Anforderungen an eine durch Erneuerbare Energien geprägte Energieversorgung – Untersuchung des Regelverhaltens von Kraftwerken und Verbundnetzen. Dissertation, Universität Rostock. Rostock 2006.
- [MEZ12] Mezger, T.: Einsatzmöglichkeiten von Elektrostraßenfahrzeugen zum Lastmanagement (KW21 BY2E). Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21), Phase II. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). München, 2012.
- [REM06] Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. Dissertation, Universität Stuttgart. Stuttgart 2006.
- [SAR11] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): System Adequacy Retrospect 2010. Brüssel 2011.
- [SBA09] Statistisches Bundesamt: Bevölkerung Deutschlands bis 2060 – Ergebnisse der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung. Erschienen am 18. November 2009. Wiesbaden 2009.
- [SKW11] Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2010. Herne, Köln 2011.
- [STA05] Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Versorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Habilitation. Kassel, Oktober 2005.
- [UBA10] Umweltbundesamt (UBA): Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“, Stand 28.07.2010. Dessau-Roßlau, Juli 2010.
- [VER07] Verstege, J.: PROMETHEUS – Ein Programmsystem zur Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen – Leistungsbeschreibung. Bergische Universität Wuppertal. Wuppertal, 2007. Aus: http://www.evt.uni-wuppertal.de/fileadmin/Abteilung/EEV/pdf/diverses/leistungsbeschreibung_prometheus.pdf
- [VGB10] VGB Power Tech e. V. (VGB): Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärme Kraftwerke“ – Verfügbarkeit von Wärme Kraftwerken 2000-2009. Essen 2010.

-
- [VIK10] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK): VIK-Statistik der Energiewirtschaft. Ausgabe 2010.
- [WOH05] Wohlauf, G.; Thomas, S.; Irrek, W.; Hohmeyer, O.: Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwerttechnik, Beschreibung eines möglichen Förderprogramms eines Energieeffizienz-Fonds. Überarbeiteter Endbericht im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH im Wissenschaftszentrum Nordrhein-Westfalen; Forschungsgruppe Energie-, Verkehrs- und Klimapolitik. Wuppertal, Oktober 2005.

7 Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, Adiabater Druckluftspeicher
CCS	Carbon-Capture-And-Storage-Technologie, Kohlendioxidabscheidung
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EV	Electric Vehicle, Elektrofahrzeug
GGLP	Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung
GuD	Gas-und-Dampf-Prozess
IMAKUS	Iteratives Modell zur Ausbauplanung von Kraftwerken und Speichern
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Lineare Programmierung
MESTAS	Modell für Einsatzstrategien und den Ausbau von Speichern
MOGLIE	Modell zur Bestimmung der Gesicherten Leistung in Elektrizitätssystemen
MOWIKA	Modell zur Optimierung des wirtschaftlichen Kraftwerksausbaus
NTC	Net Transfer Capacity, Übertragungskapazität
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
SKE	Steinkohleeinheit
SLP	Standardlastprofil
TIMES	The Integrated MARKAL EFOM System
TMZ	Temperaturmaßzahl
V2G	Vehicle-to-Grid, Rückspeisung elektrischer Energie aus der Fahrzeugbatterie ins Netz der allgemeinen Stromversorgung

8.2 Daten der berücksichtigten Bestands-Pumpspeicherwerke

Tabelle 8.1: Daten der berücksichtigten Bestands-Pumpspeicherwerke

Nr. PSW	Turbinen-	Pump-	Kapazität	Kapazität	nutzbare	natürl.	Leistungs-	nutzbare	Nutzungs-
	leistung	leistung	Ober-	Unter-	Kapazität	Zufluss	band	Turbinen-	grad
	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MWh/a	natürl.	leistung	%
							Zufluss		
1 Bleiloch	80	32	¹⁾ 28708	¹⁾ 753	753	44815	5	75	61
2 Erzhausen	220	230	940		940			220	74
3 Geesthacht	120	96	600		600			120	68
4 Glems	90	68	560		560			90	73
5 Goldisthal	1060	1140	8480		8480			1060	80
6 Happburg	160	126	900		900			160	72
7 Hohenwarte 1	63	34	¹⁾ 27773	¹⁾ 795	795	67929	8	55	60
8 Hohenwarte 2	320	310	2087		2087			320	68
9 Koepchenwerk	153	154	590		590			153	75
10 Langen- prozelten	168	154	950		950			168	70
11 Leitzachwerk 1	49	45	550		²⁾ 550	62914	7	42	76
12 Leitzachwerk 2	49	37	550		²⁾ 550	23956	3	46	76
13 Markersbach	1050	1140	4018		4018			1050	73
14 Niederwartha	120	120	591		591			120	53
15 Reisach Rabenleite	105	81	630		630			105	75
16 Rönkhausen	140	140	690		690			140	75
17 Säckingen ³⁾	370	298	2064		2064	63700	7	363	73
18 Schwarzen- bachwerk	⁴⁾ 46	⁴⁾ 20	⁴⁾ 13620	⁵⁾ 198	198	42194	5	41	55
19 Sorpetalsperre	10	7	7120	⁶⁾ 57	57	5728	1	9	60
20 Tanzmühle Rabenleite	35	25	404		404			35	69
21 Waldeck 1	140	96	478		478			140	75
22 Waldeck 2	440	476	3428		3428			440	80
23 Wehr ³⁾	980	990	6073		6073			980	76
24 Wendefurth	80	72	523		523			80	70
25 Werksgruppe Schluchsee ³⁾	486	316	133432		40030	298400	34	452	65

Quellen:

alle Daten ohne Kennzeichnung: dena-Studie NNE-Pumpspeicher, 2008.

¹⁾ eigene Berechnungen nach: Vattenfall, Broschüre, Energie aus Wasserkraft.

²⁾ eigene Berechnungen nach: SWM, Broschüre, Wasserkraftanlagen Leitzachwerke.

³⁾ Mitteilung Schluchseewerk AG.

⁴⁾ eigene Berechnungen nach: EnBW, Broschüre Wasserkraft bei der EnBW, 2009.

⁵⁾ eigene Berechnungen nach: J. Giesecke in: DVWK-Schriften, Band 78, Wasser - unser Nutzen, unsere Sorge, 1986.

⁶⁾ eigene Berechnungen nach: Ruhrverband, Broschüre Sorpetalsperre.