

Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

**Modellierung der Einsatzplanung funktionaler
Stromspeicher für Strom- und Regelleistungsmärkte**

Philipp Maria Pfeifroth

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. apl. Prof. Dr. rer. nat. Wolfram Münch, Universität Ulm

Die Dissertation wurde am 28.04.2015 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 04.08.2015 angenommen.

Abstract

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Ansatz vorgestellt, um die Einnahmen einer vorgegebenen Auswahl an Stromspeichern für ein modelliertes Marktumfeld zu ermitteln. Dabei werden als Optionen zur Vermarktung der Day-Ahead-Markt sowie die Systemdienstleistungen Redispatch und Regelleistung mit Ausgleich am Intraday-Markt betrachtet. Mit dem entwickelten Ansatz kann in Szenarien zu Speicherausbau und energiewirtschaftlichen Umfeld die Wirtschaftlichkeit von Speichern bewertet werden.

Es werden sowohl herkömmliche Stromspeicher als auch weitere Flexibilisierungsmaßnahmen modelliert. In dieser Arbeit wird dazu ein Ansatz zur Abbildung von Lastverschiebungen vorgestellt. Das Umfeld aus Erzeugungsanlagen und Netzen und die daraus resultierenden Marktbedingungen werden in einem Bottom-up-Modell simuliert. Das Bottom-up-Modell zur Optimierung eines Anlageneinsatzes mittels linearer Programmierung wird verwendet, um den Einsatz der Kraftwerke und Stromspeicher am Day-Ahead-Markt abzubilden. Die marginalen Kosten der Lastdeckung werden als Strompreise bzw. Strompreisprognosen interpretiert. Aus den prognostizierten Preisen und Betriebszuständen der Kraftwerke werden kostenbasierte Preise für Regelleistung abgeleitet.

Die Angebote der Speicher für Regelleistung werden durch eine separate Einsatzplanung für die so generierten Preisverläufe für Strom und Regelleistung bestimmt. Der Speichereinsatz wird dabei für die Annahme eines mittleren Abrufs der Regelleistung optimiert. Um in Fällen eines extremen Abrufs von Regelleistung stets alle Verpflichtungen erfüllen zu können, wird der Speicherinhalt zusätzlich für die Fälle eines kompletten Abrufs von positiver und negativer Regelleistung in den jeweils nächsten vier Stunden bilanziert. Auch diese möglichen Extremzustände des Speicherinhalts müssen in der Einsatzplanung die physikalischen Grenzen der Speicher einhalten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Modellierungsansätze zur Abbildung eines betriebswirtschaftlichen Speichereinsatzes	3
2.1	Problemstellung	3
2.2	Bestehende Ansätze und Modelle in der Literatur	6
2.3	Modellierungsansatz in dieser Arbeit	10
2.3.1	Anforderungen der Problemstellung	10
2.3.2	Erläuterung des verwendeten Modellierungsansatzes	11
3	Beschreibung des Simulationsmodells	15
3.1	Ablauf der Simulation und technische Umsetzung	15
3.2	Ansatz zur Optimierung des Speichereinsatzes	19
3.2.1	Konzept der Einsatzplanungen	19
3.2.2	Modellierung der Einsatzplanungen	25
3.2.2.1	Pumpspeicherkraftwerke	25
3.2.2.2	Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung	37
3.2.2.3	Laststeuerung in privaten Haushalten mit nicht unter- brechbaren Prozessen	44
3.2.2.4	Ladesteuerung von Elektrostraßenfahrzeugen	51
3.2.2.5	Laststeuerung in der Industrie	55
3.2.2.6	Wasserstoffelektrolyse	57
3.2.3	Bilanzierung des Regelleistungsabrufs und resultierender Intraday- Ausgleich	59
3.3	Simulation des Marktumfelds	61
3.3.1	Modellierung des Energiemarkts für Strom	61
3.3.1.1	Grundlagen des Marktes	62
3.3.1.2	Ableitung des Strompreises aus Grenzkosten der Last- deckung	63
3.3.1.3	Intraday-Einsatz und mittlerer Intraday-Preis	72
3.3.2	Bewertung der Standorte der Speicher im Modell	78
3.3.2.1	Grundlagen zu Countertrading und Redispatch	78

3.3.2.2	Auswirkung der Standorte der Speicher auf Auslastung und Einnahmen	79
3.3.3	Modellierung von Regelleistungspreisen	81
3.3.3.1	Grundlagen des Regelleistungsmarktes	81
3.3.3.2	Ableitung von Regelleistungspreisen	82
4	Ergebnisse der Simulation	87
4.1	Ergebnisse der Speichereinsatzplanung für aktuelle Strom- und Regel- leistungspreise	87
4.1.1	Verwendete Strom- und Regelleistungspreise	87
4.1.2	Ergebnisse der Einsatzplanung für Pumpspeicher	90
4.1.3	Ergebnisse der Einsatzplanung für Laststeuerung von Waschma- schinen in privaten Haushalten	96
4.1.4	Erlöse der Speicher bei aktuellen Randbedingungen	100
4.2	Ergebnisse der Einsatzplanung für Pumpspeicher bei modellierten Rand- bedingungen	106
5	Zusammenfassung	109
6	Weiterer Forschungsbedarf	113
	Literatur	115
A	Gleichungen der Speichereinsatzplanung	119
A.1	Laststeuerung in der Industrie und Pumpspeicherkraftwerke	119
A.2	Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung	127
A.3	Laststeuerung in privaten Haushalten	137
A.4	Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen	141
A.5	Wasserstoffelektrolyse	148

KAPITEL 1

Einleitung

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Ansatz zur Ermittlung der Fahrweise und Einnahmen eines vorgegebenen Parks von Stromspeichern für ein modelliertes Marktumfeld entwickelt. Dabei werden als Optionen zur Vermarktung und Einsatzplanung der Day-Ahead-Markt sowie die Systemdienstleistungen Redispatch und Regelleistung mit Ausgleich am Intraday-Markt betrachtet. Bei einer größeren Anzahl an Speichern ist bei der Abbildung der Speichereinsatzplanung zu berücksichtigen, dass der Speichereinsatz selbst einen erheblichen Einfluss auf den Preis haben kann. Es werden die im Folgenden aufgelisteten herkömmlichen Stromspeicher und Flexibilisierungsmaßnahmen betrachtet:

- Pumpspeicherkraftwerke
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung
- Laststeuerung in privaten Haushalten
- Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen
- Laststeuerung in der Industrie
- Wasserstoffelektrolyse

Die Gesamtheit der Speicheroptionen kann unter dem Begriff „funktionale Stromspeicher“ zusammengefasst werden. Funktionale Stromspeicher wie Lastverschiebungen generieren im Vergleich zum Zustand ohne Lastverschiebung in den Zielstunden der Verschiebung einen Mehrverbrauch. In den Stunden, aus denen Last verschoben wird liegt dagegen ein geringer Verbrauch vor. Dies entspricht in seinen Auswirkungen einem Laden und späteren Entladen eines herkömmlichen Stromspeichers.

Das Umfeld aus Erzeugungsanlagen und Netzen und die daraus resultierenden Markt-

bedingungen werden in dieser Arbeit in einem Bottom-up-Modell simuliert. Durch eine Bottom-up-Modellierung des Marktumfelds und aus Kosten abgeleiteten Preisen werden die wichtigsten Preiseinflüsse erfasst und somit sichergestellt, dass die Preise in den einzelnen Vermarktungsoptionen in einem sinnvollen Verhältnis zueinander stehen. Zudem liegt der Fokus der Betrachtung mehrere Jahre in der Zukunft. Daher wurde der Modellierung der Vorzug vor statistischen Ansätzen basierend auf einer Fortschreibung bestehender Preistrends für einzelne Märkte gegeben.

Der Speichereinsatz wird in dieser Arbeit separat für zuvor generierte Prognosen bzw. Preisverläufe optimiert. Dies ermöglicht es, die technischen Restriktionen der verschiedenen funktionalen Stromspeicher detailliert abzubilden. Dabei wird ein Einsatz sowohl am Day-Ahead- als auch am Regelleistungsmarkt untersucht. Die angebotene Regelleistung der Speicher beeinflusst deren Möglichkeiten für einen Einsatz am Strommarkt. Umgekehrt wird die Art der Erbringung der Regelleistung durch die spätere Fahrweise der Speicher bestimmt. Die Vermarktung der Regelleistung findet dabei vor dem Day-Ahead-Handel statt. Dieser Ablauf wird im Modell abgebildet. Eine separate Einsatzplanung der Speicher muss den Einfluss der Speicher auf den Preis berücksichtigen. Dafür werden die Speicher bereits bei der Erstellung der Strompreisprognose berücksichtigt. Die separate Einsatzplanung wird in dieser Arbeit zudem ausschließlich verwendet, um die Regelleistungsgebote der Speicher zu fixieren. Der Einsatz der Speicher am Day-Ahead-Markt wird anschließend zusammen mit den Kraftwerken in einer Gesamtoptimierung ermittelt. Dafür wird ein Ansatz entwickelt, mit dem die zuvor bezuschlagten Angebote an Regelleistung in der Einsatzplanung berücksichtigt werden können.

KAPITEL 2

Modellierungsansätze zur Abbildung eines betriebswirtschaftlichen Speichereinsatzes

Im Folgenden wird zunächst die in dieser Arbeit thematisierte Problemstellung vorgestellt. Anschließend werden in der Literatur unterschiedene Typen von energiewirtschaftlichen Modellen kurz erläutert und schließlich der verwendete Modellierungsansatz eingeordnet.

2.1 Problemstellung

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 (MOS 2030)“ erstellt. Ziel des Projektes ist es, für verschiedene Speichertechnologien die techno-ökonomischen Kennwerte detailliert zu ermitteln. Auf der Basis dieser Eingangsdaten wird anschließend eine aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimierte Speicherinfrastruktur ermittelt. Diese Auswahl an Speichern und der definierte Szenarienrahmen soll schließlich mit dem in dieser Arbeit vorgestellten Modell betriebswirtschaftlich bewertet werden. Damit soll aufgezeigt werden inwiefern volkswirtschaftlich sinnvolle Speicher am Markt die notwendigen Deckungsbeiträge zur Finanzierung der Investitionskosten erwirtschaften können. Das Projekt wird unterstützt von einem Konsortium aus Firmen der Energiewirtschaft, Automobilfirmen und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (1).

In dieser Arbeit wird dazu ein Modell erstellt, mit dem für eine deutlich veränderte Marktdurchdringung der etablierten Speichertechnologie Pumpspeicher sowie neue Speichertechnologien die Marktchancen für das Jahr 2030 bewertet werden. Es werden hierbei sowohl die möglichen Erlöse für einzelne Speicher auf verschiedenen Märkten als auch der Einfluss der Speicher auf die Marktpreise abgebildet. Die technologischen und

organisatorischen Restriktionen der verschiedenen Speicher werden dabei detailliert berücksichtigt.

Die einzusetzenden Speicher, der bestehende Kraftwerkspark sowie die Netzinfrastruktur werden in einem anderen Teil des Gesamtprojekts ermittelt und für das Modell exogen vorgegeben. Ebenso wird ein Szenarienrahmen für Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Stromverbrauch und die Einspeisung von Erneuerbaren in räumlicher Auflösung vorgegeben. Für den vorhandenen Park an Kraftwerken und Speichern werden mit dem Modell die Einsatzgebiete und Einnahmen ermittelt. Dafür werden insbesondere Einsatzplanungen der funktionalen Stromspeicher unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen durchgeführt. Unwirtschaftliche Anlagen werden durch die ermittelten Deckungslücken identifiziert und können in anderen Projektteilen des Forschungsprojekts bei angepassten Szenarien berücksichtigt werden. Die Eingangs- und Ausgangsdaten des in dieser Arbeit erstellten Modells sind in Abbildung 2.1 zusammengefasst.

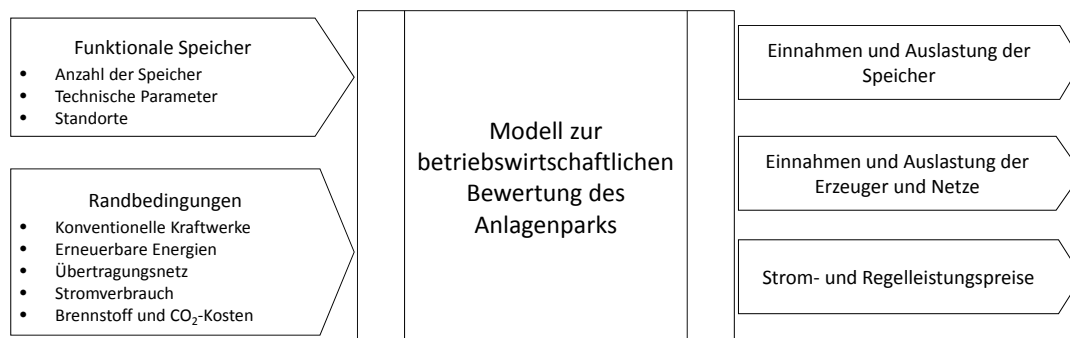


Abbildung (2.1) Input-Output-Diagramm des Gesamtmodells

Eine detaillierte Einsatzplanung und Ermittlung der Erlöse von Speichern ist prinzipiell auf der Basis von Strompreisverläufen möglich. Für einen vorhandenen Strompreisverlauf bzw. eine Prognose des Strompreisverlaufs kann anschließend der Speichereinsatz optimiert werden. Alternativ kann der Speichereinsatz auch integriert in einer Gesamtoptimierung zusammen mit dem Kraftwerkseinsatz ermittelt werden.

Es können die folgenden beiden Lösungsansätze zur Ermittlung des Speichereinsatzes unterschieden werden:

- Gesamtoptimierung zur Kostenminimierung, Ableitung der impliziten Einzeloptimierung von Speichern
- Einzeloptimierung zur Ertragsmaximierung von Speichern auf der Basis von Strompreisverläufen

Im Projekt „Merit Order der Energiespeicherung 2030“, im Rahmen dessen diese

Arbeit erstellt wurde, wird insbesondere der Einsatz von Speichern im Jahr 2030 betrachtet. Für eine derartige Fragestellung ist auf Grund des weit in der Zukunft liegenden Betrachtungszeitpunkts eine direkte Fortschreibung aktueller Preistrends nicht möglich. Daher wird hier der Ansatz gewählt, die Strompreisverläufe aus einem Bottom-up-Modell abzuleiten. Durch die Minimierung der Kosten der Lastdeckung für das Gesamtsystem wird der Anlageneinsatz ermittelt, der sich unter der Annahmen eines perfekten Marktes auch durch betriebswirtschaftlich sinnvolles Verhalten aller Akteure ergibt. Die Grenzkosten der Lastdeckung werden dabei als Strompreis interpretiert. Für einen Akteur ist es dabei unerheblich, ob er sein eigenes Kraftwerk betreibt und dafür Kosten für Brennstoff und andere Betriebsmittel anfallen oder er den Strom zu gleichen Kosten von einem anderen Kraftwerk einkauft. Die Existenz eines perfekten Marktes ist dabei eine kritische Annahme dieses Ansatzes, da reale Elektrizitätsmärkte durch oligopolistische Marktstrukturen, beschränkt rationales Verhalten der Akteure sowie begrenzte Mobilität und Teilbarkeit charakterisiert werden (2). Ein derartiges Bottom-up-Modell wird jedoch beispielsweise auch in Untersuchungen des Bundeskartellamts zur Bewertung der Wettbewerbssituation im Stromsektor verwendet (3). In (4) wird gezeigt, dass zwischen den so ermittelten Grenzkosten und dem Marktpreis keine systematischen Abweichungen auftreten. Differenzen treten durch ungenügende Berücksichtigung einzelner methodischer Aspekte wie der Kraft-Wärme-Kopplung auf. Neben der Annahme eines perfekten Marktes ist es problematisch, dass sowohl Kraftwerksbetreiber als auch Speicher ihre Anlagen auf der Basis von fehlerbehafteten Prognosen für beispielsweise Brennstoffpreise und Strombedarf vermarkten (unvollständige Information). Entsprechend können auch fehlerhafte Strategien der Akteure auftreten. Bei Stromspeichern betrifft der Aspekt der unvollständigen Information zusätzlich den Strompreisverlauf, der nur mit Fehlern prognostiziert werden kann und ausschlaggebend für einen optimierten Anlageneinsatz ist. Daher ist die Annahme eines perfekten Marktes für den Einsatz der Stromspeicher ebenfalls kritisch zu bewerten bei der Ableitung der Strompreise aus dem Kraftwerkseinsatz.

Bei einer Gesamtoptimierung der Speicher zusammen mit den Kraftwerken in einem Bottom-up-Modell ist wie dargestellt die Annahme eines perfekten Marktes kritisch. Eine Simulation der Speicher in einer Gesamtoptimierung verschiedener Anlagen erschwert es zudem, technische Restriktionen einzelner Speichertechnologien detailliert abzubilden und Besonderheiten der Speichervermarktung zu berücksichtigen. Außerdem ist eine Optimierung des Einsatzes für Strom- und Regelleistungsmarkt nicht detailliert abzubilden. Ansätze, die auf detaillierten Einzeloptimierungen der Speicher basieren, werfen dagegen die Frage auf, wie der Einfluss der Speicher auf den Preis abgebildet und berücksichtigt werden kann.

2.2 Bestehende Ansätze und Modelle in der Literatur

In diesem Kapitel wird eine kurze Übersicht über Modelle gegeben, die bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung des Einsatzes von Speichern in anderen Untersuchungen verwendet werden. Je nach Fokus der Betrachtung werden Modelle in der Literatur nach unterschiedlichen Kriterien klassifiziert (5). Eine gängige Klassifizierung energiewirtschaftlicher Modelle unterscheidet in Top-down-Modelle und Bottom-up-Modelle (siehe Abbildung 2.2) (6). Unter der Kategorie Top-down-Modelle werden dabei Modelle zusammengefasst, deren Fokus auf makroökonomischen Zusammenhängen liegt und die mit stark aggregierten Eingangsparametern arbeiten. Für die in dieser Arbeit thematisierte Problemstellung, eine detaillierte Bewertung einer Einzeltechnologie, sind Top-Down-Modelle daher nicht zielführend.

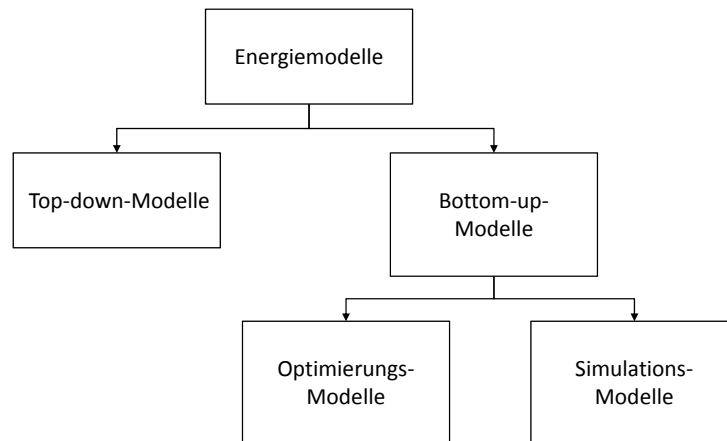


Abbildung (2.2) Klassifizierung von Modelltypen nach (6)

Bottom-up-Modelle dagegen bilden aufbauend auf detaillierten technischen und organisatorischen Restriktionen größere Systeme ab und werden bevorzugt bei Bewertungen einzelner Techniken, Systeme oder Randbedingungen eingesetzt. Die Klasse der Bottom-up-Modelle wird weiter unterteilt in Simulationsmodelle und Optimierungsmodelle. Bei kurzfristigen Optimierungsmodellen steht die kostenminimale Deckung eines Lastproblems im Zentrum. Die Minimierung der Kosten der Lastdeckung durch eine Optimierung des Einsatzes von Anlagen mit technischen Restriktionen wie beispielsweise Mindestlaufzeit und Mindeststillstandszeit und nicht konstanten Kosten durch Teillastwirkungsgrade wird insbesondere durch Lösung von linearen oder gemischt-ganzzahligen linearen Problemen realisiert. Langfristige Optimierungsmodelle für mehrere Jahre bis Jahrzehnte errechnen ebenfalls die kostenminimale Lösung zur Deckung eines Lastproblems. Dabei kommen sowohl kurzfristige Modelle (myoptisch) als auch Modelle mit perfekter Voraussicht (perfect foresight) zum Einsatz. Die eigentliche Einsatzplanung wird dabei aber meist weniger detailliert abgebildet. Vielmehr steht der Zubau und Abbau von Erzeugungskapazitäten im Fokus der Optimierung. Unter der Klasse der

Simulationsmodelle können verschiedene Ansätze wie agentenbasierte oder spieltheoretische Modelle zusammengefasst werden. (7) formuliert als Grundgedanken eines Simulationsmodells, dass dieses die zeitliche Abfolge des Marktgeschehens unter Berücksichtigung unterschiedlicher Akteure simuliert. Simulationsmodelle seien auf Grund der sukzessiven Entscheidungsreihenfolge immer myoptisch, also kurzfristig und ohne Wissen über folgende Simulationsschritte.

In (7) wird eine Analyse verschiedener Simulationsmodelle und Optimierungsmodelle hinsichtlich ihrer Eignung zur Bewertung von Speichern vorgenommen. Bestehende Ansätze wiesen Schwächen hinsichtlich einzelner oder mehrerer der im Folgenden aufgezählten Anforderungen auf. Eine Anforderung an das Modell sei zum einen eine mindestens stündliche zeitliche Auflösung, um den Mechanismus des preisbildenden Day-Ahead-Marktes abzubilden. Die preisbeeinflussende Einspeisung durch erneuerbare Energien müsse basierend auf detaillierten Wetterdaten modelliert werden. Aufgrund der volatilen erneuerbaren Erzeugung ohne typische Tage sei eine Modellierung eines ganzen Jahres geboten. Der Einfluss benachbarter Länder auf den deutschen Strommarkt sei nicht zu vernachlässigen und müsse abgebildet werden. Zudem dürften die technischen Restriktionen wie Mindeststillstandszeiten, Mindestlaufzeiten und Teillastwirkungsgrade der Erzeugungsanlagen nicht ignoriert werden. Für eine Bewertung von Speichern sei es zudem wichtig, dass die Möglichkeit der Speicher an verschiedenen Märkten zu handeln, abgebildet wird. Auch sei die Rolle verschiedener energiewirtschaftlicher Akteure für eine Investitionsentscheidung in einen Speicher wichtig. Zudem wird die Notwendigkeit betont, den Einfluss der Speicher auf den Preis zu erfassen, da ansonsten der Wert eines Speichers überschätzt werde.

In dem in (7) verwendeten Modell wird ein agentenbasierter Ansatz zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern verwendet. Es wird dabei unterschieden zwischen dem Nachfrage-Agent, der die benötigte Leistung zur Lastdeckung im Day-Ahead-Markt und die vorzuhaltende Menge an Regelleistung kauft, den Energieversorger-Agenten, die Angebote für ihre Kraftwerke und Stromspeicher für die beiden Märkte erstellen und dem Netzbetreiber-Agent, der die EEG-Strommenge vermarktet. Dafür wird zunächst eine Preisprognose für den Day-Ahead-Markt für Strom generiert. Die Strompreisprognose wird dabei aus den Grenzkosten der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung der Deckung der Residuallast in Deutschland abgeleitet. An der Lastdeckung nehmen die Energiespeicher sowie die Kraftwerke mit einem durchschnittlichen Verfügbarkeitsfaktor teil. Der Ansatz führe laut Autor zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Preise, unter anderem da Teillastverhalten und begrenzte Laständerungsgeschwindigkeiten nicht berücksichtigt werden. Der Regelleistungsmarkt wird durch eine Markträumung von Regelleistungsangeboten der Energieversorger-Agenten simuliert. Auf der Basis der Day-Ahead-Preisprognose werden die Opportunitätskosten für das Anbieten von positiver und negativer Minutenreserve ermittelt. Dabei wird nicht zwischen einem Arbeitspreis und einem Leistungspreis unterschieden. Sekundärregelleistung wird

nicht detailliert modelliert, sondern durch eine pauschale Leistungsrückhaltung abgebildet. Im Day-Ahead-Markt geben die Kraftwerke Angebote entsprechend ihrer variablen Kosten ab. Je nach erwarteter Laufzeiten werden Anfahrtskosten mit eingepreist. Da Speicher keine zu Kraftwerken vergleichbaren variablen Kosten aufweisen, geben diese Angebote nach folgendem Ansatz ab. Für die zwölf teuersten Stunden eines Tages werden Verkaufsangebote abgegeben, deren Preise sich aus den Speicherkosten aus den zwölf günstigsten Stunden ergeben. Der Netzbetreiber-Agent veräußert die EEG-Strommenge im Day-Ahead-Markt zu unlimitierten Preisen. Bei der zu deckenden Last durch den Nachfrage-Agenten werden stündliche, historische Austauschsalen mit den benachbarten Ländern berücksichtigt. Anschließend deckt jeder Energieversorger-Agent die bezuschlagte Menge an Day-Ahead-Handel und Regelleistung durch eine detaillierte Portfoliooptimierung seines Anlagenparks und die resultierenden Deckungsbeiträge werden errechnet.

Ein weiteres agentenbasiertes Modell, bei dem der betriebswirtschaftliche Speichereinsatz jedoch nur ein Teilaspekt der Untersuchung darstellt, wird in (8) verwendet. Die Akteure Windanlagenbetreiber, Speicherbetreiber, Netzbetreiber, Börse, Zwischenhändler, regelbare erneuerbare Energien und Lieferanten werden dabei als Agenten abgebildet. Eigenschaft eines jeden Agenten ist unter anderem, dass dieser autonomes und spezifisches Verhalten zeigt, eindeutige Ziele formuliert sowie Lernfähigkeit aufweist. Zielsetzung der Arbeit ist es, für die Marktintegration erneuerbarer Energien eine Methodik zur Bewertung von Förderinstrumenten zu entwickeln, die das Verhalten der relevanten Akteure bei sich verändernden äußeren Randbedingungen berücksichtigt. Speicher werden lediglich als Teil von Kombikraftwerken, einem Zusammenschluss von EEG-Anlagen und Speichersystemen, betrachtet. Der Kombikraftwerksagent optimiert dabei die Speichernutzung hinsichtlich der beiden Optionen der bedarfsgerechten Einspeisung bei Direktvermarktung der EEG-Anlage sowie der Ausnutzung von Preisspreads am Day-Ahead-Markt. Der Speichereinsatz wird mittels dynamischer Programmierung optimiert, wobei der Day-Ahead-Preis durch die Speicher perfekt vorhergesagt wird. Da Faktoren wie Kraftwerkspark, Stromverbrauch, Stromexport und -importe nicht abgebildet werden, wird der Day-Ahead-Preis in dem Modell als externe Datenreihe vorgegeben.

In (9) wird zur Simulation der Auswirkungen unterschiedlicher Einsatzstrategien von Speicherkraftwerken auf den Elektrizitätsmarkt ein Ansatz basierend auf Jahresdauerlinien vorgestellt. Es wird der Unterschied zwischen einer Gesamtkostenminimierung und einer Rohertragsmaximierung erläutert. Bei der Gesamtkostenminimierung der Stromversorgung für ein Versorgungsgebiet stellen sich Marktpreise entsprechend der minimalen variablen Kosten der konventionellen Erzeugungseinheiten ein. Ein Einsatz von Pumpspeichern bei Berechnungen mit dieser Zielsetzung könnte auch zu minimalen Roherträgen für den Speicher führen, da dieser durch seinen Einsatz den Preisspread reduziert. Dies widerspreche einer betriebswirtschaftlich optimalen Betriebsweise, sofern

der Speicher nicht über Kompensationsmechanismen entlohnt wird. Der Rohertrag errechnet sich aus dem Produkt der gespeicherten Energie und dem Preisspread. Unter der Zielsetzung einer Maximierung des Rohertrags könne eine Rückhaltung von Speicherleistung wirtschaftlich sein, um den zu erzielenden Preisspread nicht zu reduzieren. In dem Artikel werden schließlich zwei beispielhafte Modellierungen erläutert. Eine Gesamtkostenminimierung wird als lineares Optimierungsproblem mit Nebenbedingungen zur Lastdeckung, maximalen Leistungen und ausgeglichenem Speicherinhalt formuliert. Zielfunktion ist die Minimierung der Summe der variablen Kosten der Erzeugungseinheiten. Die Rohertragsoptimierung wird als gemischt-ganzzahliges Problem mit denselben Nebenbedingungen wie die Gesamtkostenminimierung abgebildet. Die zu maximierende Zielfunktion setzt sich zusammen aus der Differenz der Pump- und Turbinenleistung, jeweils multipliziert mit dem sich einstellenden Preis. Dieser Preis errechnet sich aus den Kosten der Kraftwerke für die zu deckende verbleibenden Last.

In (10) wird ein Kraftwerkseinsatzplanungsmodell mit gemischt-ganzzahliger lineare Programmierung verwendet, um die Auslastung und Fahrweise von Kraftwerken und Speichern für die Szenarien des DLR-Leitszenarios zu ermitteln. Die Einsatzoptimierung zur Minimierung der variablen Kosten aller Kraftwerke und Speicher wird hier unter der Annahme eines perfekten Marktes dazu verwendet, die Rohertragsoptimierung der Akteure am liberalisierten Strommarkt abzubilden. Die Speichertechnologien Pumpspeicher, Wasserstoffelektrolyse, flexible Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke mit Wärmespeichern, Power2Gas und Gas-Backupkesseln sowie Wärmepumpen mit Wärmespeichern, werden in dem Modell integriert optimiert.

2.3 Modellierungsansatz in dieser Arbeit

Es werden zunächst die Anforderungen der Problemstellung diskutiert. Anschließend wird erläutert, aus welchem Grund der verwendete Ansatz zur Simulation verwendet wird.

2.3.1 Anforderungen der Problemstellung

Die in der Literatur diskutierten prinzipiellen Anforderungen an ein Modell zur betriebswirtschaftlichen Bewertung von funktionalen Stromspeichern sind hier stichwortartig aufgelistet. Sie wurden um die Anforderungen der hier betrachteten Problemstellung ergänzt. Die Anforderungen an das Modell sind:

- Mindestens stündliche Auflösung
- Räumliche Auflösung zur Abbildung von Netzrestriktionen
- Simulation eines ganzen Jahres
- Abbildung angrenzender Länder
- Detaillierte Erfassung der Charakteristik der Einspeisung erneuerbarer Energien
- Berücksichtigung technischer Restriktionen der Kraftwerke
- Berücksichtigung technischer Restriktionen verschiedener funktionaler Speicher
- Rohertroptimierung der Speicher, nicht Gesamtkostenminimierung
- Day-Ahead- und weitere Märkte (Intraday, Regelleistung, Redispatch)

Die Optimierung des Einsatzes verschiedener funktionaler Stromspeicher für verschiedene Vermarktungsoptionen soll entsprechend der Problemstellung detailliert abgebildet werden und ist ein komplexes Problem. Es wird daher in dieser Arbeit ein gekoppeltes zweistufiges Modell erstellt. Zur Generierung von Preisverläufen für verschiedene Märkte wird dabei ein Bottom-up-Modell verwendet. Für diese Preisverläufe wird in einem separaten detaillierten Optimierungsmodell der Einsatz der verschiedenen Speichertypen am Strommarkt prognostiziert und die von ihnen angebotene Regelleistung (RGL) ermittelt.

2.3.2 Erläuterung des verwendeten Modellierungsansatzes

Ein Ansatz zur Ermittlung des Speichereinsatzes in einem Optimierungsmodell ist es, diesen integriert abzubilden. Dafür wird der Anteil der Speicher an der Lastdeckung zusammen mit den Kraftwerken direkt als Gesamtsystem optimiert. Es wird der Speichereinsatz abgebildet, der sich bei einem perfekten Markt ergeben würde. Durch diesen Ansatz wird der Speicher also zur Gesamtkostenminimierung eingesetzt. Für eine detaillierte Berücksichtigung der technischen Restriktionen der verschiedenen funktionalen Speichertypen zusammen mit den Nebenbedingungen der Kraftwerke zur Lastdeckung müssen komplexe Problemen formuliert werden. Eine Optimierung des Speichereinsatzes für verschiedene Einsatzgebiete gleichzeitig, beispielsweise für Lastdeckung (Day-Ahead-Markt) und Regelleistungsrückhaltung, ist mit diesem Ansatz darüber hinaus nur vereinfacht möglich.

Daher wird in dieser Arbeit ein zweistufiger Ansatz verwendet. Bei diesem werden die Strompreisverläufe durch ein Optimierungsmodell für den Einsatz der Anlagen ermittelt. Diese Strompreisverläufe können anschließend als Grundlage für eine Ertragsmaximierung für einzelne Speicher (Einzeloptimierung) oder Portfolios aus Speichern, Erzeugern und Verbrauchern verwendet werden. Durch diesen gekoppelten Ansatz können die technischen Restriktionen der verschiedenen funktionalen Speicher detailliert berücksichtigt werden. Auch eine Optimierung des Einsatzes der Speicher für mehrere Märkte ist möglich. Ein möglicher Weg zur Generierung eines Preisverlaufs für Regelleistungsrückhaltung ist es dabei, diesen aus den Opportunitätskosten des Day-Ahead-Marktes abzuleiten. Dadurch, dass die Speicher unabhängig von der Lastdeckung optimiert werden, wird bei diesem Ansatz der Einfluss der Speicher auf den Strompreis nicht berücksichtigt.

Um den Preiseinfluss der Speicher zu berücksichtigen, kann der zweite Ansatz dahingehend modifiziert werden, dass der aus der Gesamtsystemoptimierung zur Lastdeckung durch die Kraftwerke ermittelte Preisverlauf als Preisprognose interpretiert wird. Für diese Preisprognose kann in einem separaten Schritt der Speichereinsatz optimiert werden. Durch diesen optimierten Speichereinsatz kann anschließend der Stromlastgang modifiziert werden. Der Stromverbrauch wird dabei durch ein Laden der Speicher erhöht und durch ein Entladen reduziert. Dieser modifizierte Lastgang kann schließlich in einer erneuten Gesamtsystemoptimierung durch die Kraftwerke gedeckt und aus den resultierenden Kosten der Preisverlauf abgeleitet werden. Mit diesem Preisverlauf und dem Speichereinsatz können die Erlöse der Speicher errechnet werden. Durch diesen Ansatz wird wie gewünscht ein Preiseinfluss der Speicher realisiert. Das Modell kann als zweistufiger Ansatz mit Rückkopplung bezeichnet werden. Es tritt jedoch das Problem auf, dass der resultierende Preis von der ursprünglichen Prognose abweicht, für die der Speichereinsatz optimiert wurde und die Speicherbetreiber somit einen systematischen

Fehler begehen.

Sofern der Preiseinfluss der Speicher bei der Preisprognose ignoriert wird, führt die Einsatzplanung nicht zu optimierten Erlösen. Bei ihrer Einsatzplanung besteht für Speicher wie für alle Anlagen auch in der Realität die Gefahr, den Strompreis falsch zu prognostizieren. Weil herkömmliche Gebote mit Preisen abgegeben werden, für das Kaufen ein Maximalpreis und das Verkaufen ein Minimalpreis, können die Speicher unwirtschaftliche Handlungen ausschließen. Der Gefahr eines nicht ausreichenden Speicherinhalts, wenn beispielsweise ein Verkaufsangebot bezuschlagt wurde, auf Grund eines zu hohen Preises ein Kaufangebot jedoch nicht zum Zuge kam, kann an der Strombörse EPEX Spot durch sogenannte Linked Block Orders begegnet werden. Bei diesen können Kaufs- und Verkaufsangebote derart verbunden werden, dass sie bei der Markträumung durch die Strombörse nur gemeinsam ausgeführt werden sofern die Aktion im Geld ist (11). Beim Anbieten von Regelleistung durch die Speicher, wofür Speicherinhalt bzw. Speicherkapazität zurückgehalten werden muss, besteht jedoch keine Möglichkeit die Gebote von erfolgreichen geboten am Day-Ahead-Markt abhängig zu machen. Sekundärregelleistung (SRL) wird für eine Woche im Voraus vermarktet. Die tägliche Vermarktung der Minutenreserve (MR) wird vor der Day-Ahead-Auktion durchgeführt. Durch langfristige Termingeschäfte kann aber beispielsweise ein Einkaufsband vor der Regelleistungsvermarktung gesichert beschafft werden. Darüber hinaus besteht für die Speicherbetreiber die Möglichkeit, Defizite oder Überschüsse am Intraday-Markt zu handeln. Die Abweichung der Preisprognose könnte als die normale Unsicherheit interpretiert werden. Bei der Bewertung einer großen Anzahl an Speichern wird der Einfluss der Speicher auf dem Preis jedoch derart groß, dass die Einsatzplanung der Speicher für die Fehler behaftete Prognose sogar zu negativen Erträgen führen kann.

Um den systematischen Fehler zu reduzieren, den einzelne Speicherbetreiber bei ihrer Einzeloptimierung bei einem gekoppelten zweistufigen Ansatz machen, wird der Speichereinsatz in dieser Arbeit daher sowohl integriert als auch separat simuliert. Der Strompreis wird dabei mittels eines Bottom-up-Modells zur integrierten Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung ermittelt. Dafür werden gemischt-ganzzahlige lineare Probleme zur Lastdeckung formuliert. Die Tendenz des Preiseinflusses der Speicher wird so bereits bei der Prognose berücksichtigt. Die Grenzkosten bzw. marginalen Kosten der Lastdeckung werden als Strompreisprognose interpretiert. Aus den Opportunitätskosten eines eingeschränkten Einsatzes der Anlagen am Day-Ahead-Markt werden die Angebote der Kraftwerke für Regelleistung abgeleitet. Für diese Preisverläufe wird der Day-Ahead-Einsatz und die Rückhaltung von Regelleistung der Speicher ebenfalls per gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung separat optimiert. Anschließend wird eine Markträumung der Regelleistungsgebote durchgeführt. Die bezuschlagten Angebote an Regelleistung der Speicher und Kraftwerke werden bei der abschließenden Einsatzplanung zur Ermittlung des Day-Ahead-Preises und Anlageneinsatzes

berücksichtigt (siehe Abbildung 2.3).

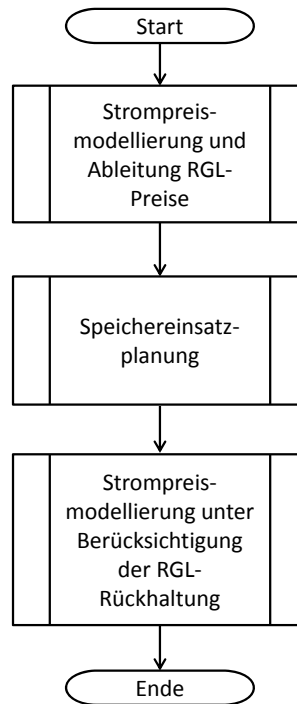


Abbildung (2.3) Ablauf des zweistufigen Optimierungsansatzes

Energieversorgungsunternehmen betreiben in der Regel nicht nur einen einzelnen Speicher oder ein einzelnes Kraftwerk. Sie optimieren stattdessen den Einsatz eines ganzen Portfolios von Anlagen zur Deckung der von ihnen zu verantworteten Last bzw. zur Maximierung ihrer Erträge durch den Verkauf von Strom. In dieser Arbeit sollen einzelne Speichertechnologien verglichen werden. Daher werden diese für eine verbesserte Vergleichbarkeit nicht als Teil eines Portfolios optimiert.

KAPITEL 3

Beschreibung des Simulationsmodells

Im folgenden Kapitel wird zunächst ein Überblick über die Inhalte und den Ablauf der Simulation gegeben sowie die technische Umsetzung der Simulation vorgestellt. Anschließend werden die einzelnen Module detailliert erläutert.

3.1 Ablauf der Simulation und technische Umsetzung

Das erstellte Modell besteht aus zwei zentralen Komponenten, der Speichereinsatzplanung für bestehende Preisverläufe für Regelleistung und Spotmarkt sowie dem Modul zur Generierung dieser Preisverläufe. Diese sind gekoppelt und kommunizieren in einem verschachtelten Abruf miteinander. Der Modellablauf besteht prinzipiell aus einer schrittweisen Simulation einzelner Tage.

Das Modul zur Speichereinsatzplanung verwendet gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung und unterteilt sich entsprechend der sechs abzubildenden funktionalen Speichertypen in sechs Untermodule mit verschiedenen Technologie spezifischen Nebenbedingungen. Zentrales Element des Moduls zur Generierung der Preisverläufe ist eine Kraftwerkseinsatzplanung, ebenfalls formuliert als gemischt-ganzzahliges lineares Problem. Als Day-Ahead-Preis wird die duale Lösung der Lastdeckung verwendet. Aus dem so ermittelten Strompreis werden ebenfalls die Opportunitätskosten der Kraftwerke abgeleitet, die Regelleistung anbieten und daher nur eingeschränkt am Spotmarkt teilnehmen. Diese Opportunitätskosten bestimmen die Angebote für Leistungs- und Arbeitspreise der Regelleistung. Zusätzlich umfasst die Simulation Hilfsmodule zum Datenmanagement.

Der Speichereinsatz wird wie erläutert separat für eine aus der Gesamtoptimierung der

Kraftwerke und Speicher abgeleiteten Preisprognose optimiert. Ziel dieser Speichereinsatzplanung ist es, für vorgegebene Day-Ahead- und Regelleistungspreise die Aufteilung der Leistung und Kapazität der Anlagen auf die beiden Vermarktungsmöglichkeiten zu ermitteln. Von den Ergebnissen der Speichereinsatzplanung wird jedoch nur die vermarktete Regelleistung verwendet. Die resultierenden Strompreise und der finale Einsatz der Speicher am Day-Ahead-Markt werden nach der Speichereinsatzplanung ermittelt.

Prinzipiell durchläuft die Simulation alle Wochen eines Jahres nacheinander. Der zeitliche Ablauf besteht aus jeweils einer Wochenplanung und anschließend einer Tagesplanung für jeden Tag dieser Woche (siehe Abbildung 3.1).

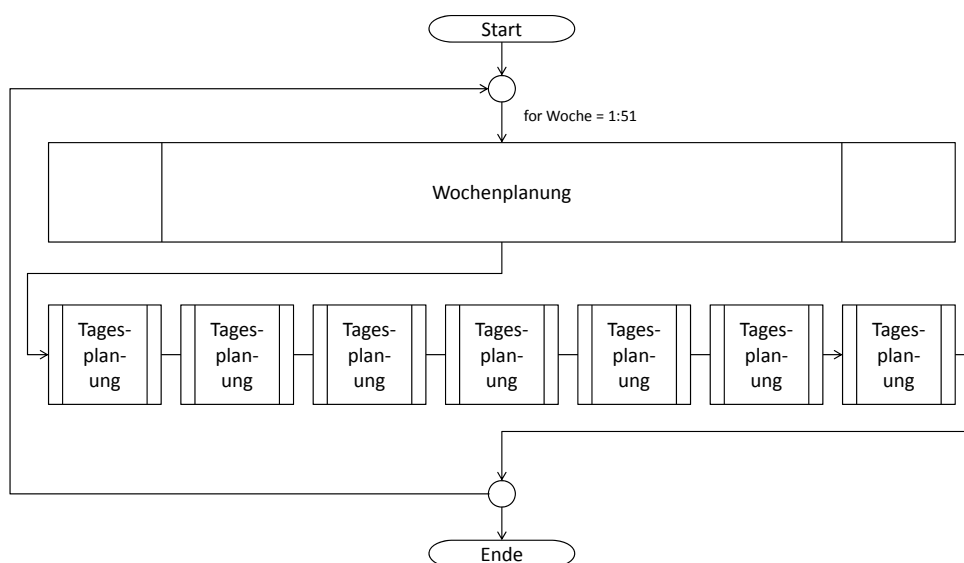


Abbildung (3.1) Abfolge der Wochen- und Tagesplanung im Modell

Die Wochenplanung besteht aus vier Untermodulen (siehe Abbildung 3.2 links). Zunächst wird für eine Woche mittels Einsatzplanung eine Day-Ahead-Prognose aus den marginalen Kosten des Lastdeckungsproblems generiert (W1). Aus den Opportunitätskosten am Strommarkt für das Anbieten von Regelleistung wird die Prognose der Preise für Sekundärregelleistung und Minutenreserve für diese Woche abgeleitet (W2). Dafür werden die Strompreisprognose und die prognostizierte Fahrweise der Kraftwerke verwendet. Auf der Basis der Preisprognosen für Strom und Regelleistung wird die Einsatzplanung der Speicher für die Woche durchgeführt. Diese Einsatzplanung dient der Ableitung der angebotenen Sekundärregelleistung, da diese wöchentlich ausgeschrieben wird. Am Ende der Wochenplanung werden die Kraftwerke und Speicher ausgewählt, die einen Zuschlag für ihre Angebote an Sekundärregelleistung erhalten haben (W4).

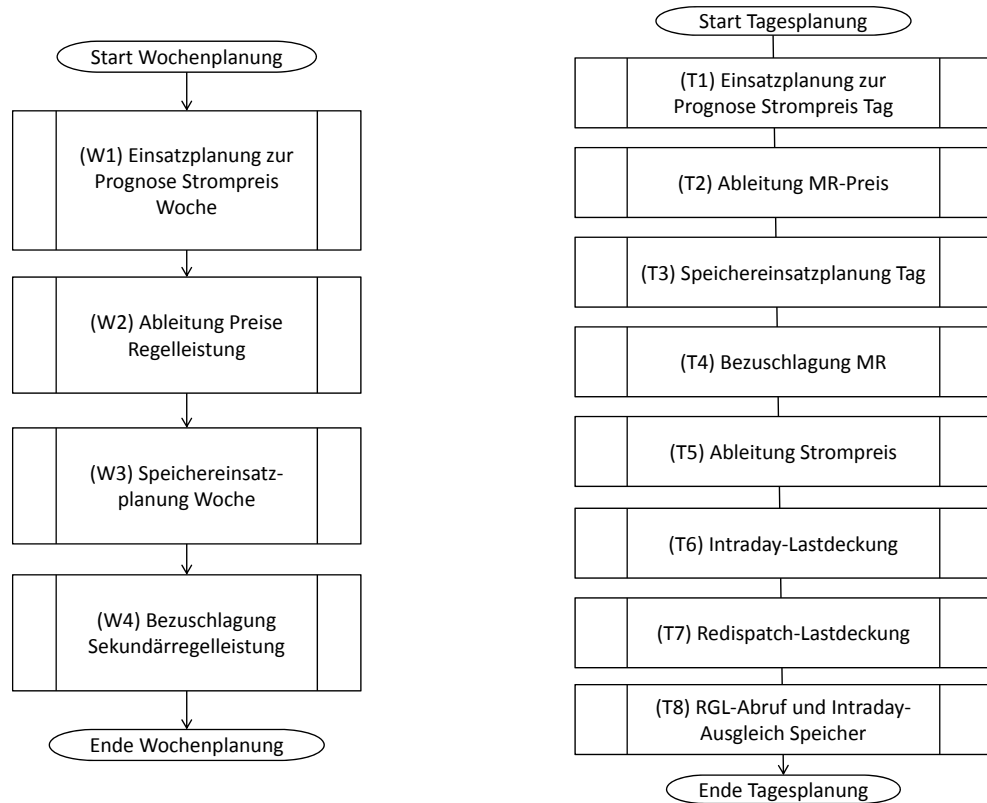


Abbildung (3.2) Ablauf der Wochenplanung (links) und der Tagesplanung (rechts) im Modell

Anschließend wird jeder Tag der Woche erneut simuliert. Diese Tagesplanung besteht aus 8 Untermodulen (siehe Abbildung 3.2 rechts). Das erste Untermodul erstellt die verbesserte Tagesprognose des Strompreises, die ebenfalls mit der Einsatzplanung generiert wird (T1). Im Gegensatz zur Wochenprognose berücksichtigen die Kraftwerke und Speicher bei dieser Einsatzplanung Restriktionen, die sich durch die bezuschlagten Angebote für Sekundärregelleistung ergeben. Basierend auf der Tagesprognose des Strompreises werden aus den Opportunitätskosten der Kraftwerke aktualisierte Prognosen für Minutenreservepreise abgeleitet (T2).

Diese Preisprognosen werden dem dritten Simulationsblock übergeben, der Tagesplanung für Speicher (T3). Mittels separater Speichereinsatzplanung werden die für den abgeleiteten Minutenreservepreis wirtschaftlichen Angebote der Speicher für Minutenreserve generiert. Dabei berücksichtigen die Speicher die in der Wochenplanung fixierten Angebote für Sekundärregelleistung. Die ausgeschriebene Minutenreserve wird durch eine Auswahl der Angebote der Speicher und Kraftwerke für Minutenreserve gedeckt (T4). Anschließend wird der finale Strompreis aus den marginalen Kosten der Lastdeckung ermittelt (T5). Bei der Einsatzplanung werden die Restriktionen berücksichtigt, die sich für die Kraftwerke und Speicher aus den bezuschlagten Angeboten für Regelleistung ergeben.

Für den erkannten Prognosefehler der erneuerbaren Einspeisung wird eine Intraday-Lastdeckung durch die Kraftwerke und Speicher simuliert (T6). Dabei berücksichtigen die Anlagen ihre Angebote aus dem Day-Ahead-Markt und die vermarktete Regelleistung. Im siebten Block wird zur Ermittlung eines veränderten Anlageneinsatzes auf Grund von Netzrestriktionen eine erneute Einsatzplanung durchgeführt (T7). Ziel dieser Einsatzplanung ist nicht die Deckung einer Last, sondern das Entlasten von nach Day-Ahead- und Intraday-Handel überlasteten Transportleitungen.

Im achten und letzten Block der Tagesplanung wird der Abruf der Regelleistung auf die bezuschlagten Kraftwerke und Speicher aufgeteilt. Für die Speicher werden anschließend notwendige Ausgleichshandlung am Intraday-Markt bilanziert (T8). Durch Kauf und Verkauf am Intraday-Markt hält der Speicher seinen Speicherinhalt immer auf einem Niveau, mit der für die nächsten vier Stunden alle Verpflichtungen für Spotmarkt und Regelleistung auch im Extremfall eines kompletten Abrufs der Regelleistung erfüllt werden können.

Das Ergebnis einer Jahressimulation ist insbesondere die Auslastung der Speicher und Kraftwerke sowie die resultierenden Preise für Strom und Regelleistung. Diese Ergebnisse werden zur Ermittlung der Einnahmen der Anlagen und zur Bilanzierung einer etwaigen Deckungslücke verwendet. Die einzelnen Schritte der Simulation werden in den folgenden Kapiteln detailliert erläutert.

Das Simulationsmodell wurde mit Mathworks Matlab R2012b erstellt. Die als gemischt-ganzzahlige lineare Probleme formulierten Einsatzplanungen der Kraftwerke und Speicher werden mit IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.2 gelöst. Das Modul zur Speichereinsatzplanung ist dabei objektorientiert programmiert, da viele Nebenbedingungen für mehrere Speichertypen identisch sind.

3.2 Ansatz zur Optimierung des Speichereinsatzes

In dem in dieser Arbeit erstellten Simulationsmodell wird eine Methodik umgesetzt, mit der für Preiserwartungen am Day-Ahead-Markt sowie am Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt der Einsatz von funktionalen Stromspeichern mittels gemischt-ganzzahliger-linearer Programmierung optimiert wird. Die Modellierung der verschiedenen zu betrachtenden Speichertechnologien erfordert neben allen gemeinsamen Gleichungen auch spezielle Gleichungen nur für einzelne Technologien, um deren technische Restriktionen zu berücksichtigen. Es werden Einsatzplanungen für folgende Technologien erstellt:

- Pumpspeicherkraftwerke
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung
- Laststeuerung in privaten Haushalten
- Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen
- Laststeuerung in der Industrie
- Wasserstoffelektrolyse

3.2.1 Konzept der Einsatzplanungen

Die Optimierung des Einsatzes wird für Day-Ahead- und Regelleistungsmarkt simultan durchgeführt. Bei einer reinen Day-Ahead-Optimierung eines funktionalen Speichers liegt die Herausforderung in der Abbildung der technischen Restriktionen. In dieser Arbeit wird dazu für Lastverschiebungen ein neuer Ansatz entwickelt, der in Kapitel 3.2.2.3 vorgestellt wird.

Der für das gleichzeitige Anbieten von Regelleistung entwickelte Ansatz wird im Folgenden erläutert. Die Höhe der Regelleistungsgebote wird zunächst durch die Leistung der Anlage begrenzt. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, welche Leistung bereits durch die Aktivitäten am Day-Ahead-Markt beansprucht wird. So wird die anzubietende positive Regelleistung durch ein Entladen am Day-Ahead-Markt reduziert. Andererseits erhöht ein Entladen am Day-Ahead-Markt sogar die anzubietende negative Regelleistung. Durch ein Unterbrechen des geplanten Entladens am Day-Ahead-Markt kann, zusätzlich zum Laden, dem Netz bilanziell Energie entzogen werden.

Da bei einer Vermarktung von Regelleistung der Abruf unbekannt ist, muss bei einer Optimierung für diese Vermarktungsoption zusätzlich diese Unsicherheit mit einbezogen

werden. Eine Einsatzplanung, die den konkreten Abruf der Regelleistung bereits kennt und entsprechend einplant, ist auch nur für diesen einen Abruf optimiert. Die Unkenntnis des tatsächlichen Abrufs der Regelleistung wirkt sich in der Bilanz des Speicherinhalts aus.

Folgende Ansätze zur Berücksichtigung der Regelleistungsvermarktung können bei der Bilanzierung des Speicherinhalts im Rahmen der Einsatzplanung verfolgt werden:

- Speicher reserviert Speicherinhalt für konkreten, zufällig generierten Abruf der Regelleistung. Mehrmalige Durchführung der Betriebsoptimierung mit unterschiedlichen Abrufen (12).
- Speicher reserviert Speicherinhalt für den Extremfall eines vollständigen Abrufs der Regelleistung: Für kleine Regelleistungsgebote muss bereits ein großer Anteil des Speicherinhalts reserviert werden.
- Speicher reserviert Speicherinhalt lediglich für einen erwarteten mittleren Abruf der Regelleistung: Führt zu hohen Regelleistungsgeboten. Tatsächliche Abrufe müssen durch häufigen Intraday-Handel oder eine absichernde zweite Anlage ausgeglichen werden.
- Speicher reserviert Speicherinhalt für mittleren Abruf der Regelleistung, die Regelleistungsgebote müssen zusätzlich für den Extremfall eines vollständigen Abrufs für einen definierten Zeitraum erfüllbar sein: Begrenzung der Regelleistungsangebote führt zu Reduzierung des Intraday-Handels.

Die entwickelte Methodik zur Einsatzoptimierung für funktionale Stromspeicher wurde in (13) vorgestellt und im Rahmen von (14) in einem Modul des Simulationsmodells umgesetzt. Der Ansatz wird im Folgenden erläutert. Einzelne zentrale Formeln werden dazu vorgestellt. Sämtliche Formeln können dem Anhang entnommen werden. Bei der entwickelten Methodik wird bei Pumpspeichern und anderen funktionalen Stromspeichern der vierte der aufgelisteten Ansätze gewählt und Speicherkapazität für einen mittleren Abruf der Regelleistung reserviert. Die Leistung muss dagegen zu jeder Zeit für einen kompletten Abruf zurückgehalten werden. In Anlehnung an die Präqualifikationsbedingungen der Minutenreserve wird für die Speicher als zusätzliche Bedingung gesetzt, dass für jeweils vier Stunden der Extremfall eines kompletten Abrufs sowohl der positiven als auch negativen Regelleistung aus dem erwarteten Speicherinhalt zu decken ist.

Die Erlöse aus der Rückhaltung von Regelleistung setzen sich aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis für einen Abruf zusammen und werden mit einem Erwartungswert berücksichtigt (siehe Gln. (3.1) und (3.2)). Für den Erwartungswert wird der

Arbeitspreis mit der erwarteten Abruftrate multipliziert und zu dem Leistungspreis addiert. Die Abruftrate entspricht dabei dem Verhältnis von abgerufener Regelenergie zu angebotener Regelenergie.

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \quad (3.1)$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abruf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \quad (3.2)$$

Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abruftrate
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

In Abbildung 3.3 ist ein Beispiel für eine Einsatzplanung mit Extremfallbetrachtung des Speicherinhalts dargestellt. Der Speicher handelt in dem Beispiel am Day-Ahead-Markt und bietet gleichzeitig Minutenreserve an. Die dem Solver übergebenen Regelleistungspreise sind dabei die erläuterten Mischpreise aus Leistungspreis und Arbeitspreis. Der untere Diagrammteil fasst die angebotene Leistung des Speichers für Day-Ahead- und Regelleistungsmarkt zusammen. Ein Laden am Day-Ahead-Markt ist dabei als positiver Balken dargestellt, da dieses zu einer Erhöhung des Speicherinhalts führt. Es ist zudem zu erkennen, dass der Speicher Minutenreserve auf verschiedene Arten anbietet. Positive Minutenreserve wird als grüner Pfeil nach unten dargestellt, da diese zu einer Reduktion des Speicherinhalts führt. So wird positive Minutenreserve zum einen durch Entladen angeboten wie beispielsweise in den Stunden 34 und 35. In den Stunden 25 bis 33, in denen ein Laden am Day-Ahead-Markt geplant ist, wird die positive Minutenreserve dagegen durch ein Unterbrechen dieses Ladevorgangs angeboten. Je nach Art der geplanten Erbringung von Regelleistung müssen die Wirkungsgrade von Pumpe und Turbine unterschiedlich in der Bilanz des Speicherinhalts berücksichtigt werden.

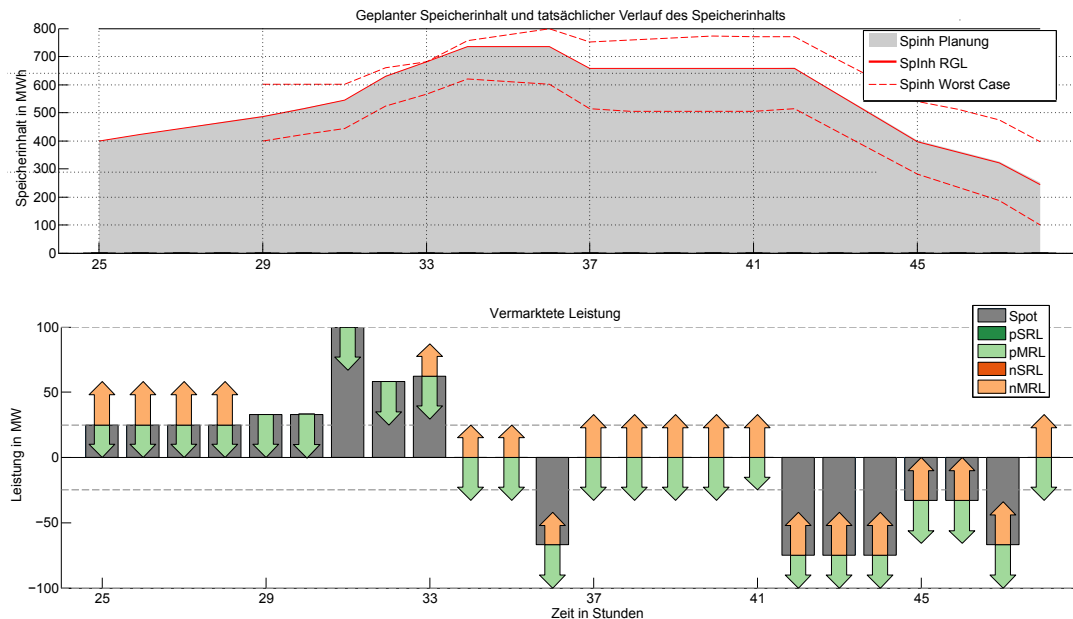


Abbildung (3.3) Beispielhafte Einsatzplanung für einen Tag mit Extremfallbetrachtung für Speicherinhalt

Das obere Diagramm in der Abbildung stellt die Bilanz des Speicherinhalts dar. Die graue Fläche bildet dabei den erwarteten Speicherinhalt ab. In die Bilanz des erwarteten Speicherinhalts fließt der Handel am Day-Ahead-Markt vollständig ein. Die Angebote an Regelleistung werden dagegen nur mit dem Erwartungswert des Abrufs bilanziert (siehe Gl. (3.2)).

So ist in dem Diagramm beispielsweise zu erkennen, dass der erwartete Speicherinhalt in den Stunden 29 und 30 durch das Laden weiter ansteigt, da erwartet wird, dass die in diesen Stunden angebotene positive Leistung durch Unterbrechen des Ladevorgangs nur zu einem geringen Prozentsatz abgerufen wird. Der erwartete Speicherinhalt wird durch den maximalen Speicherinhalt und den Wert null begrenzt. Zusätzlich zu dem erwarteten Speicherinhalt werden für jede Stunde der maximale und der minimale Speicherinhalt ermittelt. Der maximale Speicherinhalt tritt bei komplettem Abruf der negativen Regelleistung auf. Umgekehrt führt ein kompletter Abruf der positiven Regelleistung zu einem minimalen Speicherinhalt. Angelehnt an die Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung wird der Extremwert für einen vierstündigen kompletten Abruf berechnet. Für die beiden Extremwerte werden daher jeweils zum erwarteten Speicherinhalt der aktuellen Stunde die Day-Ahead-Angebote der nächsten vier Stunden addiert. Für den minimalen Speicherinhalt werden davon zusätzlich die Angebote an positiver Regelleistung der nächsten vier Stunden komplett abgezogen. Beim maximalen Speicherinhalt werden entsprechend die Angebote an negativer Regelleistung addiert. Sowohl bei den Day-Ahead- als auch bei den Regelleistungsangeboten müssen die Entlade- und Ladewirkungsgrade berücksichtigt werden. Im Diagramm werden die Extremwerte des Speicherinhalts als rote Linien dargestellt.

Bei der Optimierung der Einsatzplanung wird als zusätzliche Randbedingungen festgelegt, dass auch diese Extremfälle des Speicherinhalts die technischen Grenzen des Speicherinhalts einhalten. Die Planung stellt also sicher, dass bei einem Abruf der Regelleistung entsprechend des verwendeten Erwartungswertes die Grenzen eingehalten werden. Ausgehend von dem jeweiligen Erwartungswert des Speicherinhalts werden die Extremfälle für vier Stunden kompletten Abruf berechnet und ebenfalls durch die technischen Grenzen eingeschränkt.

Auch wenn im Solver die technischen Grenzen der Speicherkapazität bei der Planung eingehalten werden, können bei Abweichungen des Abrufs der Regelleistung vom verwendeten Erwartungswert die technischen Grenzen des Speicherinhalts verletzt werden. Die Extremfallbetrachtung wird zum einen während der Optimierung basierend auf dem Erwartungswert des Speicherinhalts durchgeführt. Nach der Optimierung wird zusätzlich der Regelleistungsabruf bilanziert. Für jeden Speicher wird der Speicherinhalt errechnet, der sich beim tatsächlichen Abruf der Regelleistung ergibt. Dieser Abruf weicht in den meisten Fällen vom erwarteten Abruf ab. Während der Bilanzierung des Regelleistungsabrufs wird die Extremfallbetrachtung ein zweites Mal durchgeführt. Erneut wird für jede Stunde der Speicherinhalt bei komplettem Abruf der nächsten vier Stunden bilanziert. In diesem Fall ist der Startpunkt der Bilanzierung jedoch nicht der erwartete, sondern der tatsächliche Speicherinhalt der Stunde. Die Bilanzierung des Abrufs von Regelleistung und der Ausgleich durch den Handel am Intraday-Markt werden in Kapitel 3.2.3 erläutert.

Bei der Optimierung der Lastverschiebungen von nicht unterbrechbaren Prozessen in privaten Haushalten sowie Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen werden ebenfalls die Extremfälle eines kurzzeitigen kompletten Abrufs von positiver oder negativer Regelleistung bilanziert (siehe Kapitel 3.2.2.3 und 3.2.2.4). Jeweils vier Stunden nach dem Anbieten von Regelleistung wird bereits im Solver angenommen, dass die angebotene Regelleistung am Intraday-Markt wieder ausgeglichen wurde und die weitere Einsatzplanung davon unbeeinflusst ist. Bis zu diesem Ausgleich muss die Lastverschiebung jedoch auch im Falle eines kompletten Abrufs die technischen Grenzen einhalten.

Bei der Einsatzplanung von flexiblen KWK-Systemen wird die Unsicherheit des Abrufs von Regelleistung ebenfalls durch den Erwartungswert der Preise für Regelleistung abgebildet. Extremfallbetrachtungen für einen kurzfristigen kompletten Abruf werden für dieses Speichersystem zusätzlich für die Deckung der Wärmelast bilanziert (siehe Kapitel 3.2.2.2). Auch bei komplettem Abruf muss die Wärmelast durch die verschiedenen Komponenten zu decken sein. Wegen der Startverluste wird dabei tendenziell vermieden, dass der Spitzenlastkessel des Systems allein wegen eines Abrufs von Regelleistung gestartet wird.

Die Speicheroptimierung wird für zwei verschiedene Fälle angewendet. Bei der Wochenplanung wird der Einsatz für Day-Ahead-Markt, Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt optimiert. Es werden zwei Wochen in stündlicher Auflösung simuliert, wovon die Ergebnisse der ersten Woche verwendet und die der zweiten verworfen werden. Im Rahmen der Tagesplanung wird die vermarktete Sekundärregelleistung fixiert und lediglich die Angebote für Day-Ahead-Markt und Minutenreserve für die verbesserten Preisprognosen optimiert. Die Tagesplanung wird ebenfalls rollierend umgesetzt. In diesem Fall werden vier Tage in stündlicher Auflösung simuliert.

3.2.2 Modellierung der Einsatzplanungen

Im Folgenden wird zunächst der entwickelte Ansatz anhand der Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken vorgestellt. Anschließend werden Besonderheiten der Modellierung der anderen funktionalen Stromspeicher erläutert und eine tabellarische Übersicht der verwendeten Gleichungen gegeben. Die für Optimierung der anderen Speicher verwendeten Gleichungen werden im Anhang dargestellt.

3.2.2.1 Pumpspeicherkraftwerke

Tabelle 3.1 gibt eine Übersicht der bei der Einsatzplanung von Pumpspeichers verwendeten Formeln. Diese werden im Folgenden erläutert.

Tabelle (3.1) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung für Pumpspeicher

Zielfunktion	
(3.3)	Maximum der Deckungsbeiträge
Nebenbedingungen	
(3.4)	Bilanz Speicherinhalt
(3.6)	Extremfall maximaler Speicherinhalt
(3.5)	Extremfall minimaler Speicherinhalt
(3.12),(3.13)	Maximale und minimale Ladeleistung
(3.18),(3.19)	Maximale und minimale Entladeleistung
(3.14),(3.16),(3.20), (3.22),(3.24),(3.25)	Maximale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(3.15),(3.17),(3.21), (3.23)	Minimale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(3.26)-(3.34)	Einhaltung technischer Grenzen auch bei RGL-Abruf für jeweils eine RGL-Art (Laden/Entladen, pos./neg.)
(3.38)-(3.43)	Einhaltung technischer Grenzen durch Kombination aus Laden und Ladestop für beide RGL-Arten (auch Entladen, pos./neg.)
(3.8)-(3.11)	Zusammenfassung der beiden RGL-Bereitstellungsarten
(3.44)-(3.48)	Gleichzeitiges Laden und Entladen ausschließen (Anlagen ohne hydraulischem Kurzschluss)
(3.57)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL
(3.60)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR
(3.49)-(3.56)	Einhaltung der RGL-Mindestgebotsgröße von 5 MW
(3.61)	Fixierung der SRL-Angebote aus Woche für Tagesplanung

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$$\forall a \in [1, 2 \dots A]$$

$$\forall t \in [1, 2 \dots T]$$

Variablenamen

(a,t)	Speicher Nummer a zum Zeitpunkt t
E	Entladeleistung
L	Ladeleistung
$Spot$	Aktivität auf dem Day-Ahead-Markt
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
$pSRL$	vorgehaltene positive Sekundärregelleistung
$nSRL$	vorgehaltene negative Sekundärregelleistung
EU_{nRL}	Entladestop negative Regelleistung
LU_{pRL}	Ladestop positive Regelleistung
R	Rest
$entn$	für PSW: natürlicher Zu- und Abfluss Speicherbecken
Pr	Preis/ Erlös
$Spinh$	Speicherinhalt
η_τ	zeitliche Speicherverluste
τ	aktueller Zeitschritt
η_L	Wirkungsgrad Laden (Pumpe)
η_E	Wirkungsgrad Entladen (Turbine)
α_{RL}	Erwartungswert der Abruftrate der Regelleistung
vhd	Vorhaltungsdauer = 4 Stunden
$SpKap$	Speicherkapazität
$maxSpinh$	maximaler Speicherinhalt
$minSpinh$	minimaler Speicherinhalt
B	Binäre Variable 1:= an / 0:= aus
$P_{min,L}$	minimale Ladeleistung
$P_{max,L}$	maximale Ladeleistung
$P_{min,E}$	minimale Entladeleistung
$P_{max,E}$	maximale Entladeleistung
$P_{min,RL}$	minimales Regelleistungsgebot (= 5MW)
$P_{max,RL}$	maximales Regelleistungsgebot
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis

Die Zielfunktion der Speichereinsatzoptimierung Gl. (3.3) umfasst die Einnahmen und Ausgaben durch Verkaufen und Kaufen auf dem Day-Ahead-Markt sowie die erwarteten Erlöse durch das Anbieten von Regelleistung. Die erwarteten Erlöse für Regelleistung werden durch die Gleichungen (3.1) und (3.2) bestimmt. Zusätzlich wird dem Speicherinhalt am Ende der Planungsperiode der durchschnittliche Day-Ahead-Preis der nächsten Planungsperiode als Wert zugewiesen. Dadurch wird ein vollständiges Entladen am Ende der Periode vermieden. Da in der Tagesplanung eine rollierende Planung für vier Tage und in der Wochenplanung für zwei Wochen eingesetzt wird, ist der Einfluss des dem letzten Speicherinhalt zugewiesenen Wertes jedoch gering.

Zielfunktion:

$$\begin{aligned}
 \max \text{ Deckungsbeitrag} &= \text{Erlöse} - \text{Kosten} \\
 \text{Erlöse} &= \text{Spotmarkt Entladen} + \text{Regelleistungsmarkt} \\
 \text{Kosten} &= \text{Spotmarkt Laden} \\
 \\
 \sum_a \sum_t & (E_{Spot}(a,t) - L_{Spot}(a,t)) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
 & + pSRL(a,t) \cdot Pr_{pSRL}(t) + nSRL(a,t) \cdot Pr_{nSRL}(t) \\
 & + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t) \\
 & + Spinh(a,T+1) \cdot \overline{Pr}_{Spinh}(T+dT)
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

Im Folgenden werden die verwendeten **Nebenbedingungen** erläutert.

In die Nebenbedingung zur Bilanzierung des Speicherinhalts des aktuellen Zeitintervalls Gl. (3.4) fließt der Speicherinhalt des vorherigen Zeitschritts sowie die Lade- und Entladeleistungen des vorherigen Zeitschritts ein. Der Speicherinhalt eines Zeitschritts bildet somit den Zustand vor der Aktivität des Speichers in demselben Zeitschritt ab. Je nach Bauart stehen einem Pumpspeicherkraftwerke alle oder mehrere der in Abbildung 3.4 dargestellten Optionen zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung. Neben der klassischen Leistungserzeugung mittels Turbine kann auch durch Unterbrechen eines geplanten Pumpvorgangs positive Regelleistung erbracht werden. Negative Regelleistung kann dagegen durch Pumpen oder Unterbrechen eines geplanten Turbinierens bereitgestellt werden. Alle diese Optionen sind in der Gleichung zur Bilanzierung des Speicherinhalts mit dem entsprechenden Wirkungsgrad der Pumpe oder Turbine enthalten.

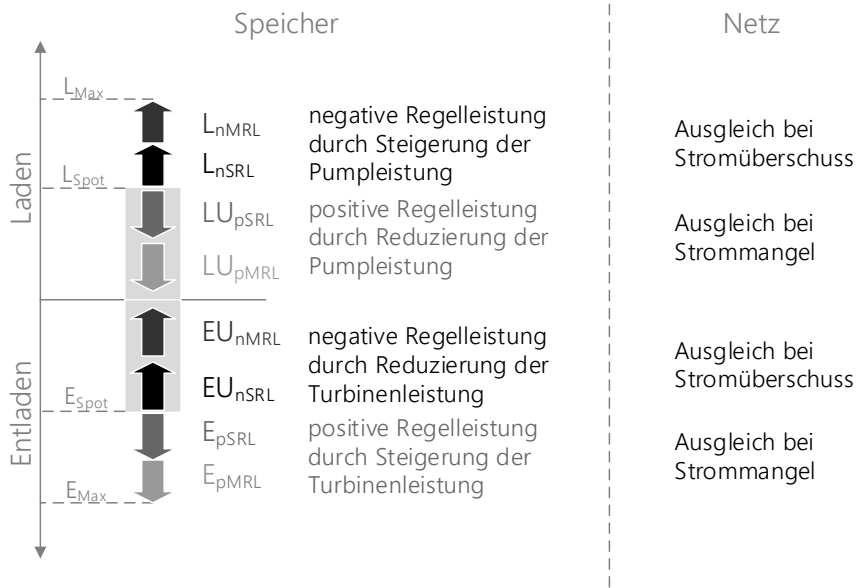


Abbildung (3.4) Arten zur Bereitstellung von Regelleistung, Darstellung nach (14)

Speicherinhalt:

$$\begin{aligned}
 \text{Speicherinhalt} &= \text{letzter Speicherinhalt} \\
 &+ \text{Laden} - \text{Entladen} \\
 &- \text{Erwartungswert positive Regelleistung} \\
 &+ \text{Erwartungswert negative Regelleistung} \\
 &+ \text{natürlicher Zu- oder Abfluss}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Spin}(a,t) &= \eta_\tau(a) \cdot \text{Spin}(a, t-1) \\
 &+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a, t-1) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a, t-1) \\
 &- \alpha_{pSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a, t-1)) \\
 &- \alpha_{pMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a, t-1)) \quad (3.4) \\
 &+ \alpha_{nSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a, t-1)) \\
 &+ \alpha_{nMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a, t-1)) \\
 &- \text{entn}(a, t-1) \quad \forall t \in [2, 3, \dots, T+1]
 \end{aligned}$$

Da die tatsächlichen Regelleistungsabrufe unbekannt sind, wird der Speicherinhalt wie die Einnahmen mit dem Erwartungswert der Abrufmenge bilanziert. Der langfristige Erwartungswert des Abrufs entspricht niemals exakt den tatsächlichen Abrufen.

Um bei starken Abweichungen des Abrufs die Kapazitätsgrenzen des Speicherinhalts nicht zu verletzen, werden zusätzliche Extremfallbetrachtungen für den Abruf vorgenom-

men. Es wird in jeder Stunde ein maximal und ein minimal möglicher Speicherinhalt nach Regelleistungsabruf bilanziert (siehe Gln. (3.5) und (3.6)). Angelehnt an die Präqualifikationsvorgaben für Minutenreserve wird dabei jeweils ein Zeitraum von vier Stunden betrachtet. Bei einem kompletten Abruf der negativen Regelleistungsangebote des Speichers in diesem Zeitraum darf der mögliche Speicherinhalt nicht die Speicherkapazität der Anlage überschreiten (siehe Gl. (3.7)). Dafür wird der maximal mögliche Speicherinhalt durch Addition der vollständigen negativen Gebote ohne Erwartungswert der Abruftrate über vier Stunden auf den Speicherinhalt nach Day-Ahead-Aktivität berechnet. Umgekehrt darf der minimal mögliche Speicherinhalt bei einem maximalen positiven Abruf nicht unter null sinken. Bei einer reinen Day-Ahead-Optimierung entsprechen die Extremfallbetrachtungen des Speicherinhalts dem normalen Speicherinhalt und stellen keine zusätzliche Begrenzung dar. Derselbe Ansatz wird auch in der nachgeschalteten Intraday-Bilanzierung verwendet. Überschreitet der in vier Stunden maximal mögliche Speicherinhalt die physikalische Grenze des Speicherinhalts wird ein Verkauf am Intraday-Markt initiiert.

Extremfall minimaler Speicherinhalt:

$$\begin{aligned}
 \textit{Minimaler Speicherinhalt} &= \textit{aktueller Speicherinhalt} \\
 &\quad - \textit{positive Regelleistung} \\
 &\quad + \textit{Laden} - \textit{Entladen} \\
 &\quad + \textit{natürlicher Zu - oder Abfluss}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \textit{minSpinh}(a,t) &= \textit{Spinh}(a,t) \\
 &\quad - \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a,t+\tau)) \\
 &\quad + \eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a,t+\tau) \\
 &\quad - \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\
 &\quad + \textit{entn}(a, t+\tau) \quad \forall t \in [2,3 \dots, T+1]
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

Extremfall maximaler Speicherinhalt:

Maximaler Speicherinhalt = aktueller Speicherinhalt
+ negative Regelleistung
+ Laden – Entladen
+ natürlicher Zu – oder Abfluss

$$\begin{aligned}
maxSpinh(a,t) &= Spinh(a,t) \\
&+ \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a,t+\tau) \\
&+ \eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a,t+\tau) \\
&+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\
&- entn(a, t+\tau)) \quad \forall t \in [2,3 \dots, T+1]
\end{aligned} \tag{3.6}$$

Begrenzungen des Speicherinhalts der Extremfallbetrachtung:

$$\begin{aligned}
0 < minSpinh(a,t) < SpKap(a) \\
0 < maxSpinh(a,t) < SpKap(a)
\end{aligned} \tag{3.7}$$

Die Regelleistungsangebote durch ein Unterbrechen von Laden bzw. Entladen werden mit den direkten Arten der Regelleistungserbringung durch Entladen bzw. Laden zusammengefasst (siehe Gln. (3.8) bis (3.11)). So können beide Arten zusammen beispielsweise mit der Mindestgebotsgröße nach Präqualifikationsvorgaben begrenzt werden.

Zusammenfassung der Regelleistungsvariablen:

$$E_{pSRL}(a,t) + LU_{pSRL}(a,t) = pSRL(a,t) \tag{3.8}$$

$$L_{nSRL}(a,t) + EU_{nSRL}(a,t) = nSRL(a,t) \tag{3.9}$$

$$E_{pMR}(a,t) + LU_{pMR}(a,t) = pMR(a,t) \tag{3.10}$$

$$L_{nMR}(a,t) + EU_{nMR}(a,t) = nMR(a,t) \tag{3.11}$$

Der Speicher kann Turbinen- und Pumpenleistung für Day-Ahead-Markt, Sekundärregelung und Minutenreserve verplanen. Alle Aktivitäten des Speichers allein oder in Kombination miteinander müssen jedoch die technischen Grenzen der Pumpen und der Turbinen einhalten. So muss bei reiner Day-Ahead-Aktivität das Laden bzw. Entladen unter der maximalen Pump- bzw. Turbinenleistung liegen (siehe Gln. (3.12) und (3.18)). Sofern vorhanden müssen auch die minimalen Leistungen der Komponenten berücksicht-

sichtigt werden (siehe Gln. (3.13) und (3.19)). Jede Art von Regelleistungsangebot kann für sich genommen nicht größer als die Maximalleistung der Anlage sein (siehe Gln. (3.14), (3.16), (3.20) und (3.22)). Zusätzlich wird als Bedingung gesetzt, dass alle Regelleistungsarten zusammen die Maximalwerte einhalten (siehe Gln. (3.24) und (3.25)).

Leistungsbereich:

$$L_{Spot}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \quad (3.12)$$

$$L_{Spot}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \quad (3.13)$$

$$L_{nSRL}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \quad (3.14)$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \quad (3.15)$$

$$L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \quad (3.16)$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \quad (3.17)$$

$$E_{Spot}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{E,Spot}(a,t) \quad (3.18)$$

$$E_{Spot}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{E,Spot}(a,t) \quad (3.19)$$

$$E_{pSRL}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{pSRL}(a,t) \quad (3.20)$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pSRL}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{pSRL}(a,t) \quad (3.21)$$

$$E_{pMR}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{pMR}(a,t) \quad (3.22)$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pMR}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{pMR}(a,t) \quad (3.23)$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \quad (3.24)$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pSRL}(a,t) + E_{pMR}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \quad (3.25)$$

Darüber hinaus muss die technische Minimalleistung von jedem Regelleistungsgebot berücksichtigt werden, damit im Falle eines Abrufs die technischen Grenzen eingehalten werden. Die verschiedenen Regelleistungsarten können dabei nicht kombiniert werden, da ein gleichzeitiger Abruf nur in Ausnahmefällen eintreten wird. Lediglich sofern in derselben Stunde eine Day-Ahead-Aktivität geplant ist, kann dies bei der Höhe des Regelleistungsgebots berücksichtigt werden (siehe Gln. (3.15), (3.17), (3.21) und (3.23)).

Bei einer Regelleistungserbringung durch ein Unterbrechen des Entladens muss weiterhin die minimale Leistung der Turbine eingehalten werden. Daher wird die Einhaltung der Maximal- und Minimalleistung der Turbine für die Kombination aus Entladen und Entladestop für Sekundärregelleistung (siehe Gln. (3.29) bis (3.31)) und Minutenreserve einzeln (siehe Gln. (3.35) bis (3.37)) und zusammen (siehe Gln. (3.41) bis (3.43)) als Bedingung gesetzt. Analog wird die Kombination aus Laden und Ladestop durch Maximal- und Minimalleistung der Pumpe begrenzt (siehe Gln. (3.26) bis (3.28), (3.32) bis (3.34) und (3.38) bis (3.40)).

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL:

$$R_1(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) \quad (3.26)$$

$$R_1(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (3.27)$$

$$R_1(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (3.28)$$

$$R_2(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) \quad (3.29)$$

$$R_2(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (3.30)$$

$$R_2(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (3.31)$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop MR:

$$R_3(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (3.32)$$

$$R_3(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (3.33)$$

$$R_3(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (3.34)$$

$$R_4(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (3.35)$$

$$R_4(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (3.36)$$

$$R_4(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (3.37)$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL + MR:

$$R_5(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (3.38)$$

$$R_5(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (3.39)$$

$$R_5(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (3.40)$$

$$R_6(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (3.41)$$

$$R_6(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (3.42)$$

$$R_6(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (3.43)$$

Je nach Bauart weisen Pumpspeicherkraftwerke eine unterschiedliche Flexibilität bei der Erbringung von Pump- und Turbinenleistung auf. Reversible Pumpturbinen mit Synchrongenerator können im Pumpbetrieb nur komplett ein oder ausgeschaltet werden. Ausführungen mit Asynchrongeneratoren dagegen können ebenfalls die Pumpleistung regeln. Bei Anlagen mit ternärer Ausführung, also der Kombination eines Generators mit getrennter Pumpe und Turbine, kann die Pumpe ebenfalls nur im Nennlastbereich betrieben werden. Sofern die Anlagen dafür ausgerüstet sind, kann durch einen hydraulischen Kurzschluss jedoch bilanziell Pumpleistung in Teillast bezogen werden. Der Turbine wird dabei direkt ein Teil des gepumpten Wassers zugeführt. Durch die gemeinsame Welle erbringt sie dadurch einen Teil der benötigten Pumpleistung. Die verschiedenen technischen Ausführungen von Pumpspeichern können durch die Wahl der Parameter der Optimierung abgebildet werden. Für Anlagen ohne hydraulischen Kurzschluss muss dabei ein gleichzeitiges Laden und Entladen auf dem Day-Ahead-Markt verhindert werden. Ebenso muss gleichzeitiges Laden und das Erbringen von positiver Regelleistung bzw. das Entladen und das Erbringen von negativer Regelleistung ausgeschlossen werden (siehe Gln. (3.44) bis (3.48)).

Gleichzeitiges Laden und Entladen ausschließen (Pumpturbine ohne HKS):

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{E,Spot}(a,t) \leq 1 \quad (3.44)$$

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{pSRL}(a,t) \leq 1 \quad (3.45)$$

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{pMR}(a,t) \leq 1 \quad (3.46)$$

$$B_{E,Spot}(a,t) + B_{nSRL}(a,t) \leq 1 \quad (3.47)$$

$$B_{E,Spot}(a,t) + B_{nMR}(a,t) \leq 1 \quad (3.48)$$

Bei Optimierung des Einsatzes von Anlagen mit Synchrongeneratoren wird die Minimalleistung der Pumpe auf den Wert der Maximalleistung gesetzt. Ein Teillastbetrieb der Pumpe für diese Anlagen ist somit nicht möglich.

Zusätzlich müssen die Regelleistungsangebote die Regeln der Regelleistungsmärkte berücksichtigen. So wird eine Mindestgebotsgröße von fünf MW für alle Regelleistungsarten definiert (siehe Gln. (3.49) bis (3.56)).

Minimale Regelleistungsgebote

$$P_{min,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \leq pMR(a,t) \quad (3.49)$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \leq nMR(a,t) \quad (3.50)$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \leq pSRL(a,t) \quad (3.51)$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \leq nSRL(a,t) \quad (3.52)$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \geq pMR(a,t) \quad (3.53)$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \geq nMR(a,t) \quad (3.54)$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \geq pSRL(a,t) \quad (3.55)$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \geq nSRL(a,t) \quad (3.56)$$

Darüber hinaus müssen die Speicher jeweils für die Länge eines Vermarktungszeitraums Regelleistungsgebote der gleichen Höhe abgeben (siehe Gln. (3.57) und (3.58)). Für die Sekundärregelleistung können Angebote für zwei verschiedene Vermarktungszeiträume jeweils für positive und negative Regelleistung abgegeben werden. Es wird unterschieden zwischen einem Hauptzeit- (HT) und einem Nebenzeit-Vermarktungszeitraum (NT). Die Unterteilung einer Woche in die beiden Zeiträume ist in Abbildung 3.5 dargestellt.

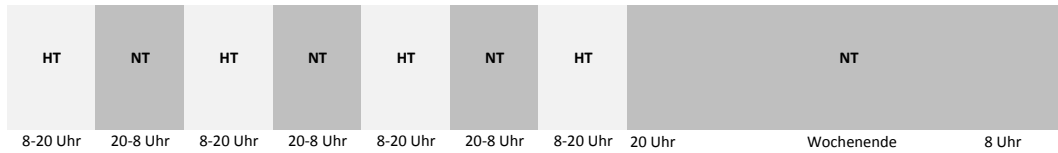


Abbildung (3.5) HT- und NT-Zeitbereiche der SRL-Auktionen

Die Minutenreserve wird dagegen täglich ausgeschrieben und unterteilt den Tag in 6 Blöcke mit einer Dauer von 4 Stunden, jeweils für positive und negative Angebote. Für jeden dieser Blöcke muss ein Angebot derselben Höhe abgegeben werden (siehe Gln. (3.59) und (3.60)).

Einhaltung der Gebotsblöcke für SRL:

$$pSRL(a,t) = pSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (3.57)$$

$$nSRL(a,t) = nSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (3.58)$$

HT =	$[t_{start} + 8, \dots, t_{start} + 20 - 2;$	Montag 8 - 20 Uhr
	$t_{start} + 8 + 24, \dots, t_{start} + 20 + 24 - 2;$	Dienstag 8 - 20 Uhr
	\vdots	\vdots
	$t_{start} + 8 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 20 + 24 \cdot 4 - 2]$	Freitag 8 - 20 Uhr
NT =	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 8 - 2;$	Montag 0 - 8 Uhr
	$t_{start} + 20, \dots, t_{start} + 8 + 24 - 2;$	Montag 20 - 8 Uhr
	$t_{start} + 20 + 24, \dots, t_{start} + 8 + 24 \cdot 2 - 2;$	Dienstag 20 - 8 Uhr
	\vdots	\vdots
	$t_{start} + 20 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 24 \cdot 5 - 2;$	Freitag 20 - 0 Uhr
	$t_{start} + 24 \cdot 5, \dots, t_{start} + 24 \cdot 7 - 2]$	Wochenende

Einhaltung der Gebotsblöcke für MR:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (3.59)$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (3.60)$$

$T_{MR} =$	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 4 - 2;$	0 - 4 Uhr
	$t_{start} + 4, \dots, t_{start} + 4 \cdot 2 - 2;$	4 - 8 Uhr
	$t_{start} + 4 \cdot 2, \dots, t_{start} + 4 \cdot 3 - 2;$	8 - 12 Uhr
	\vdots	\vdots
	$t_{start} + 4 \cdot 5, \dots, t_{start} + 4 \cdot 6 - 2]$	20 - 0 Uhr

Sekundärregelleistung wird wie dargestellt für eine Woche ausgeschrieben. In der Wochenplanung wird für die übergebenen Preisvektoren die optimale Verteilung der Speicherleistung und -kapazität auf Day-Ahead-Markt, Sekundärregelleistung und Minutenreserve ermittelt. In der anschließend für jeden Tag der Woche durchgeführten Tagesplanung wird die vermarktete Menge an Sekundärregelleistung fixiert (siehe Gln. (3.61) und (3.62)). Dabei besteht weiterhin die Freiheit, die Art der Erbringung der Sekundärregelleistung zu verändern, also beispielsweise zwischen Laden und einem Unterbrechen des Entladens für negative Sekundärregelleistung zu wählen. Für die Höhe und Art der Gebote für Minutenreserve und Day-Ahead-Markt besteht während der Tagesplanung weiterhin vollkommene Freiheit. Die in der Wochenplanung ermittelten

Angebote können wieder verworfen werden.

fixe SRL bei Tagesplanung:

$$pSRL(a,t) = pSRL_W(a,t) \quad (3.61)$$

$$nSRL(a,t) = nSRL_W(a,t) \quad (3.62)$$

3.2.2.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung

Das gemischt-ganzzahlige lineare Problem der Einsatzoptimierung der flexiblen KWK-Systeme umfasst die in Tabelle 3.2 aufgelisteten Gleichungen. Diese werden im Anhang ausformuliert. Der Ansatz der Modellierung wird im Folgenden erläutert.

Tabelle (3.2) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung für flexible KWK-Systeme

Zielfunktion	
(A.66)	Maximum der Deckungsbeiträge
Nebenbedingungen	
(A.69)	Thermische Lastdeckung
(A.70)-(A.75)	Leistungsbereich KWK, keine RGL wenn Anlage aus
(A.79)	Erwartete elektrische Leistung und Wärmeerzeugung der KWK unter Berücksichtigung der Regelleistung
(A.76)	Brennstoffeinsatz KWK
(A.80)	Kraft-Wärme-Kopplung mit variabler Stromkennzahl
(A.94)-(A.98)	Fallabschätzung Wärmeerzeugung KWK
(A.83)	Mindeststillstandszeit der KWK-Anlage
(A.84)	Mindestlaufzeit der KWK-Anlage
(A.85),(A.86)	Lastbereich Kessel
(A.87)	Brennstoffeinsatz Kessel mit linearisiertem Wirkungsgradverlauf
(A.88),(A.89)	Lastbereich Wärme Nachheizung
(A.99),(A.100)	Fallabschätzung Wärmeerzeugung Nachheizung
(A.90)	Erwartete Wärmeerzeugung der Nachheizung unter Berücksichtigung der Regelleistung
(A.93)	Bilanz Speicherinhalt Wärmespeicher
(A.91),(A.92)	Lastbereich Wärmespeicher
(A.107)-(A.110)	Zusammenfassung der Regelleistungsvorhaltung von Nachheizung und KWK-Anlage
(A.101)-(A.103)	Thermische Lastdeckung für Extremfallbetrachtung Regelleistungsabrufe
(A.104)-(A.106)	Maximale Entladeleistung des Speichers bei Extremfällen
(A.111)	Einhalten der Mindestgebotsgröße von 5 MW
(A.119),(A.120)	Einhalten der Angebotsblöcke für SRL
(A.121),(A.122)	Einhalten der Angebotsblöcke für MR
(A.123)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung

Der prinzipielle Ansatz der Modellierung der flexiblen KWK-Systeme berücksichtigt den Abruf der Regelleistung auf zwei Arten. Zum einen wird wie bei Pumpspeichern in der Zielfunktion ebenfalls die Vorhaltung der Regelleistung mit einem Mischpreis vergütet. Dieser Mischpreis setzt sich aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis multipliziert mit der mittleren Abrufquote zusammen (siehe Gl. (3.1) und (3.2)). Zum anderen werden Extremfallbetrachtungen für einen kompletten Abruf von ausschließlich positiver oder negativer Regelleistung oder aber keinen Abruf vorgenommen.

Das flexible KWK-System kann Regelleistung prinzipiell zum einen durch Veränderung der Stromerzeugung und damit gekoppelt der Wärmeerzeugung der KWK-Anlage bereitstellen. Die zweite Möglichkeit stellt die Veränderung des Strombezugs der Nachheizung zur Wärmeerzeugung dar. Der Wärmespeicher stellt nur eine einzelne Komponente des ganzen Systems dar. Die Extremfallbetrachtungen dienen bei der Modellierung des KWK-Systems nicht wie bei dem Pumpspeicher der Sicherstellung eines ausreichenden Speicherinhalts in Anlehnung an die Präqualifikationsanforderungen. Vielmehr dienen sie dazu sicherzustellen, dass in jedem Fall die Wärmelast zu jeder Zeit gedeckt werden kann. Sofern zum Beispiel eine Komponente auf Grund eines Regelleistungsabrufes weniger produziert, müssen die anderen Komponenten ausreichend Leistung bzw. Kapazität aufbringen können. Ein Ausgleichshandel am Intraday-Markt wegen Abrufen von Regelleistung ist für ein KWK-System mit KWK-Anlage und Nachheizung bei entsprechender Dimensionierung nicht notwendig. In Abbildung 3.6 sind die Möglichkeiten des flexibilisierten Kraft-Wärme-Kopplungs-Systems zur Veränderung des Strombezugs oder der Strombereitstellung zusammengefasst.

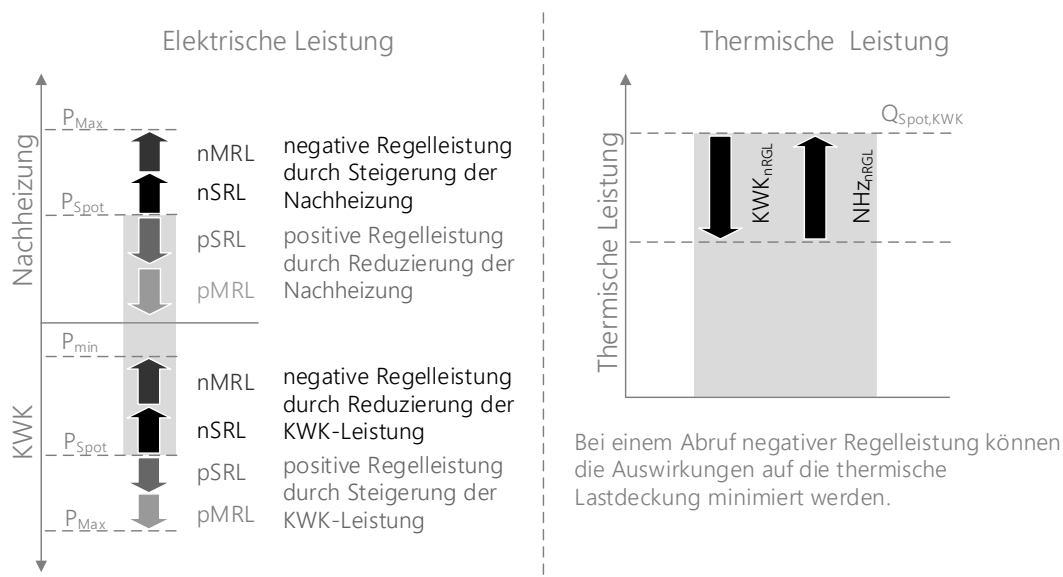


Abbildung (3.6) Möglichkeiten des KWK-Systems zur Bereitstellung von Regelleistung, Darstellung nach (14)

Das System kann Regelleistung bereitstellen, ohne die Wärmeerzeugung zu verän-

dern. So ist beispielsweise ein Abruf von negativer Regelleistung möglich, in dem die KWK-Anlage ihre Strom- und damit gekoppelte Wärmeerzeugung senkt. Die fehlende Wärmeerzeugung kann gegebenenfalls durch die Nachheizung gedeckt werden. Diese benötigt dafür zusätzlichen Strom, der ebenfalls als negative Regelleistung bezogen werden kann.

Die zu maximierende Zielfunktion der Optimierung umfasst die Einnahmen des KWK-Systems. Diese setzen sich zusammen aus den Erlösen aus Day-Ahead-Verkauf durch die KWK-Anlage sowie den Einnahmen am Regelleistungsmarkt durch die KWK-Anlage und die Nachheizung. Zusätzlich enthält die Zielfunktion die Kosten für Brennstoff der KWK-Anlage und des Kessels sowie für den Heizstrom der Nachheizung (siehe Gl. (A.66)). Der Speicherinhalt des Wärmespeichers zum Ende des Simulationszeitraums wird mit einem Wärmepreis gutgeschrieben, der aus dem Wirkungsgrad der Nachheizung und dem mittleren Strompreis errechnet wird.

Die zentrale Nebenbedingung ist die der thermischen Lastdeckung. Die Wärmelast wird zu jeder Stunde zusammen von KWK-Anlage, Kessel, Nachheizung und dem Wärmespeicher gedeckt. Ein Laden des Speichers erhöht dabei die zu produzierende Wärmemenge in der Stunde. Es werden in der Gleichung die Erwartungswerte der Wärmeerzeugung von KWK und Nachheizung verwendet, die den Abruf der RGL und deren Einfluss auf die Wärmeerzeugung antizipieren (siehe Gl. (A.69)).

Für jede Anlagenkomponente müssen die technischen Grenzen definiert werden. Bei der KWK-Anlage muss im Day-Ahead-Handel die Mindestlast berücksichtigt werden. Beim Anbieten von negativer Regelleistung kann nur bis zu dieser Mindestlast zurück gefahren werden. Das Anbieten von positiver Regelleistung wird durch die Maximalleistung und gleichzeitige Day-Ahead-Angebote begrenzt. Um thermische Spannungen durch schnelle Laständerungen zu verhindern, bieten träge Anlagen keine Regelleistung an, wenn sie ausgeschaltet sind (siehe Gln. (A.70) bis (A.72)). Flexible kleinere Anlagen können dagegen schnell genug starten, wodurch es ihnen möglich ist positive Regelleistung im ausgeschalteten Zustand anzubieten (siehe Gln. (A.73) bis (A.75)).

Damit der Solver die Kosten der Vermarktung der Regelleistung in der Optimierung berücksichtigt, muss der Einfluss eines Abrufs auf die Brennstoffkosten abgebildet werden. Der erwartete Arbeitspunkt der KWK-Anlage, also die erwartete elektrische Leistung wird dazu unter Berücksichtigung des erwarteten Regelleistungsabrufs berechnet. Dazu wird die am Day-Ahead-Markt vermarktete elektrische Leistung mit dem Produkt aus vermarkteter Regelleistung und erwarteten Regelleistungsabruf addiert (siehe Gl. (A.79)).

Die Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs der KWK-Anlage vom Arbeitspunkt wird angenähert als Gerade (siehe Abbildung 3.7). Bei der Berechnung wird die erwartete

elektrische Leistung verwendet (siehe Gl. (A.76)).

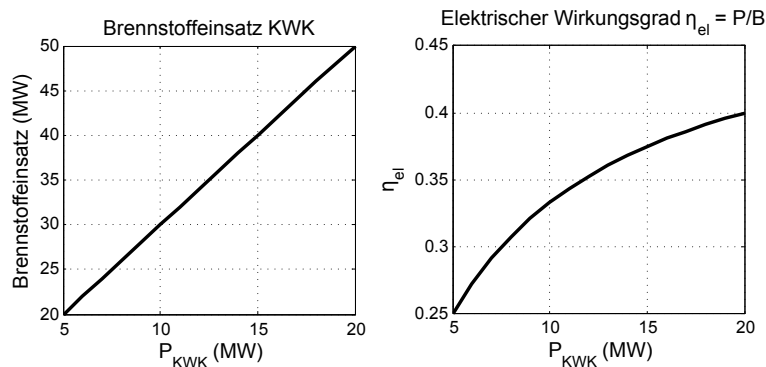


Abbildung (3.7) Beispiel für den Verlauf eines elektrischen Wirkungsgrads (14)

Die erwartete elektrische Leistung der KWK-Anlage wird auch zur Berechnung der gekoppelten erwarteten Wärmeerzeugung verwendet. Wie dargestellt wird diese bei der Bilanzierung der thermischen Lastdeckung verwendet. Die Kraft-Wärme-Kopplung wird dabei mit konstanter Brennstoffausnutzung und Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads vom Lastzustand modelliert (siehe Gl. (A.80)). Somit verschieben sich die Anteile von Strom- und Wärmeerzeugung je nach Lastbereich. Dies entspricht einer variablen Stromkennzahl (SKZ) (siehe Abbildung 3.8).

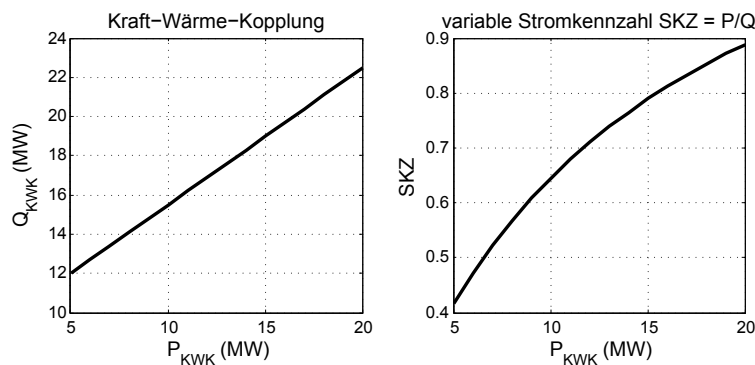


Abbildung (3.8) Beispiel für eine variable Stromkennzahl (14)

Analog zur Berechnung der erwarteten gekoppelten Wärmeerzeugung aus der erwarteten Stromerzeugung werden gleichzeitig drei weitere Extremfälle berechnet, für die später ebenfalls die thermische Lastdeckung bilanziert wird:

1. Vollständiger Abruf der negativen Regelleistung
2. Vollständiger Abruf der positiven Regelleistung
3. Kein Regelleistungsabruf

Bei einem kompletten Abruf der negativen Regelleistung wird durch die KWK-Anlage eine minimale Wärmemenge produziert. Umgekehrt tritt das Maximum der Wärmeerzeugung der KWK-Anlage bei komplettem Abruf der positiven Regelleistung auf. Ein weiterer bilanzierter Fall ist die Wärmeerzeugung allein auf Grund des Day-Ahead-Einsatzes der Anlage ohne Abruf von Regelleistung (siehe Gln. (A.94) bis (A.98)). Diese drei Werte werden in der späteren Extremfallbetrachtung des Gesamtsystems mit den anderen Anlagenkomponenten kombiniert.

Technische Grenzen oder Richtlinien zur Schonung von Anlagenkomponenten werden durch Mindeststillstandszeit und Mindestlaufzeit der KWK-Anlage modelliert (siehe Gln. (A.83) und (A.84)).

Wie bei der KWK-Anlage unterliegt auch der Einsatz des Kessels technischen Grenzen. Für den Kessel wird sichergestellt, dass die Minimal- und Maximalleistung eingehalten wird (siehe Gln. (A.85) und (A.86)). Die Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs des Kessels vom Arbeitspunkt wird als Gerade angenähert abgebildet (siehe Gl. (A.87) und Abbildung 3.9)).

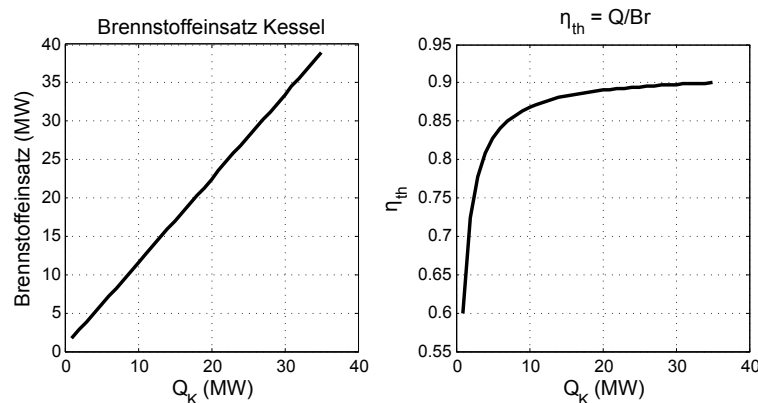


Abbildung (3.9) Beispiel für Brennstoffeinsatz und Wirkungsgrad eines Kessels (14)

Der Heizstab hat keine Minimalleistung und benötigt daher keine Binary zur Modellierung. Binaries sind Variablen, die lediglich die Werte eins oder null annehmen können. Die Maximalleistung der Wärmeerzeugung wird als Bound gesetzt. Zusammen mit dem Einsatz der Nachheizung auf dem Day-Ahead-Markt begrenzt diese die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung (siehe Gln. (A.88) und (A.89)). Diese Beschränkungen werden für die Wärmeleistung gesetzt. Die Wärmeerzeugung der Nachheizung wird in der Zielfunktion und für die Grenzen der Regelleistungsgebote jeweils mit dem Wirkungsgrad in den resultierenden Strombedarf umgerechnet.

Auch für die Nachheizung wird die erwartete Wärmeerzeugung bei der thermischen Lastdeckung verwendet. Die aus Strom vom Day-Ahead-Markt produzierte Wärme wird dazu mit der erwarteten Wärmeerzeugung nach Regelleistung addiert (siehe Gl. (A.90)).

Zusätzlich wird auch für die Nachheizung eine Fallabschätzung der Wärmeerzeugung berechnet (siehe Gln. (A.99) bis (A.100)). Die Wärmeerzeugung wird zusätzlich für die Fälle eines kompletten Abrufs positiver Regelleistung (minimale Wärmeerzeugung) und eines kompletten Abrufs negativer Regelleistung bilanziert. Die Wärmeerzeugung allein wegen Day-Ahead-Markt ohne Regelleistungsabruf muss für Nachheizung nicht extra bilanziert werden, da diese Technologie in den Gleichungen als Wärme bilanziert wird.

Für den Wärmespeicher wird der aktuelle Speicherinhalt bilanziert (siehe Gl. (A.93)). Dieser verändert sich durch Laden und Entladen, sofern der Speicher an der Lastdeckung teilnimmt. Die Bilanz des Speicherinhalts berücksichtigt auch die maximal notwendige Entladeleistung auf Grund eines Abrufs von Regelleistung. Sofern die Regelleistungsvermarktung dazu führen kann, dass in Extremfällen des Abrufs der Speicher bei der Lastdeckung benötigt wird, stellt dieser Term sicher, dass die entsprechende Wärmemenge im Speicher enthalten ist. Die Bilanzierung der maximal notwendigen Entladeleistung wird weiter unten erläutert. Die Kapazität des Speichers sowie die Maximal- und Minimaleistung für Laden und Entladen werden als Bounds gesetzt (siehe Gln. (A.91) bis (A.92)).

Für die drei betrachteten Extremfälle des Abrufs von Regelleistung wird ebenfalls die thermische Lastdeckung bilanziert (siehe Gln. (A.101)-(A.103)). Zusätzlich zu der Wärmeerzeugung aus den Regelleistung anbietenden Systemkomponenten KWK-Anlage und Nachheizung stehen noch der Kessel und der Wärmespeicher zur Lastdeckung zur Verfügung. Um hohe Anfahrtkosten durch den Kessel zu vermeiden, wird der Kessel bei den Lastdeckungen der Extremfälle nur dann eingesetzt, wenn dieser bereits in Betrieb ist. Für den Wärmespeicher werden mit dieser Gleichung die zu den laut Fahrplan geplanten Aktivitäten zusätzlich notwendigen Lade- oder Entladevorgänge bei Extremfällen bilanziert. Auch für diese Extremfälle wird festgesetzt, dass die notwendigen Entladeleistungen innerhalb der technischen Grenzen des Speichers liegen. Die Ladeleistung wird nicht begrenzt, da davon ausgegangen wird, dass bei Wärmeüberschuss eine Abgabe von Wärme an die Umwelt möglich ist. Von den drei Extremfällen des Abrufs von Regelleistung wird für jede Stunde der Fall ermittelt, bei dem die höchste Entladeleistung benötigt wird (siehe Gln. (A.104)-(A.106)). In der Bilanz des Speicherinhalts wird sichergestellt, dass für dieses maximal notwendige Entladen auf Grund eines der Extremfälle des Abrufs der Regelleistung zur jeweiligen Stunde ausreichend Speicherinhalt zurückgehalten wird.

Analog zum Pumpspeicher werden die Regelleistungsvariablen von Nachheizung und KWK-Anlage zu einem Gesamtangebot je Regelleistungstyp zusammengefasst (siehe Gln. (A.107) bis (A.110)). Für diese Regelleistungsgebote wird erneut die Mindestgebotsgröße von fünf MW festgesetzt (siehe Gl. (A.111)). Ebenso wird sichergestellt, dass jeweils ein Angebot der gleichen Höhe für die definierten Angebotsblöcke für

Minutenreserve und Sekundärregelleistung abgegeben wird (siehe Gl. (A.119)).

Auch durch das KWK-System kann Sekundärregelleistung angeboten werden. Daher wird auch für diesen Speichertyp zunächst eine Wochenplanung für Sekundärregelleistung durchgeführt. Bei der anschließenden Tagesplanung für Day-Ahead-Markt und Minutenreserve werden die Gebote für Sekundärregelleistung fixiert (siehe Gl. (A.123)).

3.2.2.3 Laststeuerung in privaten Haushalten mit nicht unterbrechbaren Prozessen

Folgende Funktionen und Bedingungen werden bei der Laststeuerung in privaten Haushalten mit nicht unterbrechbaren Prozessen verwendet:

Tabelle (3.3) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen für Laststeuerung in privaten Haushalten mit nicht unterbrechbaren Prozessen

Zielfunktion	
(A.125)	Maximum der Erlöse (Einsparung im Vergleich zu ungesteuertem Betrieb)
Nebenbedingungen	
(A.128)	Bilanzierung der Leistung aus aktiven Prozessen
(A.129)	Leistung Vielfaches der Leistung eines Prozesses
(A.130)	Zähler der Prozessstarts
(A.131)	Begrenzung der Gebote für positive Regelleistung durch startende Prozesse
(A.133)	Begrenzung der Gebote für negative Regelleistung durch startende Prozesse
(A.135),(A.136)	Zähler der Prozessstarts bei Regelleistung
(A.137),(A.138)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR

Private Haushalte verfügen über eine Vielzahl an elektrischen Kleinverbrauchern im Bereich von wenigen Watt bis zu mehreren Kilowatt. Auf Grund der angenommen geringen Toleranz der Verbraucher gegenüber Komforteinschränkungen sind nicht alle diese Verbraucher für Lastverschiebungen geeignet. Darüber hinaus ist wegen der Kosten für die Steuerungsinfrastruktur und den geringen möglichen Erlösen eine Steuerung bei kleinen Leistungen unwirtschaftlich (15). In dieser Arbeit werden Lastverschiebungen in privaten Haushalten nur mit Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Spülmaschinen untersucht. Das Nutzen dieser drei Geräte wird hier als nicht unterbrechbarer Prozess interpretiert. Dies bedeutet, dass die Geräte nach einem Start immer komplett durchlaufen. Ein Unterbrechen und späteres Fortsetzen der Prozesse wird wegen dem erhöhten Strombedarf für ein erneutes Aufheizen des Spülwassers oder der Wäsche nicht untersucht.

Es wird der Fall modelliert, dass ein Aggregator eine Vielzahl an Geräten in einem vom Nutzer vorgegebenen Toleranzbereich steuern kann. Der Aggregator optimiert den Anlageneinsatz für Day-Ahead-Preise und kann zusätzlich Regelleistung anbieten. Alternativ wären im privaten Haushalt auch Lastverschiebungen für eine Erhöhung von PV-Eigenverbrauch oder zum Ausnutzen eines variablen Stromtarifs für Endkunden

möglich. Dies wird hier jedoch nicht betrachtet. Lastverschiebungen werden auch als Demand-Side-Management (DSM) oder Demand-Side-Response (DSR) bezeichnet,

Auf Grund der unterschiedlichen Prozesslängen und Leistungsaufnahmen werden die betrachteten Gerätearten unabhängig voneinander gesteuert. Für jede Geräteart wird eine mittlere Leistungsaufnahme und Prozessdauer gewählt, auch wenn bei unterschiedlichen Baualtern oder auch Nutzereinstellungen unterschiedliche Werte vorliegen. Zur Abbildung verschiedener Gerätealter können die einzelnen Gerätearten noch weiter unterteilt werden in Geräteausführungen mit verschiedenen Spezifikationen. Alle in einem Schritt zusammen optimierten Geräte müssen bei dem entwickelten Ansatz jedoch die gleichen Spezifikationen aufweisen. Das summierte Ergebnis des Verschiebens der einzelnen Gerätearten und -ausführungen entspricht dem Optimum des Steuerns aller Geräte zusammen.

Die Nutzer der Prozesse geben einen Wunschzeitpunkt für den Start des Prozesses sowie einen Zeitraum an, in dem der Prozessstart variiert werden kann. Die Laststeuerung wird als funktionaler Speicher modelliert. Entladen entspricht einem Minderverbrauch von Strom, wenn ein Prozess an einem Wunschzeitpunkt nicht gestartet wird. Dem Stromnetz oder Markt wird zu diesem Zeitpunkt bilanziell positive Energie zugeführt. Als Laden kann der Mehrverbrauch eines verschobenen Prozesses zu einem anderen als dem Wunschzeitpunkt interpretiert werden. Die Zielfunktion der Lastverschiebung enthält die Kosten für die Leistungsaufnahme der verschobenen Prozesse (siehe Gl. (A.125)). Um die Analogie zum Speicher zu wahren, werden auch die erläuterten Entladeleistungen in die Zielfunktion aufgenommen und vergütet. Die Entladezeitpunkte sind jedoch bereits durch die Wunschzeitpunkte der Starts vorgegeben und werden somit nicht optimiert. Das Ergebnis der Optimierung stellt durch Aufnahme der Entladeleistung direkt die eingesparten Kosten durch die Lastverschiebung dar.

Die Wunschzeitpunkte inklusive der erlaubten Zeiträume zur Verschiebung der einzelnen Prozesse können als Matrix zusammengefasst werden (siehe Abbildung 3.10). In dem dargestellten Beispiel beträgt die Prozesslänge zwei Stunden. Die Nutzer tolerieren in dem Beispiel ein Vorziehen und Verzögern des Prozessstarts um zwei Stunden.

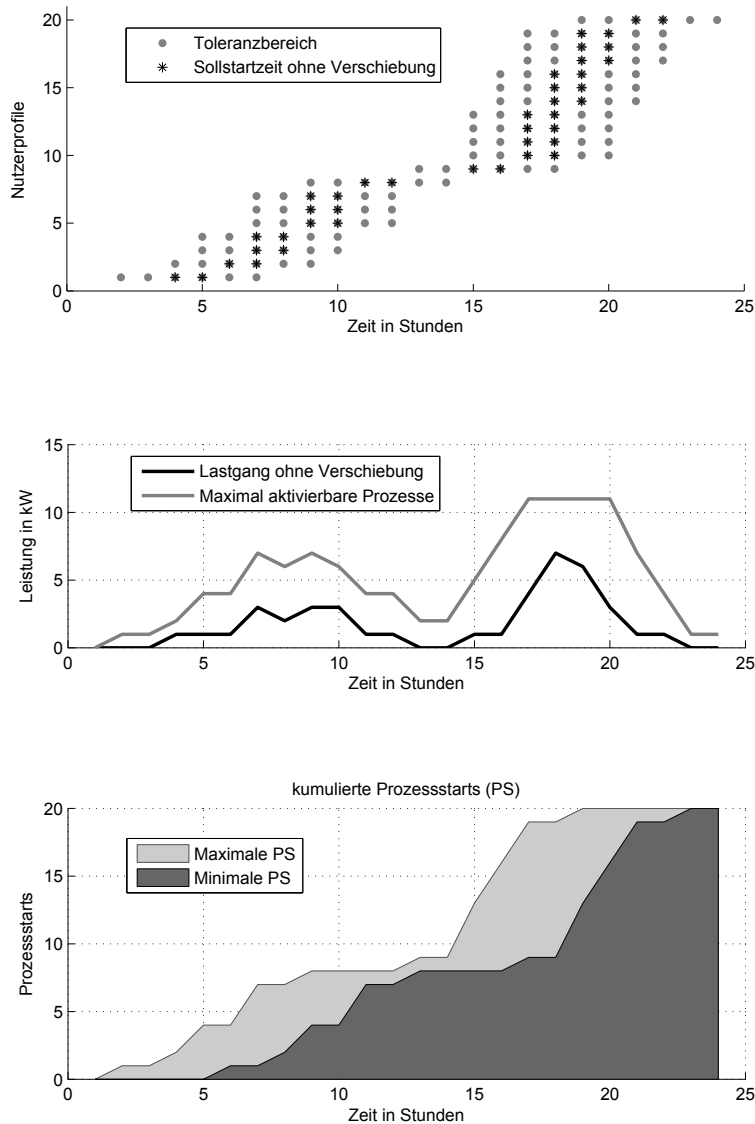


Abbildung (3.10) Ableitung der Kennwerte aus der Nutzerprofilmatrix nach (14)

Diese Matrix und somit die Beschränkung der Lastverschiebung kann über zwei Kennwerte komplett erfasst werden. Es müssen die in jeder Stunde beginnenden und endenden Nutzerprofile bzw. Toleranzbereiche gezählt werden. Im Falle einer einheitlichen Länge des Toleranzbereiches ist sogar die Angabe der startenden Toleranzbereiche ausreichend, da deren Enden daraus direkt errechnet werden können. Aus diesen Toleranzbereichen lassen sich unter Berücksichtigung der Dauer eines Einzelprozesses die minimal nötigen und maximal möglichen Prozessstarts zu jeder Stunde ableiten. Die Anzahl der zulässigen Prozessstarts beschränkt gleichzeitig die in jeder Stunde maximal aktivierbare Leistung, also die Summe der in einer Stunde liegenden Toleranzbereiche. Daher muss diese nicht zusätzlich als Beschränkung erfasst und übergeben werden.

Die Einsatzplanung muss sicherstellen, dass die durch diese Kennwerte bestimmten

Grenzen der Lastverschiebung eingehalten werden. Dazu wird eine Variable definiert, die die Prozessstarts einer Stunde erfasst. Die durch alle Prozesse einer Stunde bezogene Leistung (Ladeleistung) kann dann durch die Summe aller Prozessstarts der aktuellen Stunde sowie die der vorausgegangenen Stunden bis zur Länge der Prozessdauer des betrachteten Einzelprozesses berechnet werden (siehe Gl. (A.128)). Als Beispiel wird die Berechnung für eine Waschmaschine mit der Prozessdauer zwei Stunden erläutert. Die Leistung in einer Stunde errechnet sich in diesem Fall aus der Summe der Starts in der aktuellen Stunde sowie der vergangenen Stunde (siehe Abbildung 3.11). Die Waschmaschinen, die in der letzten Stunde gestartet sind, sind in der aktuellen Stunde noch aktiv. Diese so erfassten Prozessstarts werden aufsummiert (siehe Gl. (A.130)). Die so bilanzierte Summe der Prozessstarts muss die aus den Nutzerprofilen ermittelten Grenzen für minimal nötige und maximal mögliche Prozessstarts einhalten (siehe Gl. (A.139)). Zusätzlich wird sichergestellt, dass die Prozessstarts nur ganzzahlig verschoben werden können. Dafür wird die Leistung aller Prozesse als Vielfaches der Leistung eines Einzelprozesses definiert (siehe Gl. (A.129)).

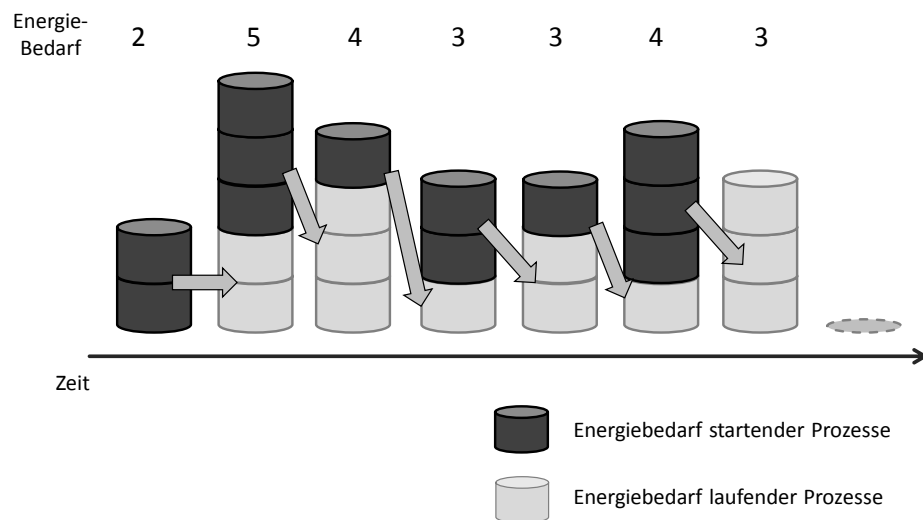


Abbildung (3.11) Beispiel für die Bilanz der Prozessstarts durch Fortschreibung laufender Prozesse

Bei der Modellierung der Lastverschiebung ohne einen Prozessstartzähler können die Grenzen der Lastverschiebung nicht korrekt abgebildet werden. So könnten aus der Toleranzbereichsmatrix prinzipiell auch die Kennwerte maximale Leistung, minimaler und maximaler Energieverbrauch abgeleitet werden. Die maximale Leistung entspricht dabei den in einer Stunde vorhandenen Toleranzbereichen. Der maximale Energieverbrauch lässt sich aus den startenden und der minimale Energieverbrauch aus den endenden Toleranzbereichen errechnen. In der Variable des Energieverbrauchs aller Prozesse ist die Information, welche oder wie viele Prozesse bereits ausgeführt wurden jedoch nicht

eindeutig abgebildet. Dadurch würde die Optimierung die Freiheit behalten einzelne Geräte mehrmals und andere gar nicht zu nutzen. Die Einzeloptimierungen einer großen Anzahl von Prozessen wurde mit der Optimierung eines aggregierten funktionalen Speichers verglichen. Die Ergebnisse der Optimierung der aggregierten Geräte mit Prozessstartzähler führt zu denselben Ergebnissen wie die Einzeloptimierung aller Prozesse.

Für die Lastverschiebung in privaten Haushalten wird das Anbieten von Minutenreserve, nicht aber Sekundärregelleistung modelliert. Positive Minutenreserve kann angeboten werden, indem in einer Stunde geplante Prozessstarts nicht durchgeführt werden. Negative Regelleistung dagegen kann bereitgestellt werden durch das Vorziehen von für einen späteren Zeitpunkt geplanten Prozessen. Die insgesamt zu startende Anzahl von Prozessen ändert sich durch das Verschieben der Startzeitpunkte nicht. Ein Bezug oder ein Abgeben von Energie durch den Regelleistungsmarkt führt zu einem Überschuss oder Mangel im Vergleich zur am Spotmarkt gekauften Energiemenge. Beim Anbieten von Regelleistung mit Lastverschiebung ist daher bei Abruf stets ein Ausgleich durch Intraday-Handel oder Leistungsausgleich durch ein absicherndes Kraftwerk notwendig.

Die in einer Stunde anzubietende positive Minutenreserve wird beschränkt durch die am Day-Ahead-Markt eingeplanten Prozessstarts (siehe Gl. (A.131)). Wie erläutert kann durch Verschieben dieser Starts dem Netz bilanziell in dieser Stunde positive Energie zugeführt werden. Diese Prozessstarts würden im Falle eines Abrufs auf die nächste Stunde verschoben. In der aktuellen Stunde wird somit die Leistungsaufnahme durch neu startende Prozesse verhindert. Die Leistungsaufnahme der nächsten Stunde bleibt dagegen unbeeinflusst. Die in diesem Fall in der folgenden Stunde startenden Prozesse wären ohne einen Abruf zu diesem Zeitpunkt weiterhin laufende Prozesse, sofern die Prozessdauer länger als eine Stunde ist (siehe Abbildung 3.12 oben). Eine erhöhte Leistungsaufnahme tritt erst nach der Prozesslänge auf, also beispielsweise nach zwei Stunden bei den betrachteten Waschmaschinen. Zu diesem Zeitpunkt sind die bei Abruf verschobenen Maschinen immer noch aktiv. Ohne Abruf wären sie bereits vollständig gelaufen. Der zusätzliche Leistungsbedarf in dieser Stunde muss am Intraday-Markt eingekauft werden. Es wird als zusätzliche Bedingung festgesetzt, dass für diesen Ausgleichshandel am Intraday-Markt mindestens vier Stunden Zeit verbleiben. Daher wird sichergestellt, dass die nach der Prozessdauer auftretende Leistungsspitze verzögert werden kann, durch ein erneutes Verschieben von Prozessstarts in diesem Zeitpunkt um eine Stunde (siehe Abbildung 3.12 unten und Gl. (A.132)). Dadurch tritt die Leistungsbedarfsspitze frühestens nach vier Stunden auf und eine zeitliche Flexibilität für den Intraday-Handel wird geschaffen.

Das Anbieten von negativer Minutenreserve wird modelliert durch das Vorziehen von Starts aus der nächsten Stunde. Die anzubietende Leistung wird somit beschränkt

durch die in der nächsten Stunde geplanten Prozessstarts nach Day-Ahead-Optimierung (siehe Gl. (A.133)). Auch hier wird sichergestellt, dass die auftretende Abweichung vom Fahrplan bis mindestens vier Stunden nach Regelleistungsabruf verschoben werden kann. Dies gibt dem Aggregator Zeit, die überschüssige Energie am Intraday-Markt zu verkaufen (siehe Gl. (A.134)).

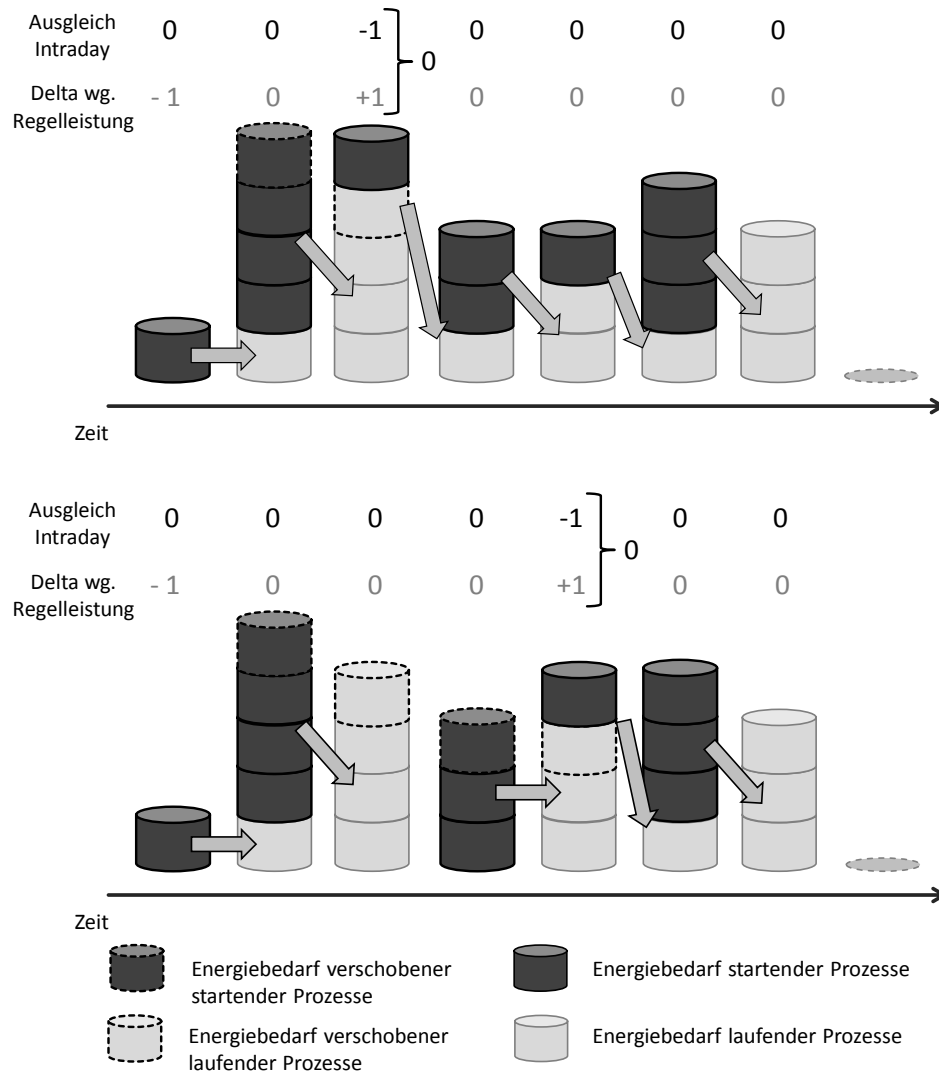


Abbildung (3.12) Abruf von positiver Regelleistung bei nicht unterbrechbaren Prozessen mit Intraday-Ausgleich nach zwei Stunden (oben) und vier Stunden (unten)

Die Angebote für Minutenreserve werden somit beschränkt durch die Planung der Prozessstarts nach der Day-Ahead-Optimierung. Zusätzlich muss sichergestellt werden, dass auch bei Verschiebung der Prozessstarts die Grenzen für die bis zu einem Zeitpunkt minimal und maximal zu startenden Prozesse eingehalten werden. Daher werden neben dem herkömmlichen Prozessstartzähler die minimalen Prozessstarts bei komplettem Abruf der angebotenen positiven Minutenreserve und die maximalen Prozessstarts bei Abruf der negativen Minutenreserve bilanziert (siehe Gln. (A.135) bzw. (A.136)).

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Abrufe nach vier Stunden am Intraday-Markt ausgeglichen werden. Daher wird der Zähler nach vier Stunden wieder auf den Wert des Prozessstartzählers ohne Regelleistung zurückgesetzt. Die Extremfallbetrachtungen der Prozessstarts werden ebenfalls durch die Grenzen der zulässigen Prozessstarts eingeschränkt (siehe Gln. (A.140) und (A.141)).

Die Angebote für Minutenreserve müssen die Blockstruktur der Ausschreibungszeiträume für Minutenreserve einhalten. Somit muss für jeweils vier Stunden dasselbe Angebot abgegeben werden (siehe Gl. (A.136)). Eine Mindestleistung von fünf MW für Minutenreserve wird nicht als Grenze gesetzt, da die Lastverschiebung mit Prozessen der Leistung ein kW modelliert wird und die Ergebnisse anschließend außerhalb des Solver mit der tatsächlichen Leistung skaliert werden.

Die Simulation der Lastverschiebung erfolgt entsprechend dem Day-Ahead-Markt im Stundenraster. Zusätzlich werden für die Prozesse während des Betriebs konstante Leistungsaufnahmen angesetzt. Wegen der fehlenden variablen Lastgänge und nicht Sekunden genauen Berücksichtigung der Prozessstarts können die Ergebnisse lediglich als obere Grenze der möglichen Lastverschiebung interpretiert werden.

3.2.2.4 Ladesteuerung von Elektrostraßenfahrzeugen

Die Ladesteuerung wird für denselben Fall optimiert wie die Laststeuerung in privaten Haushalten. Die Nutzer geben einen variablen Toleranzbereich an, nachdem das Fahrzeug sicher geladen sein muss. Dieser Toleranzbereich entspricht bei Fahrzeugen in der Regel der Parkzeit. Ein Aggregator steuert die Ladeaktivitäten der gesamten Fahrzeugflotte und bietet zusätzlich Regelleistung an. Die benötigte Ladeenergie der einzelnen Autos variiert dabei je nach vorhergehender Fahrzeit. Die Ladeleistung kann zusätzlich je nach Fahrzeugtyp unterschiedlich sein. Im Gegensatz zu nicht unterbrechbaren Prozessen wie Waschmaschinen im Haushalt kann das Laden eines Autos jederzeit unterbrochen und später wieder aufgenommen werden. Der Ansatz, die gestarteten Prozesse von der ersten Stunde an zu bilanzieren, ist daher nicht umsetzbar.

Das Modell zur Optimierung der Ladeaktivitäten muss auch bei diesen unterbrechbaren Prozessen sicherstellen, dass einige Fahrzeuge nicht mehrmals und andere gar nicht geladen werden. Für das Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen wird dazu ein Ansatz basierend auf einem Ladezustandsmodell verwendet. Dieser wurde in (16) aufbauend auf (14) entwickelt. Der Ansatz wurde um die Vermarktung von Regelleistung ergänzt und in (13) vorgestellt. Durch das Zustandsmodell werden die Grenzen aller Einzelfahrzeuge bei der Ladesteuerung berücksichtigt. Fahrzeuge mit unterschiedlichem Ladeenergiebedarf können mit diesem Ansatz gleichzeitig optimiert werden. Weiterhin können für einen einzelnen funktionalen Speicher jedoch nur die Fahrzeuge mit jeweils gleicher Ladeleistung zusammengefasst werden. Sofern Fahrzeuge mit unterschiedlicher Ladeleistung eingesetzt werden, müssen entsprechend mehrere Speicher definiert und deren Einsatz optimiert werden.

In Tabelle 3.4 sind die bei der Ladesteuerung von Elektrostraßenfahrzeugen verwendeten Funktionen und Bedingungen aufgelistet.

Tabelle (3.4) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen bei der Ladesteuerung von Elektrostraßenfahrzeugen

Zielfunktion	
(A.143)	Maximum der Erlöse (Einsparung im Vergleich zu ungesteuertem Betrieb)
Nebenbedingungen	
(A.146)	Begrenzung positive Regelleistung (Ladestop)
(A.147)	Begrenzung negative Regelleistung: Leistung (zusätzliches Laden)
(A.148)	Begrenzung negative Regelleistung: Energiemenge
(A.149)	Zähler der Fahrzeuge in einem Ladezustand

(A.150),(A.151)	Zähler der Fahrzeuge in einem Ladezustand inklusive RGL
(A.152)-(A.156)	Zusammenfassung aller Zustands-Variablen
(A.157)	Bilanz der kumulierten Ladeleistung: Speicherinhalt
(A.158)-(A.159)	Begrenzung des Speicherinhalts
(A.160)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL
(A.163)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR
(A.164)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung
(A.166)-(A.169)	Anfangsbedingungen für Ladezustandsmodell festsetzen
(A.174)-(A.178)	Anfangsbedingungen für RGL festsetzen
(A.170)-(A.173)	Werte höhere Ladezustände null setzen

Die zu maximierende Zielfunktion der Ladesteuerung enthält zum einen die Erlöse. Diese bestehen aus der Einsparung durch Verschieben eines Ladevorgangs aus einer teuren Stunde sowie den Einnahmen durch Vermarktung von Regelleistung. Dem gegenüber stehen die Kosten für das gesteuerte Laden (siehe Gl. (A.143)).

Das Zustandsmodell zur Erfassung der Ladezustände aller Autos wird durch Gleichung (A.149) definiert. Die Gleichung wird am Beispiel des Ladezustands 4 erläutert. Die Anzahl der Fahrzeuge, die in einer Stunde für noch vier weitere Stunden geladen werden muss (Ladezustand 4), errechnet sich prinzipiell aus den Fahrzeugen im Ladezustand 4 der vergangenen Stunde. Reduziert wird diese Zahl durch Ladevorgänge von Autos dieses Ladezustands in dieser Stunde. Zusätzlich befinden sich Autos, die in der Vorstunde geladen wurden und zuvor noch 5 weitere Stunden geladen werden mussten (Ladezustand 5), ab der aktuellen Stunde ebenfalls in dem Ladezustand 4. Darüber hinaus wird der Ladezustandszähler durch die neu ankommenden Autos in diesem Ladezustand erhöht. Diese sind in der Park&Ladebedarfs-Matrix zusammengefasst. Der Ladezustand 0 erfasst die Autos, die vollständig geladen wurden. Autos müssen jeweils am Ende ihres Parkzeitraums, oder alternativ ihres tolerierten Ladezeitraums, vollständig geladen worden sein. In der Park- und Ladebedarfs-Matrix sind die Enden der Parkzeiten als negative Werte des Ladezustands 0 vermerkt. Die Optimierung muss somit sicherstellen, dass zu diesem Zeitpunkt die erforderliche Anzahl an Autos voll geladen ist. Das Zustandsmodell erfasst nicht jedes Auto einzeln. Sobald zwei Wagen zu einer Stunde in selben Ladezustand sind, ist es nicht mehr möglich diese eindeutig zu identifizieren. Die Information, welches Auto zu welchem Zeitpunkt abfährt ist in der Matrix nicht exakt erfasst. Daher wird zusätzlich die kumulierte Ladeleistung aller Autos bilanziert und mit den bis zu einem Zeitpunkt notwendigen Ladevorgängen begrenzt (siehe Gln. (A.157)-(A.159)).

Die Ladevorgänge aller Ladezustände einer Stunde werden zur Ladeleistung dieser Stunde aufsummiert (siehe Gl. (A.152)). Diese Variable wird in der Zielfunktion mit

dem Day-Ahead-Preis multipliziert und optimiert.

Analog zur Laststeuerung in privaten Haushalten wird das Zustandsmodell parallel für drei Fälle bilanziert. Der erste ist der oben beschriebene Fall des Ladens durch Strombezug am Day-Ahead-Markt. Zusätzlich wird auch der Ladezustand unter Berücksichtigung der angebotenen positiven Regelleistung im Extremfall eines kompletten Abrufs bilanziert (siehe Gl. (A.150)). Als Beispiel wird erneut der Ladezustand 4 verwendet. Die Anzahl der sich im Ladezustand 4 befindlichen Autos wird prinzipiell bilanziert wie im Fall der reinen Day-Ahead-Optimierung. Positive Regelleistung kann dadurch angeboten werden, dass am Day-Ahead-Markt eingekauft Ladevorgänge nicht durchgeführt werden und der Minderverbrauch im System bilanziell als positive Energie wirkt. Der Ladezustandszähler einer Stunde wird daher zusätzlich um die mit Autos dieses Ladezustands in dieser Stunde angebotene positive Regelleistung erhöht. Das Vorzeichen ist positiv, da ein Ladestop dem Laden entgegen gerichtet ist. Der Zähler bleibt somit konstant bei gleichzeitigem Laden und Anbieten von positiver Regelleistung. Gleichzeitig muss auch der Einfluss des Anbietens von Regelleistung durch Autos des betrachteten Ladezustands auf die anderen Ladezustände berücksichtigt werden. Die Autos, die durch das Unterbrechen des Ladens im Ladezustand 4 verbleiben, dürfen nicht in der nächsten Stunde dem Ladezustand 3 zugerechnet werden. Daher wird auch der Ladezustand 4 durch das Anbieten von positiver Regelleistung durch Autos im Ladezustand 5 in der Vorstunde reduziert. Sollte die gesamte Ladeleistung des Ladezustands 5 der Vorstunde auch als Regelleistung angeboten worden sein, gleicht der Term genau die Erhöhung des Zählers durch die Ladeleistung der Vorstunde des Ladezustands 5 aus. Bei Laststeuerung ist wie bereits beschrieben bei Anbieten von Regelleistung stets ein Ausgleich beispielsweise am Intraday-Markt notwendig. Die wegen eines Abrufs von positiver Regelleistung in einer Stunde nicht geladenen Autos müssen später geladen werden. Die dafür benötigte Energiemenge wurde jedoch am Vortag nicht am Day-Ahead-Markt eingekauft. Für den Ausgleich am Intraday-Markt wird wie bei der Laststeuerung in Haushalten angenommen, dass dieser bis mindestens vier Stunden nach Abruf getätigt werden darf. Trotzdem müssen alle Fahrzeuge rechtzeitig geladen worden sein. In der Bilanz der Ladezustände werden die positiven Abrufe daher vier Stunden nach Anbieten mit eingerechnet. Der Zustandszähler für den Ladezustand 4 reduziert sich also in der aktuellen Stunde um die Menge der mit Autos des Ladezustands 4 vor vier Stunden angebotene Menge an positiver Regelleistung. Die vor vier Stunden nicht geladenen Autos werden also in der aktuellen Stunden mit Energie aus dem Intraday-Markt geladen. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass auch neue Autos im aktuellen Ladezustand durch einen Intraday-Ausgleich von Fahrzeugen im Ladezustand 5 der Vorstunde auftreten.

Die durch alle Ladezustände in einer Stunde angebotene positive Regelleistung wird je nach Regelleistungsart aufsummiert (siehe Gln. (A.153) und (A.155)). Die so ermittelte Sekundärregelleistung wird in der Zielfunktion mit dem Preis für Sekundärregelleistung

multipliziert. Analog werden die Variablen für Minutenreserve zusammengefasst und berücksichtigt. Die insgesamt in einer Stunde durch einen Ladestop anzubietende positive Regelleistung wird durch die Ladeleistung in der Stunde begrenzt (siehe Gl. (A.146)).

Das Anbieten von negativer Regelleistung wird prinzipiell wie das der positiven Regelleistung modelliert, jedoch mit umgekehrten Vorzeichen (siehe Gl. (A.151)). Negative Regelleistung kann durch das Laden von Fahrzeugen über die am Day-Ahead-Markt eingekaufte Energiemenge hinaus bereitgestellt werden. Ein Anbieten von negativer Regelleistung mit Fahrzeugen in einem Ladezustand in einer Stunde reduziert somit in der Bilanz die Fahrzeuge in diesem Ladezustand. Fahrzeuge, mit denen in der Vorstunde im Ladezustand 5 negative Regelleistung angeboten wurde, erhöhen den Zähler des Ladezustands 5 in der aktuellen Stunde. Der Intraday-Ausgleich wird durchgeführt, in dem Fahrzeuge des gleichen Ladezustands vier Stunden später nicht geladen werden. Dies stellt eine Einschränkung der Angebote dar, da der Intraday-Ausgleich eigentlich nicht nur durch Autos desselben Ladezustands durchgeführt werden kann. Die negative Regelleistung in einer Stunde muss zusammen mit dem Laden nach Day-Ahead-Markt die Maximalleistung der in dieser Stunde zur Verfügung stehenden Fahrzeuge berücksichtigen (siehe Gl. (A.147)). Die an einem Tag maximal anzubietende negative Regelleistung wird zusätzlich dahingehend begrenzt, dass jedes Fahrzeug maximal einmal als Regelleistung angeboten werden darf (siehe Gl. (A.148)).

Die Gleichungen des Zustandsmodells für einzelne Ladezustände enthalten jeweils Verweise auf höhere Ladezustände und vorhergehende Zeitschritte. Für die außerhalb des aktuellen Optimierungszeitraums liegenden Zeitpunkte müssen die Werte vorhergehender Optimierungen übernommen werden (siehe Gln. (A.166)-(A.169) sowie Gln. (A.174)-(A.178)). Nicht auftretende höhere Ladezustände müssen darüber hinaus zu null gesetzt werden (siehe Gln. (A.170)-(A.173)).

Die Angebote für positive und negative Regelleistung müssen die Blockstruktur der Vermarktungszeiträume einhalten (siehe Gln. (A.160) bis (A.163)).

Durch das Lademanagement wird auch Sekundärregelleistung angeboten. Entsprechend wird das Lademanagement zunächst in einer Wochenplanung optimiert. In der anschließenden Tagesplanung wird die Menge der angebotenen Sekundärregelleistung fixiert. Mit welchen Fahrzeugen die Regelleistung bereitgestellt wird, bleibt der Optimierung jedoch frei gestellt (siehe Gln. (A.164) und (A.165)).

3.2.2.5 Laststeuerung in der Industrie

Bei der Einsatzplanung für Laststeuerung in der Industrie werden die in Tabelle 3.5 aufgelisteten Funktionen und Bedingungen verwendet. Diese werden im Anhang A.1 ausformuliert.

Tabelle (3.5) Übersicht der in der Einsatzplanung für Laststeuerung in der Industrie verwendeten Funktionen und Bedingungen

Zielfunktion	
(A.1)	Maximum der Deckungsbeiträge
Nebenbedingungen	
(A.4)	Bilanz Speicherinhalt
(A.7)	Extremfall maximaler Speicherinhalt
(A.6)	Extremfall minimaler Speicherinhalt
(A.9),(A.10)	Maximale und minimale Ladeleistung
(A.16),(A.15)	Maximale und minimale Entladeleistung
(A.11),(A.13), (A.17),(A.19), (A.21), (A.22)	Maximale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(A.12),(A.14), (A.18),(A.20)	Minimale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(A.23)-(A.34)	Einhaltung technischer Grenzen auch bei RGL-Abruf für jeweils eine RGL-Art (Laden/Entladen, pos./neg.)
(A.35)-(A.40)	Einhaltung technischer Grenzen durch Kombination aus Laden und Ladestop für beide RGL-Arten (Auch Entladen, pos./neg.)
(A.46)-(A.49)	Zusammenfassung der beiden RGL-Bereitstellungsarten
(A.41)-(A.45)	Gleichzeitiges Laden und Entladen ausschließen (Anlagen ohne hydraulischem Kurzschluss)
(A.58),(A.59)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL
(A.60),(A.61)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR
(A.50)-(A.57)	Einhaltung der RGL-Mindestgebotsgröße von 5 MW
(A.62)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung

Die Modellierung der Laststeuerung in der Industrie verwendet dieselben Gleichungen wie Pumpspeicher. Die betrachteten Anlagen sind jedoch nicht in der Lage, Sekundär-

regelleistung bereit zu stellen. Für die Speichereinsatzplanung wurde ein objektorientierter Aufbau umgesetzt. Dies ermöglicht es, dieselben Programmmodule (Methods) an mehreren Stellen zu verwenden. Um die Vermarktung von Sekundärregelleistung auszuschließen, wird diese in der Tagesplanung auf null gesetzt. Dies erfolgt durch die Funktion, die bei Pumpspeicher die Angebote aus der Wochenplanung fixiert (siehe Gln. (A.62) und (A.63)). Da für Laststeuerung in der Industrie keine Wochenplanung durchgeführt wird, sind diese fixierten Werte null.

Die Industrieprozesse können negative Regelleistung durch eine Erhöhung der Produktion anbieten. Positive Regelleistung kann durch das Unterbrechen eines geplanten Produktionsvorgangs bereitgestellt werden. Anlagen, die nicht schnell hochfahren können, sind nicht in der Lage negative Minutenreserve anzubieten. Für diese wird die Maximal- und Minimalleistung der negativen Minutenreserve auf null gesetzt (siehe Gln. (A.64) und (A.65)).

Die Produktionsverpflichtungen auf Grund des Bedarfs nachfolgender Prozesse werden über die Entnahme aus dem Speicher modelliert. Der Speicher stellt in diesem Fall den Lagerort des produzierten Industrieguts dar. Die Entnahmen sind als Vektoren hinterlegt, in denen sowohl wöchentliche als auch saisonale Periodizität der Entnahme abgebildet werden können. Diese fixierten Entnahmen aus dem Speicher werden in der Zielfunktion nicht vergütet. Die Einsatzplanung optimiert den Strombezug aus Day-Ahead-Markt und Regelleistung der Industrieanlagen. Nachfolgende Prozesse oder die Vermarktung des Industrieguts bleiben unbeeinflusst und werden nicht abgebildet oder vergütet.

Die Industrieanlagen sind reine Stromverbraucher und nicht in der Lage Strom zu erzeugen. Entsprechend wird die maximale Entladeleistung der Anlagen auf null gesetzt.

3.2.2.6 Wasserstoffelektrolyse

Folgende Funktionen und Bedingungen werden in der Einsatzplanung der Wasserstoffelektrolyse verwendet:

Tabelle (3.6) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung der Wasserstoffelektrolyse

Zielfunktion	
(A.179)	Maximum der Deckungsbeiträge
Nebenbedingungen	
(A.182)	Bilanz Speicherinhalt mit Gasentnahme
(A.197)	Extremfall maximaler Speicherinhalt
(A.196)	Extremfall minimaler Speicherinhalt
(A.185),(A.186)	Maximale und minimale Ladeleistung
(A.192),(A.193),(A.194)	Kein Entladen
(A.187),(A.189),(A.191)	Maximale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(A.188),(A.190)	Minimale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen
(A.199)-(A.210)	Einhaltung technischer Grenzen auch bei RGL-Abruf für jeweils eine RGL-Art (Laden pos./neg.)
(A.212)-(A.216)	Einhaltung technischer Grenzen durch Kombination aus Laden und Ladestop für beide RGL-Arten (Laden pos./neg.)
(A.217)-(A.220)	Zusammenfassung der beiden RGL-Bereitstellungsarten
(A.229),(A.230)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL
(A.231),(A.232)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR
(A.221)-(A.228)	Einhaltung der RGL-Mindestgebotsgröße von 5 MW

Die Einsatzplanung der Wasserstoffelektrolyse verwendet zum Großteil dieselben Gleichungen wie die der Pumpspeicher. Die Zielfunktion wird jedoch um einen Term für den Verkauf des produzierten Gases erweitert (siehe Gl. (A.179)). Die Variable des Gasverkaufs (Entnahme aus dem Gasspeicher) wird dazu mit dem Gaspreis multipliziert.

Die Gasentnahme wird entsprechend auch in der Gleichung zur Bilanz des Speicherinhalts des Gasspeichers ergänzt (siehe Gl. (A.182)). Die Produktion von Gas entspricht dem Laden des Speichers. Dieses berechnet sich aus der elektrischen Ladeleistung, also der Summe aus Strombezug von Day-Ahead-Markt und Regelleistung, multipliziert mit dem Ladewirkungsgrad. Der Ladewirkungsgrad entspricht somit dem Wirkungsgrad der Gasproduktion. Die Entnahme des Gases weist dagegen einen Wirkungsgrad von 100 Prozent auf. Die Entladeleistung der Anlage wird zu null gesetzt, da eine

Rückverstromung nicht vorgesehen ist.

Im Vergleich zum Pumpspeicher zusätzliche Gleichungen dienen der Begrenzung der zusätzlichen Variable für die Gasentnahme (siehe Gln. (A.183) und (A.184)). Durch eine gleich bleibende Begrenzung der Entnahme kann zum einen die Kapazität der abtransportierenden Leitung berücksichtigt werden. Sofern eine Verpflichtung zur Produktion für Folgeprozesse besteht, kann diese über einen Vektor mit Werten zur Mindestentnahme und somit Mindestproduktion realisiert werden.

Die folgenden Aspekte entsprechen dem Ansatz für Pumpspeicher und werden hier nur kurz zusammengefasst. Auch bei der Einsatzplanung der Wasserstoffelektrolyse wird durch Extremfallbetrachtungen des Speicherinhalts sichergestellt, dass der Speicher zumindest für 4 Stunden einen kompletten Abruf der Regelleistung bedienen kann. Es muss also immer ausreichend Speicherkapazität zur Aufnahme einer zusätzlichen Produktion bei Abruf von negativer Regelleistung zurückgehalten werden. In der Regel entscheidet der Solver über den Zeitpunkt eines Gasverkaufs. Bei einem vorgegebenen Zeitplan für die Entnahme des Gases muss umgekehrt auch immer ein ausreichend hoher Speicherfüllstand berücksichtigt werden, um im Fall eines kompletten Abrufs von positiver Regelleistung und entsprechender Minderproduktion die gesetzte Gasentnahme zu bedienen (siehe Gln. (A.197) und (A.196)).

Die Wasserstoffelektrolyse kann sowohl Minutenreserve als auch Sekundärregelleistung anbieten. Entsprechend wird die Einsatzplanung sowohl für eine Woche für Sekundärregelleistung als auch für einen Tag für Day-Ahead-Markt und Minutenreserve durchgeführt. Die Sekundärregelleistung wird in der Tagesplanung entsprechend der Wochenplanung fixiert (siehe Gln. (A.233) und (A.234)). Für die Regelleistung werden Mindestgebotsgröße und Blockstruktur der Angebotszeiten eingehalten (siehe Gln. (A.229) bis (A.232)). Die Wasserstoffelektrolyse kann negative Regelleistung durch Laden anbieten (siehe Gln. (A.218) und (A.220)). Positive Regelleistung kann durch Unterbrechen eines geplanten Ladevorgangs bereitgestellt werden (siehe Gln. (A.217) und (A.219)).

Technische Restriktionen der Anlage werden berücksichtigt (siehe Gln. (A.185) bis (A.191)). Dies wird auch für den Fall eines Abrufs der Regelleistung sichergestellt (siehe Gln. (A.212) bis (A.216)).

3.2.3 Bilanzierung des Regelleistungsabrufs und resultierender Intraday-Ausgleich

Nach der Einsatzplanung am Vortag wird der tatsächliche Speicherinhalt bilanziert. Dafür werden zunächst die, exogen als Stunden scharfe Lastgänge vorgegebenen, Abrufe von Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf die bezuschlagten Kraftwerke und Speicher aufgeteilt. Da im Modell vereinfachend von einem Markträumungspreis für Regelleistung ausgegangen wird, werden die Anlagen dabei nach Zufall unter allen bezuschlagten Anlagen ausgewählt. Die Abrufe der Regelleistung werden im Speicherinhalt berücksichtigt.

Eine Schleife durchläuft anschließend für jeden Speicher die Stunden des Tages. Ausgehend von dem aktuellen Speicherinhalt wird der in vier Stunden maximal mögliche Speicherinhalt, der sich bei Abruf der gesamten angebotenen negativen Regelleistung sowie der geplanten Day-Ahead-Aktivitäten einstellen kann, errechnet. Sofern dieser maximal mögliche Speicherinhalt die technische Grenze des Speicherinhalts überschreitet, versucht der Speicher den Überfluss am Intraday-Markt auszugleichen. Dafür wird überprüft, ob in der aktuellen Stunde genügend nicht genutzte Entladeleistung verfügbar ist. Der in der aktuellen Stunde auf Grund von Leistungsrestriktionen nicht am Intraday-Markt veräußerbare Überschuss, wird in den darauf folgende Stunden abgegeben. Analog zur Bilanzierung eines im Extremfall möglichen Überschusses wird auch ein eventueller Mangel bei komplettem Abruf der positiven Regelleistung bilanziert. Diesem Mangel wird in analoger Weise durch Zukaufen am Intraday-Markt entgegen gewirkt.

In Abbildung 3.13 ist eine beispielhafte Einsatzplanung dargestellt. Im oberen Teil des Diagramms wird der sich nach Abruf von Regelleistung einstellende Speicherinhalt als graue Fläche abgebildet. Zusätzlich werden die Extremfälle des Speicherinhalts für einen kompletten Abruf für die jeweils vier nächsten Stunden als rote Linien dargestellt. Sofern der Speicherinhalt in einer Extremfallbetrachtung die zulässigen Grenzen des Speicherinhalts überschreitet, wird die entsprechende Ausgleichshandlung durchgeführt. Die Abrufe der Regelleistung dieser Anlage sind als schwarze Balken abgebildet. In diesem Beispiel wird in den Stunden 33 bis 35 die komplette negative Regelleistung abgerufen. Die Extremfallbetrachtung ausgehend von Stunde 36 zeigt, dass die Speicherkapazität in Stunde 40 überschritten werden könnte, wenn weiterhin die komplette negative Regelleistung abgerufen wird. Entsprechend verkauft der Speicher vier Stunden vorher am Intraday-Markt. Dieser Ausgleichshandel ist als roter Balken dargestellt.

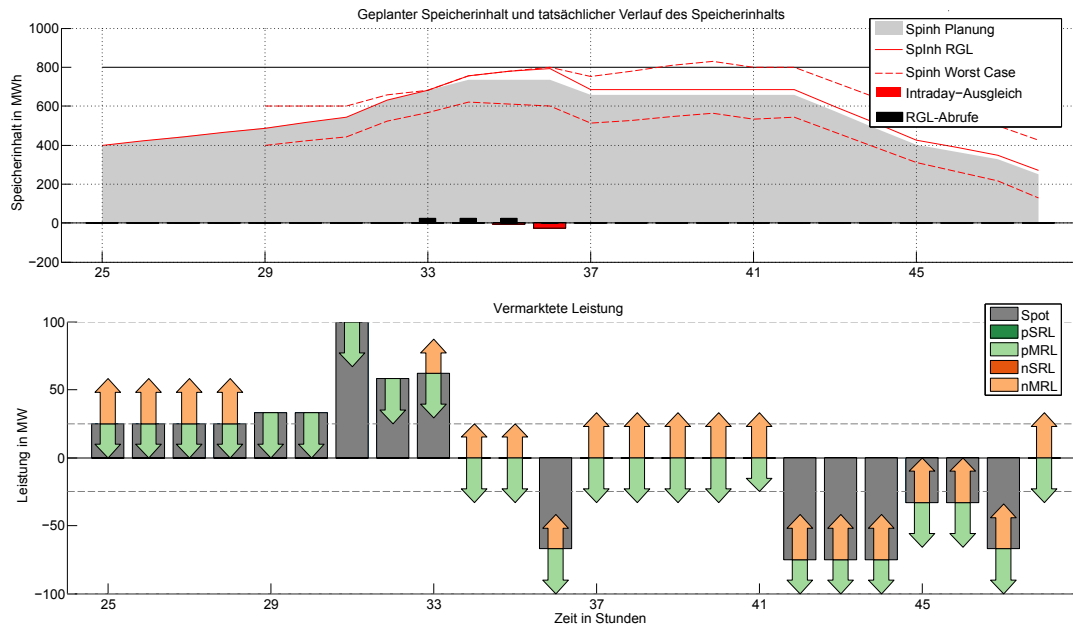


Abbildung (3.13) Beispielhafte Einsatzplanung für einen Tag und notwendiger Intraday-Handel nach Abruf der Regelleistung

Die notwendigen Aktivitäten am Intraday-Markt können finanziell bewertet werden. Dafür könne die im Modell ermittelten mittleren Intraday-Preise verwendet werden (siehe Kapitel 3.3.1.3).

Neben dem notwendigen Intraday-Ausgleich wird für alle Speicher zusätzlich auch die über den Day-Ahead- und Regelleistungseinsatz hinaus verbleibende Flexibilität für freiwilligen Intraday-Handel bilanziert. Dafür wird in jeder Stunde sowohl die verbleibende freie Leistung als auch die unter Berücksichtigung der Extremfälle für Regelleistung verbleibende verfügbare Speicherkapazität bzw. der verfügbare Speicherinhalt berechnet. Es wird unter Berücksichtigung dieser Restriktionen jeweils für zwei benachbarte Stunden die maximale Kombination aus Laden und Entladen ermittelt. Es kann dabei entweder zuerst geladen und in der folgenden Stunde entladen werden. Alternativ wird zuerst verkauft und in der folgenden Stunde dieselbe Menge wieder eingekauft. Die für die 12 Stunden Paare eines Tages größte Ausgleichshandelsmenge wird ermittelt. Diese mögliche zusätzliche Handelsmenge stellt die verbleibende Flexibilität des Speichers für kurzfristigen Intraday-Handel dar und kann im Model mit einem für diesen Intraday-Handel erwarteten Gewinn finanziell bewertet werden.

3.3 Simulation des Marktumfelds

Im Folgenden werden die wichtigsten Einsatzgebiete erläutert, die bei der Einsatzplanung der Speicher zu berücksichtigen sind und daher im Bottom-up-Modell abgebildet werden. Die verschiedenen Märkte schließen zu verschiedenen Uhrzeiten wodurch sich ein Ablauf der Vermarktungsschritte für die Simulation ergibt. So wird Sekundärregelleistung beispielsweise für eine Woche ausgeschrieben. Die Minutenreserve dagegen wird täglich gehandelt, wobei der Markt für Minutenreserve vor dem ebenfalls täglichen Spotmarkt schließt. In Abbildung 3.14 ist dazu eine schematische Übersicht des aktuellen zeitlichen Ablaufs von Vermarktungs- und Einsatzplanungsschritten dargestellt.

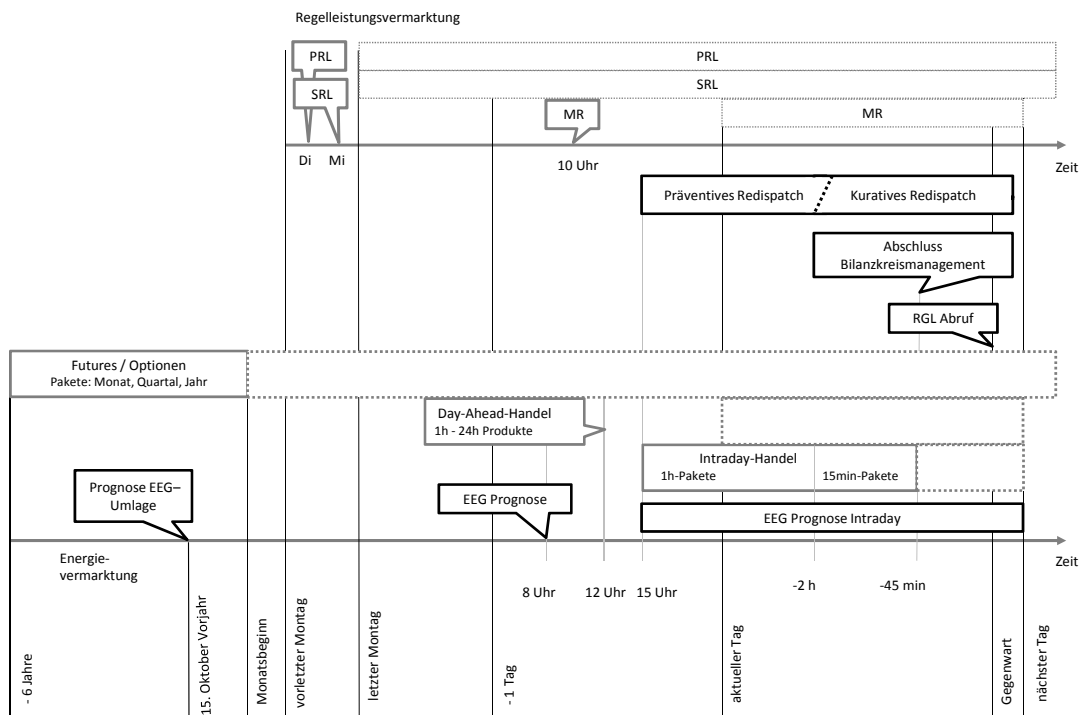


Abbildung (3.14) Übersicht des zeitlichen Ablaufs von Vermarktungs- und Einsatzplanungsschritten

3.3.1 Modellierung des Energiemarkts für Strom

Im Folgenden wird der aktuelle Handelsmechanismus für Strom dargestellt und die Umsetzung im Modell erläutert.

3.3.1.1 Grundlagen des Marktes

Der Handel von Strom kann in langfristige und kurzfristige Geschäfte unterteilt werden. Der kurzfristige Handel wird als Spotmarkt bezeichnet. Geschäfte am Vortag werden dabei am Day-Ahead-Markt getätigt. Für untertägigen Handel steht ein Intraday-Markt zur Verfügung. Der langfristige Stromhandel wird am Terminmarkt getätigt.

Nur ein Teil des prognostizierbaren Stromverbrauchs und der Erzeugung wird über den zentralen Day-Ahead-Markt gehandelt. Zur Risikoabsicherung gegen Strompreisschwankungen aber auch steigende Preise für Brennstoffe kaufen und verkaufen Marktakteure langfristig im Termingeschäft Futures und Optionen für ihre Erzeugung oder ihren Bedarf. Futures sind unbedingte Termingeschäfte, d. h. sowohl der Käufer als auch der Verkäufer sind zur Ausführung verpflichtet. Verschiedene Arten von Futures unterscheiden sich dadurch, ob bei Durchführung der Transaktion lediglich ein Barausgleich zwischen den Handelspartnern stattfindet oder der Stromhandel physikalisch erfüllt wird. Optionen auf Futures sind dagegen ein bedingtes Termingeschäft, bei dem der Käufer das Wahlrecht über eine Durchführung der Transaktion besitzt. Sofern die aktuelle Preisentwicklung für den Käufer vorteilhaft ist, übt er die Option aus und kauft (Kaufoption, Call) beziehungsweise verkauft (Verkaufsoption, Put) zum festgelegten Ausübungspreis. Der Verkäufer der Option erhält als Gegenleistung den vom Optionskäufer bezahlten Optionspreis. Futures werden an der EEX für Zeiträume von Wochen, Monaten, Quartalen und Jahren angeboten, Optionen hingegen nur für Monate, Quartale und Jahre. Zusätzlich zum Handel am Terminmarkt werden auch OTC (Over the Counter), also direkt zwischen zwei Handelspartnern Termingeschäfte abgeschlossen. Die einem Future entsprechenden unbedingten Termingeschäfte werden hier als Forward bezeichnet. Dem Vorteil der individualisierbaren Ausgestaltung der im OTC nicht standardisierten Kontrakte stehen als Nachteile unter anderem die geringere Handelsmenge und fehlende Absicherung durch ein Clearing House entgegen.

Die Spotmärkte für Strom werden für Frankreich, Deutschland, Österreich und die Schweiz aktuell durch die European Power Exchange (EPEX SPOT SE), eine gemeinsame Tochter der EEX und der französischen Powernext SA, betrieben. EPEX SPOT bietet einen Day-Ahead-Handel und einen Intraday-Handel an. Im Day-Ahead-Handel kann an 365 Tagen im Jahr jeweils in einer Auktion um 15 Uhr für die 24 Stunden des folgenden Tages geboten werden. Es können Verkaufs- und Kaufangebote mit den Preisgrenzen von ± 3.000 €/MWh sowohl für einzelne Stunden, Stundenblöcke oder Bänder (Base, Peak) abgegeben werden. Ein Gebot besteht dabei immer aus einer Dauer, einem Zeitpunkt, einer Leistung (mindesten 0,1 MW) und einem Preis. Durch Auftragen der nach Preis geordneten Verkaufsgebote und Kaufgebote über der Energiemenge können aggregierten Angebots- und Nachfragekurven gebildet werden. Der Schnittpunkt der beiden Kurven, also die Energiemenge des Verkaufsangebots

mit dem höchsten Preis, für den noch ein Kaufangebot vorliegt, stellt den sogenannten Markträumungspreis dar. Dieser Markträumungspreis gilt für alle Verkaufs- und Kaufangebote, die einen Zuschlag erhalten haben. Neben dem Spothandel über die Epex Spot werden zusätzlich direkt (OTC) und somit nicht durch ein Clearing House abgesicherte Geschäfte zwischen 2 Handelspartnern abgeschlossen.

Die Auktion zum Day-Ahead-Handel endet an der Epex-Spot um 15 Uhr am Vortag. Anschließend setzt der Intraday-Handel ein, der insbesondere dazu dient, Mehr- oder Minderbedarfe oder Überschüsse gemäß der verbesserten Prognose für Verbrauch und erneuerbare Einspeisungen zu vermarkten und auszugleichen. Der Mechanismus für den Intraday-Handel an der EPEX-Spot ist der eines sogenannten kontinuierlichen Handels. Dieser wird an sieben Tagen in der Woche und 24 Stunden am Tag, einschließlich gesetzlicher Feiertage durchgeführt. Für den folgenden Tag startet der Handel immer um 15 Uhr. Bis zu 45 Minuten vor der Erfüllung können Stunden-Kontrakte, mit 2 Stunden Vorlauf zum referierten Zeitpunkt sogar 15-Minuten-Kontrakte gehandelt werden. Aufträge im Intraday-Handel müssen immer eine Menge sowie einen Preis (Höchstpreis für Kauf oder Mindestpreis für Verkauf) enthalten und werden im sogenannten Auftragsbuch vermerkt und ständig auf Ausführbarkeit überprüft. Zwei gegeneinander ausführbare Aufträge werden sofort zu einem Geschäft zusammengeführt. Bei konkurrierenden Aufträgen im Auftragsbuch entscheidet der Zeitpunkt des Eintrags (Preis-Zeit-Priorität). Bei einem kontinuierlichen Handel bildet sich somit kein einheitlicher Markträumungspreis, mit dem alle Kontrakte vergütet werden. Für eine einzelne Stunde können sich je nach Handelszeitpunkt unterschiedliche Preise bilden. Der minimale Preis, der maximale Preis sowie der gewichtete Mittelwert werden für alle Stunden veröffentlicht. Ende 2014 wurde im Intraday-Handel zusätzlich zum kontinuierlichen Handel eine Viertelstunden-Auktion eingeführt, bei der jede Viertelstunde des folgenden Tages gehandelt werden kann. Diese Auktion konnte in dieser Arbeit nicht mehr berücksichtigt werden. Der Intraday-Handel kann von Speichern auch verwendet werden, um Regelleistungsabrufe auszugleichen. Insbesondere bei Regelleistungsvermarktung mit Lastverschiebungen muss bei einem Abruf immer ein Intraday-Ausgleich vorgenommen werden

3.3.1.2 Ableitung des Strompreises aus Grenzkosten der Lastdeckung

Das Ergebnis einer Kraftwerkseinsatzplanung ist ein Gesamtoptimum der Lastdeckung. Es kommen somit, soweit technische Restriktionen dies zulassen, die günstigsten Kraftwerke zum Einsatz. Dies ist aber auch Ziel eines Strommarktes. Nach der Markttheorie sollte sich, sofern sich alle Marktteilnehmer rational verhalten und über die notwendige Informationsbasis verfügen, somit derselbe Anlageneinsatz ergeben wie bei einer Optimierung des Anlageneinsatzes. Dieser Annahme entgegen stehen in der Realität

unter anderem Einflüsse auf den Anlageneinsatz, die auf Grund von Marktmacht und Portfoliomanagement bestehen können. Dennoch wird beispielsweise in der „Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel“ durch das Bundeskartellamt eine Ermittlung der Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes verwendet, um den Einfluss der Marktmacht der vier großen Stromerzeuger auf den Strompreis zu untersuchen (3). Der Umsetzung in dieser Arbeit liegt daher die Annahme zu Grunde, dass durch einen Solver der Anlageneinsatz ermittelt wird, der sich auch bei einer Vermarktung durch Termin- und Day-Ahead-Spotmarkt ergeben sollte. Aus diesem Anlageneinsatz werden Preisverläufe für die Bewertung des Anlageneinsatzes abgeleitet.

Die Preisverläufe des Day-Ahead-Marktes werden aus der Lastdeckung mittels Kraftwerkseinsatzplanung abgeleitet. Die im Day-Ahead-Markt täglich gehandelte Strommenge entspricht jedoch nicht der zu deckenden Last. Nur ein Anteil des Stromverbrauchs und der Erzeugung wird direkt an der Day-Ahead-Börse gehandelt, ein Großteil der Erzeugung und Beschaffung wird über den Terminmarkt abgewickelt. Die heutige Handelsmenge am Terminmarkt übertrifft den tatsächlichen Stromverbrauch bereits deutlich. Dies resultiert daraus, dass, neben den Termingeschäften zur langfristigen Absicherung von Verkäufern gegen fallende und Käufern gegen steigende Marktpreise, auch Spekulationsgeschäfte und Geschäfte zur Nutzung der Preisunterschiede zu außerbörslichen Kontrakten (Arbitrage) getätigt werden. Zusätzlich existiert der außerbörsliche Handel, ebenfalls in den Ausprägungen Spot- und Terminmarkt. Der Terminpreis spiegelt die Erwartung der Marktteilnehmer an den Day-Ahead-Preis und somit die Grenzkosten der Erzeugung für normale Bedingungen (Temperaturen, Wind, Verfügbarkeiten und Brennstoffkosten etc.) wider (17). Zusätzlich fließen in den Terminpreis Zuschläge für die historische Überhöhung der Day-Ahead-Preise über die tatsächlichen Grenzkosten sowie für Risiken aus der Abweichung zu den Normalbedingungen ein. Im Markt sollte sich prinzipiell ein Gleichgewicht einstellen, bei dem der Preisunterschied zwischen Spotmarkt und Future hauptsächlich durch die Transaktionskosten bestimmt wird. Da die Vermarktungsschritte Spot und Future zur gleichen Zeit physikalisch erfüllt werden, ist finanzielle Arbitrage auch ohne physikalische Speicherung möglich. Für alle Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dient der Spotmarkt als direkter oder indirekter Referenzpreis, an dem das Kauf- und Verkaufsverhalten ausgerichtet wird. Bei der Umsetzung in dieser Arbeit wird daher angenommen, dass die Preise sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt prinzipiell durch die Kosten der Lastdeckung bestimmt werden.

Zur Ermittlung der Day-Ahead-Preisverläufe wird eine Kraftwerkseinsatzplanung zur Lastdeckung der Stromverbrauchslast von Deutschland und Österreich sowie der benachbarten Länder verwendet. Für den Day-Ahead-Preis wird dabei angenommen, dass dieser den Grenzkosten des teuersten für die Lastdeckung benötigten Erzeugers entspricht. Diese entsprechen den marginalen Kosten des Lastdeckungsproblems (18). Diese Kosten lassen sich bei einfachen Problemen aus den variablen Erzeugungskosten

des günstigsten Kraftwerks in Teillast ermitteln. Teurere Anlagen als diese müssen aus anderen Gründen wie beispielsweise Mindeststillstandszeiten in Betrieb sein. Diese einfache Ableitung ist jedoch nicht möglich, wenn verschiedene Netzregionen abgebildet werden und Anlagen anderer Regionen, begrenzt durch die Netze, an der Lastdeckung der betrachteten Region teilnehmen. Die marginalen Kosten der Lastdeckung in einer Stunde können auch mit Hilfe des Solvers aus der Differenz zwischen den Gesamtkosten der Deckung der unmodifizierten Last für den gesamten Optimierungszeitraum sowie den Gesamtkosten der um eine Einheit reduzierten Last für den gesamten Optimierungszeitraum errechnet werden. Für mehrere Stunden muss bei diesem Vorgehen somit einmal die unmodifizierte Lastdeckung simuliert werden. Anschließend ist für jede einzelne Stunde eine erneute Simulation mit modifizierter Last notwendig.

Bei einem linearen Problem ist es ein effizienterer Weg, die duale Lösung der Lastdeckung zu verwenden. Die duale Lösung oder auch Schattenpreis eines linearen Problems entspricht ebenfalls dem Ergebnis, dass sich bei einer linearen Optimierung mit einer um eine Einheit reduzierten Nebenbedingung ergibt (19). Auf das Lastdeckungsproblem übertragen zeigt die duale Lösung der Nebenbedingung Lastdeckung somit, welche Kosten durch die letzte zu deckende Megawattstunde entstehen. Somit kann der Wert als Grenzkosten (marginale Kosten) der teuersten Erzeugungseinheit interpretiert werden. Die duale Lösung wird bei dem in Cplex verwendeten Dualen Simplex-Lösungsverfahren direkt mit berechnet. Einem (primalen) linearen Problem kann durch Umformen der Matrizen immer ein duales Problem zugeordnet werden (20). Duale Lösungen liefern dabei untere Schranken für den Zielfunktionswert des primalen Problems. Insbesondere bei linearen Problemen mit vielen Nebenbedingungen aber dünn besetzten Matrizen ist das duale Problem einfacher zu lösen als das primale. Daher werden beim Dualen Simplex-Verfahren primale und duale Simplexschritte abwechselnd eingesetzt. Somit wird der Day-Ahead-Preis bei einem linearen Problem direkt bei einem Solveraufruf zur Lastdeckung ermittelt.

Die Kraftwerkseinsatzplanung wird in dieser Arbeit jedoch als gemischt-ganzzahliges lineares Problem (gglp, englisch milp: mixed integer linear program) formuliert. Dabei werden die ganzzahlige Variablen verwendet, um den Betriebszustand eines Kraftwerks als an oder aus zu bestimmen. Diese Variablen können bei der Formulierung von Nebenbedingungen zu Mindeststillstandszeit, Mindestlaufzeit, Anfahrtkosten und minimaler Leistung der Anlagen verwendet werden. Die minimale Leistung wird insbesondere benötigt, um die Vorhaltung der Regelleistung der Kraftwerke abbilden zu können. Bei Formulierung der Lastdeckungsaufgabe als gemischt-ganzzahliges Problem wird die duale Lösung durch Cplex nicht direkt berechnet. Durch eine Umformulierung in ein sogenanntes fixiertes gemischt-ganzzahliges Problem (fixed milp) kann jedoch auch ein gglp indirekt linear gelöst und somit eine duale Lösung errechnet werden. Dafür werden nach einer Lösung des gglp die ganzzahligen Variablen (Binaries) durch setzen der oberen und unteren Schranken auf die ermittelten optimalen Werte fixiert. Das

resultierende lineare Problem ohne ganzzahlige Variablen wird anschließend durch das duale Simplex-Verfahren gelöst. Das Ergebnis des fixierten Problems weicht nur im seltenen Fall, dass das Preis setzende marginale Kraftwerk genau in Minimallast betrieb wird, von dem nicht fixierten Problem ab. Diese seltenen Fälle können ignoriert werden.

Die Einsatzplanung verwendet einen Auszug der in (21) aufgeführten Nebenbedingungen. Es werden die in Tabelle 3.7 genannten Restriktionen und Parameter der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt:

Tabelle (3.7) Übersicht der verwendeten Formeln in der Kraftwerkseinsatzplanung zur Ableitung der Strompreise

Zielfunktion	
Minimum der Kosten	Minimierung der Betriebs- und Anfahrtkosten aller Anlagen
Nebenbedingungen	
Deckung der elektrischen Last	Lokale Lastdeckung der elektrischen Verbrauchslast in 18 deutschen und 7 österreichischen Netzregionen sowie benachbarten Ländern durch Kraftwerke, Speicher sowie Export und Import
Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz aus Wirkungsgrad mit linearisierter Wirkungsgradkennlinie
Anfahrten der Kraftwerke	Zur Ermittlung der Anfahrtkosten. Für die Bilanz werden Binaries verwendet
Lastbereich der Erzeugungsanlagen	Definition der Minimallast und Maximallast der Kraftwerke. Für die Minimallast werden Binaries verwendet. Bezuschlagte Angebote der Kraftwerke für Regelleistung verändern die Maximal- und Minimalleistung. Die Nebenbedingung wird auch verwendet, um Must-Run für Regelleistung zu gewährleisten.
Flexibilität der Anlagen	Definition der Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten der Anlagen
Speicherinhalt Ausland	Speicher außerhalb von BRD und AT werden vereinfacht abgebildet
Lastbereich und Kapazität der Speicher Ausland	Definition der Maximalleistung und Minimalleistung der ausländischen Speicher
Kapazität der Netze	Begrenzung der Kapazität der die Verbrauchsknoten verbindenden Netze
Fixierung Betrieb Must-Run-Anlagen	Fixierung des Betriebs Wärme geführter KWK-Anlagen

Bei der Simulation der Lastdeckung, die den Einsatz nach Termin- und Day-Ahead-Markt darstellen soll, nehmen alle Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit einer Leistung größer 50 MW teil. Deren Maximalleistung entspricht der installierten Leistung der Anlagen. Bei Kraftwerken, die positive Regelleistung anbieten, wird die im Day-

Ahead-Markt angebotene Leistung um die zurückgehaltene Leistung reduziert. Kleinere Anlagen werden je Netzregion zu einem oder mehreren Summenkraftwerken mit einer für den Energieträger üblichen Leistung zusammengefasst. Zwischen zwei benachbarten Knoten wird das die abgebildeten Länder und Netzregionen (Knoten) verbindende Netz jeweils zu einer Leitung zusammengefasst.

Die heute gültige Verordnung sieht vor, den prognostizierten Strom nach Erneuerbare-Energien-Gesetze (EEG) durch die Übertragungsnetzbetreiber an einer Börse am Vortag bzw. während des Tages in der Regel preisunabhängig vermarkten zu lassen. Entsprechend werden die Zonen scharf vorliegenden Lastgänge der erneuerbare Energien dem Solver als Erzeuger mit Grenzkosten von 0 Euro/MWh zur Verfügung gestellt. Es wird die Deckung der gesamten Verbrauchslast und nicht die Deckung der residualen Last optimiert, also der Verbrauchslast reduziert um die erneuerbare Erzeugung. Der Solver kann somit bei einer Lastüberdeckung die erneuerbare Energien abregeln, sofern dies beispielsweise auf Grund der Mindestlaufzeit von Grundlastkraftwerken oder Netzrestriktionen notwendig wird.

Deutschland ist in der Simulation in 18 Knoten eingeteilt, die der Aufteilung des Regionenmodells „Stromtransport 2013“ der Übertragungsnetzbetreiber entsprechen (22). Die Kraftwerke und Speicher sowie die Lastgänge von erneuerbarer Erzeugung und Stromverbrauch werden diesen Knoten zugeordnet. Die einzelnen Knoten sind durch Stromleitungen verbunden, denen ein maximaler Durchsatz sowie ggf. Verluste und Durchleitungskosten zugeordnet sind. Zur Abschätzung der grenzüberschreitenden Stromflüsse ist eine Energieträger scharfe Abbildung der europäischen Nachbarstaaten implementiert. Dabei wird Österreich detaillierter als sieben Knoten dargestellt. Die Stromlastgänge in allen abgebildeten Ländern können durch alle simulierten Kraftwerke gedeckt werden, eingeschränkt jedoch durch die begrenzte Kapazität der Grenzkopplstellen.

Die betrachteten funktionalen Stromspeicher werden in der Einsatzplanung ebenfalls berücksichtigt. Im Folgenden werden die verwendeten Gleichungen kurz erläutert. Für alle Speichertypen wird der Speicherinhalt bilanziert. Der Speicherinhalt des aktuellen Zeitschritts errechnet sich aus dem Speicherinhalt des vergangenen Zeitschritts sowie den Lade- und Entladevorgängen unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade (siehe Gl. (3.63)).

Bilanz des Speicherinhalts

$$\begin{aligned}
 Spinh(a,t) &= \eta_{\tau}(a) \cdot Spinh(a, t - 1) \\
 &+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a, t - 1) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a, t - 1) \\
 &- entn(a, t - 1) \quad \forall t \in [2, 3 \dots, T + 1]
 \end{aligned} \tag{3.63}$$

Der Entnahmevektor $\text{entn}(a, t)$ bildet bei Laststeuerung in der Industrie die Produktionsverpflichtungen der Anlage auf Grund von Folgeprozessen ab und wird extern vorgegeben. Bei der Wasserstoffelektrolyse entspricht die Entnahme der produzierten Gasmenge und kann durch den Solver bestimmt werden. Die produzierte Gasmenge wird in der Zielfunktion mit dem aktuellen Gaspreis gutgeschrieben. Der Speicherinhalt aller Zeitschritte wird durch die Kapazität des Speichers beschränkt (siehe Gl. (3.64)). Zusätzlich muss ein Startwert für den Speicherinhalt gesetzt werden.

Speicherkapazität

$$0 < \text{Spinh}(a, t) < \text{SpKap}(a) \quad (3.64)$$

Die Lade- und Entladeleistung der Speicher wird prinzipiell durch die technischen Grenzen der Anlagen beschränkt (siehe Gln. (3.65) und (3.66)).

Leistungsbereich der Speicher

$$L_{\text{Spot}}(a, t) \leq P_{\text{max}, L}(a) \quad (3.65)$$

$$E_{\text{Spot}}(a, t) \leq P_{\text{max}, E}(a) \quad (3.66)$$

Bei Lastverschiebungen in privaten Haushalten und Lademanagement für Elektromobilität wird die Ladeleistung zusätzlich durch eine Zeit variable maximale Ladeleistung beschränkt (siehe Gl. (3.67)). Diese maximale Ladeleistung wird bestimmt durch die parkenden Autos oder die zur Verfügung stehenden steuerbaren Prozesse (1).

Zeitabhängiger Leistungsbereich der Speicher

$$L_{\text{Spot}}(a, t) \leq P_{\text{max}, L}(a, t) \quad (3.67)$$

Der Speicherinhalt unterliegt bei Lastverschiebungen in privaten Haushalten und Lademanagement für Elektromobilität ebenfalls zusätzlichen Restriktionen. Aus den Basisdaten zur Park- und Fahrverhalten bei Elektromobilität sowie Nutzungsverhalten bei privaten Haushalten werden die bis zu einem Zeitpunkt minimal und maximal notwendigen Ladevorgänge bestimmt (1). Diese können als Grenzen für den Speicherinhalt verwendet werden (siehe Gln. (3.68) und (3.69)).

Zeitabhängiger maximaler und minimaler Speicherinhalt

$$Spinh(a,t) < maxSpinh(a,t) \quad (3.68)$$

$$Spinh(a,t) > minSpinh(a,t) \quad (3.69)$$

Die minimal und maximal notwendigen Ladevorgänge sowie die Zeit variable maximale Ladeleistung können die Grenzen der Lastverschiebung nur näherungsweise abbilden. So kann beispielsweise die Ladeleistung eines Fahrzeugs mehrmals verwendet werden, um die notwendigen Ladevorgänge zu erfüllen. Die Flexibilität von Lastverschiebungen in privaten Haushalten und Lademanagement für Elektromobilität wird in der integrierten Planung leicht überschätzt. In der separaten Planung der Lastverschiebungen werden die Grenzen der Flexibilität jedoch vollständig berücksichtigt (siehe Kapitel 3.2.2.3 und 3.2.2.4).

Die flexiblen Kraft-Wärme-Kopplung-Systeme werden in der Einsatzplanung für Deutschland für die 18 Netzregionen aggregiert simuliert. In Tabelle 3.8 sind die in der Einsatzplanung verwendeten Gleichungen zusammengefasst. Die Gleichungen zur Abbildung der technischen Restriktionen von KWK-Anlage, Nachheizung, Kessel und Wärmespeicher sind auch Teil der externen Speicheroptimierung. Sie werden in Anhang A.2 dargestellt und in Kapitel 3.2.2.2 erläutert.

Tabelle (3.8) Übersicht der in der Einsatzplanung verwendeten Nebenbedingungen zur Abbildung der flexiblen KWK-Systeme

Nebenbedingungen	
(A.69)	Thermische Lastdeckung
(A.70)-(A.75)	Leistungsbereich KWK
(A.76)	Brennstoffeinsatz KWK
(A.80)	Kraft-Wärme-Kopplung mit variabler Stromkennzahl
(A.83)	Mindeststillstandszeit der KWK-Anlage
(A.84)	Mindestlaufzeit der KWK-Anlage
(A.85)-(A.86)	Lastbereich Kessel
(A.87)	Brennstoffeinsatz Kessel - Linearisierter Wirkungsgrad
(A.88)-(A.89)	Lastbereich Wärme Nachheizung
(A.93)	Bilanz Speicherinhalt Wärmespeicher
(A.91)-(A.92)	Lastbereich Wärmespeicher

Die elektrischen Lade- und Entladeleistungen aller Speichertypen und Komponenten werden in der Nebenbedingung zur Lastdeckung berücksichtigt. Die Brennstoffkosten des KWK-Systems für Kessel, KWK-Anlage und Heizstab werden der Zielfunktion hinzugefügt. Einnahmen durch Gasproduktion der Wasserstoffelektrolyse werden in

der Zielfunktion mit dem Gaspreis bewertet gutgeschrieben.

Berücksichtigung der bezuschlagten Regelleistung der Anlagen

In der Einsatzplanung wird für die Anlagen die bezuschlagte Regelleistung berücksichtigt. Bei Kraftwerken wird dafür unterschieden zwischen schnellen Spitzenlastkraftwerken und langsameren Kraftwerken. Beide Typen reservieren bei bezuschlagter positiver Regelleistung einen Teil ihrer Leistung, können vom Solver also nur mit weniger als ihrer maximalen Leistung eingesetzt werden. Für die langsamen Kraftwerke wird angenommen, dass diese positive Regelleistung nicht aus dem Stillstand erbringen können. Daher wird für diese Kraftwerke zusätzlich festgesetzt, dass sie in Stunden mit bezuschlagter positiver Regelleistung in Betrieb sind.

Bei bezuschlagter negativer Regelleistung müssen die Kraftwerke mindestens mit dieser Leistung in Betrieb sein, um sie im Falle eines Abrufes zu reduzieren. Daher wird für beide Kraftwerksklassen festgelegt, dass sie in diesen Stunden fahren. Für Spitzenlastkraftwerke wird ein Betrieb mindestens in Mindestlast vorgeschrieben, so dass diese im Falle eines Abrufes ausgeschaltet werden. Den langsameren Kraftwerken wird bei Zuschlag vorgeschrieben, mindestens mit einer Leistung in der Höhe der Summe aus Mindestlast und dem Regelleistungsgebot zu fahren. Im Falle eines Abrufes reduzieren diese Kraftwerke ihre Leistung auf Mindestlast.

Um die bezuschlagte Regelleistung der Speicher in der Gesamtoptimierung der Speicher und Kraftwerke zu erfassen, werden einige Gleichungen der Einzeloptimierung übernommen. So wird die oben beschriebene Bilanz des Speicherinhalts, die im Solver festzulegende Lade- und Entladevorgänge berücksichtigt, ebenfalls um die Regelleistung ergänzt. Die Bilanz entspricht somit Gleichung (3.4) der separaten Speichereinsatzoptimierung und berücksichtigt die Regelleistung mit dem erwarteten Abruf. Auf der Basis dieses erwarteten Speicherinhalts werden analog der maximale und minimale Speicherinhalt für einen jeweils kompletten Abruf der positiven oder negativen Regelleistung für vier Stunden bilanziert (siehe Gln. (3.6) und (3.5)). Sowohl der erwartete Speicherinhalt als auch die beiden Extremfälle werden durch die Kapazität des Speichers und null begrenzt. Für die funktionalen Speicher Elektromobilität und Lastverschiebung in privaten Haushalten werden die drei Speicherinhalte durch den oben erläuterten zeitabhängigen maximalen und minimalen Speicherinhalt begrenzt (siehe Gln. 3.68 und 3.69).

Um bei der Bilanz der Regelleistung im Speicherinhalt Lade- und Entladewirkungsgrade korrekt zu berücksichtigen, muss erfasst werden auf welche Art die Regelleistung erbracht wird. Es muss unterschieden werden zwischen positiver Regelleistung durch Entladen (pSRLE und pMRE) oder Unterbrechen von Laden (pSRLU und pMRU), sowie negativer Regelleistung durch Laden (nSRLL und nMRL) oder Unterbrechen

von Entladen (nSRLU und nMRU) (siehe Gln. (3.70) bis (3.75)).

Bilanzierung der Art der Erbringung von Regelleistung

$$pSRLE(a,t) + pSRLU(a,t) = pSRL(a,t) \quad (3.70)$$

$$pMRE(a,t) + pMRU(a,t) = pMR(a,t) \quad (3.71)$$

$$nSRLl(a,t) + nSRLU(a,t) = nSRL(a,t) \quad (3.72)$$

$$nMRL(a,t) + nMRU(a,t) = nMR(a,t) \quad (3.73)$$

$$pSRLU(a,t) + pMRU(a,t) \leq L_{Spot}(a,t) \quad (3.74)$$

$$nSRLU(a,t) + nMRU(a,t) \leq E_{Spot}(a,t) \quad (3.75)$$

Das Laden in der Lastdeckung wird durch die maximale Ladeleistung sowie die Erbringung von Regelleistung durch Laden begrenzt. Analog wird das Entladen eingeschränkt (siehe Gln. (3.76) (3.77)).

Restriktionen der Leistung der Speicher durch Regelleistung

$$L_{Spot}(a,t) + nSRLl(a,t) + nMRL(a,t) \leq P_{max,L}(a) \quad (3.76)$$

$$E_{Spot}(a,t) + pSRLE(a,t) + pMRE(a,t) \leq P_{max,E}(a) \quad (3.77)$$

3.3.1.3 Intraday-Einsatz und mittlerer Intraday-Preis

Der kurzfristige Intraday-Handel bietet für Speicher ein zusätzliches Einsatzgebiet. Darüber hinaus ist das Anbieten von Regelleistung bei Lastverschiebungen ausschließlich möglich, sofern Regelleistungsabrufe am Intraday-Markt ausgeglichen werden. In dieser Arbeit wird der Intraday-Markt auf zwei Arten berücksichtigt. Zum einen wird eine Einsatzplanung zur Deckung des erkannten Prognosefehlers der erneuerbaren Einspeisung durchgeführt. Ergebnis dieser Einsatzplanung ist der Einsatz der Kraftwerke und Speicher für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers und somit eine Veränderung der Auslastung und Einnahmen gegenüber der Day-Ahead-Einsatzplanung. Aus den mittleren Kosten dieses Einsatzes wird ein mittlerer Intraday-Preis abgeleitet. Dieser Preis wird beim zweiten Aspekt verwendet, mit dem Intraday-Handel im Modell berücksichtigt wird. Der notwendige Intraday-Handel der Speicher zum Ausgleich von Abrufen von Regelleistung wird bilanziert und kann mit den mittleren Intraday-Kosten finanziell bewertet werden (siehe Kapitel 3.2.3).

Im Folgenden wird der entwickelte Ansatz zur Modellierung des untertägigen Anlageneinsatzes erläutert. Der Anlageneinsatz wird ebenfalls durch eine Kraftwerkseinsatzplanung mittels gemischt-ganzzahliger linearer Optimierung ermittelt. Die zu deckende Last ergibt sich aus der Verbesserung der untertägigen Prognose der erneuerbaren Energien gegenüber der Vortagsprognose.

Die Zielfunktion ist die Minimierung der Kosten der Lastdeckung. Der Brennstoffeinsatz oder die Brennstoffeinsparung der Kraftwerke wird wie in der Day-Ahead-Einsatzplanung aus der Änderung der elektrischen Leistung berechnet und mit den Brennstoffkosten multipliziert. Zusätzlich umfasst die Zielfunktion die Anfahrtkosten der Kraftwerke.

Die Kraftwerke, die an der Lastdeckung teilnehmen, müssen ihre am Day-Ahead-Markt bezuschlagte Fahrweise berücksichtigen. Die Leistungserhöhung und Reduktion wird dafür separat bilanziert, beschränkt und anschließend zur Leistungsänderung in der Intraday-Einsatzplanung zusammengefasst (siehe Gl. (3.78)).

Intraday-Leistungsänderung der Kraftwerke aus Erhöhung und Reduktion der Leistung:

$$P_{el}(a,t) - P_{up}(a,t) + P_{down}(a,t) = 0 \quad (3.78)$$

$$P_{up}(a,t) \geq 0 \quad (3.79)$$

$$P_{down}(a,t) \geq 0 \quad (3.80)$$

Kraftwerke, die am Day-Ahead-Markt einen Zuschlag erhalten haben, also nach der Day-Ahead-Einsatzplanung in Betrieb sind, können ihre Leistung nur um die Differenz zwischen Maximalleistung und Day-Ahead-Betrieb erhöhen (siehe Gln. (3.81) und (3.82)).

Mögliche Leistungserhöhung für Day-Ahead fahrende Kraftwerke:

$$P_{up}(a,t) \leq P_{maxUp}(a,t) \quad (3.81)$$

$$P_{maxUp}(a,t) = P_{max}(a) - P_{el,DA}(a,t) \quad (3.82)$$

Eine Reduktion der Leistung fahrender Anlagen ist bis zur Minimalleistung der Anlagen möglich (siehe Gln. (3.83) und (3.85)). Sofern die Anlage im Intraday-Handel komplett ausgeschaltet werden soll, kann die Leistung zusätzlich um genau die Minimalleistung reduziert werden (siehe Gln. (3.84) und (3.86)). Es muss also sichergestellt werden, dass die Kombination der Einsatzplanungen aus Day-Ahead- und Intraday-Handel nicht zu einem Betriebszustand unterhalb der Minimallast führt. Dafür wird die Binary $B_{Aus,ID}(a,t)$ verwendet. Ein Wert von eins dieser Variable zeigt an, dass ein nach Day-Ahead-Markt fahrendes Kraftwerk im Intraday-Handel herunter gefahren wird.

Mögliche Leistungsreduktion für Day-Ahead fahrende Kraftwerke:

$$P_{down}(a,t) - P_{min}(a) \cdot B_{Aus,ID}(a,t) \leq P_{maxDown,an}(a,t) \quad (3.83)$$

$$P_{down}(a,t) - P_{maxDown,aus}(a,t) \cdot B_{Aus,ID}(a,t) \geq 0 \quad (3.84)$$

$$P_{maxDown,an}(a,t) = P_{el,DA}(a,t) - P_{min}(a) \quad (3.85)$$

$$P_{maxDown,aus}(a,t) = P_{el,DA}(a,t) \quad (3.86)$$

Die Anlagen, die in der Einsatzplanung Day-Ahead nicht verwendet werden, können Intraday ihre Leistung erhöhen. Dabei werden sie begrenzt durch ihre Minimallast und Maximalleistung (siehe Gln. (3.87) und (3.88)). Zur Umsetzung der Minimallast wird die Binary $B_{An,ID}(a,t)$ verwendet. Ein Wert von eins dieser Variable zeigt an, dass ein nach Day-Ahead-Markt nicht fahrendes Kraftwerk im Intraday-Handel hochgefahren wird. Eine Reduktion der Day-Ahead nicht fahrenden Kraftwerke ist offensichtlich nicht möglich (siehe Gl. (3.89)).

Leistungsbereich für Day-Ahead nicht fahrende Kraftwerke:

$$P_{up}(a,t) \geq P_{max}(a) \cdot B_{An,ID}(a,t) \quad (3.87)$$

$$P_{up}(a,t) \leq P_{min}(a) \cdot B_{An,ID}(a,t) \quad (3.88)$$

$$P_{down}(a,t) = 0 \quad (3.89)$$

Die beiden Binaries für eine Änderung des Betriebszustands Intraday werden mit dem Betriebszustand aus dem Day-Ahead-Fahrplan kombiniert zum Betriebszustand nach Day-Ahead- und Intraday-Handel $B_{An,Gesamt}(a,t)$ (siehe Gl. (3.90)).

Kombination Betriebszustand Day-Ahead- und Intraday-Einsatzplanung:

$$B_{An,Gesamt}(a,t) = B_{An,DA}(a,t) + B_{An,ID}(a,t) - B_{Aus,ID}(a,t) \quad (3.90)$$

Die kombinierte Binary für Day-Ahead- und Intraday-Handel wird in den Nebenbedingungen zu Mindestlaufzeiten, Mindeststillstandszeiten und Anfahrskosten verwendet. Diese Gleichungen entsprechen denen aus der Day-Ahead-Einsatzplanung. Wenn ein Kraftwerk im Intraday-Handel komplett ausgestellt wird, ist somit sichergestellt, dass beispielsweise die Mindeststillstandszeit eingehalten wird. Auch die Anfahrskosten des kombinierten Betriebs werden so bilanziert und die Veränderung der Anfahrskosten gegenüber dem Day-Ahead-Fahrplan können in den Intraday-Kosten berücksichtigt werden.

Zusätzlich muss verhindert werden, dass ein Kraftwerk in der Optimierung in einer Stunde gleichzeitig seine Leistung erhöht und reduziert. Damit wären Betriebszustände möglich, die unter der Minimalleistung der Anlagen liegen. Um dies auszuschließen werden Binaries für eine Leistungserhöhung $B_{up}(a,t)$ und eine Leistungsreduktion $B_{Down}(a,t)$ bilanziert und ein gleichzeitiges Auftreten ausgeschlossen (siehe Gln. (3.91) bis (3.93)).

Verhindern von Betriebszuständen unter Minimallast durch gleichzeitige Erhöhung und Reduktion der Leistung:

$$\infty B_{up}(a,t) - P_{up}(a,t) \geq 0 \quad (3.91)$$

$$\infty B_{Down}(a,t) - P_{down}(a,t) \geq 0 \quad (3.92)$$

$$B_{Down}(a,t) + B_{up}(a,t) \leq 1 \quad (3.93)$$

Die erneuerbaren Energien nehmen ebenfalls an der Lastdeckung teil. Sie können ihre Leistung um die in der Day-Ahead-Einsatzplanung eingeplante Erzeugung reduzieren. Sofern Day-Ahead eine Abregelung von erneuerbare Einspeisung geplant war, ist im Intraday-Handel eine Erhöhung der Einspeisung um diese Leistung möglich. Restriktionen durch das Transportnetz werden im Intraday-Handel wie in der Day-Ahead-Einsatzplanung ignoriert, indem die Leitungskapazitäten auf unendlich gesetzt werden.

Für die Modellierung des Intraday-Einsatzes der Speicher werden prinzipiell die Gleichungen aus der integrierten Day-Ahead-Speichereinsatzplanung verwendet (siehe Kapitel 3.3.1.2). Die Abweichung des Speicherinhalts im Intraday-Handel wird analog zu Gleichung (3.63) bilanziert. Dieser relative Speicherinhalt wird mit dem Verlauf des Speicherinhalts aus der Day-Ahead-Lastdeckung kombiniert (siehe Gl. (3.94)). Für diesen kombinierten Speicherinhalt gelten dieselben Restriktionen wie für den Speicherinhalt Day-Ahead (siehe Gl. (3.64) und gegebenenfalls Gln. (3.69) und (3.68)). Dadurch wird auch sichergestellt, dass Lastverschiebungen nach der Einsatzplanung weiterhin die gesamte benötigte Energie bezogen haben.

Kombination von Speicherinhalt aus Day-Ahead- und Intraday-Lastdeckung:

$$SpinhGesamt(a,t) = SpinhDA(a,t) + SpinhID(a,t) \quad (3.94)$$

Bei den maximalen Lade- und Entladeleistungen der Speicher muss der im Day-Ahead-Markt geplante Betrieb der Speicher berücksichtigt werden (siehe Gln. (3.95) und (3.96)). Der Speicher kann seine Ladeleistung im Intraday-Handel also nur weiter erhöhen, sofern er nicht am Vortag bereits die volle Ladeleistung verwendet hat. Der Speicherbetrieb der Vortagsplanung ist dabei positiv für Entladen und negativ für Laden definiert. Das Unterbrechen eines in der Day-Ahead-Planung vorgesehenen Entladens wird durch die Gleichung ebenfalls als Laden bilanziert.

Leistungsbereich der Speicher in der Intraday-Lastdeckung:

$$L_{ID}(a,t) \leq P_{max,L}(a) + BetriebDA(a,t) \quad (3.95)$$

$$E_{ID}(a,t) \leq P_{max,E}(a) - BetriebDA(a,t) \quad (3.96)$$

Berücksichtigung der bezuschlagten Regelleistung der Anlagen in der Intraday -Lastdeckung

Für die Kraftwerke werden die bezuschlagten Regelleistungsgebote in der Intraday-Einsatzplanung auf dieselbe Art berücksichtigt wie in der Day-Ahead-Einsatzplanung (siehe 3.3.1.2).

Um die Einschränkung der Speicher durch bezuschlagte Regelleistung in der Intraday-Einsatzplanung abzubilden, wird der zulässige Speicherinhalt der Speicher für jeden Zeitschritt eingeschränkt (siehe Gln. (3.97) und (3.98)). Diese zulässigen maximalen und minimalen Speicherinhalte werden so definiert, dass ebenfalls jeweils für vier Stunden ein kompletter Abruf der positiven oder negativen Regelleistung erbracht

werden kann. Diese Grenzen des Speicherinhalts werden dafür vor dem Solveraufruf aus den fixierten Regelleistungsgeboten und dem Day-Ahead-Handel errechnet. Es wird dem Speicher so im Vergleich zur Day-Ahead-Lastdeckung keine zusätzliche Freiheit eingeräumt.

Zeitabhängiger maximaler und minimaler Speicherinhalt in der Intraday-Einsatzplanung wegen bezuschlagter Regelleistung und Day-Ahead-Einsatz

$$SpinhGesamt(a,t) < maxSpinhID(a,t) \quad (3.97)$$

$$SpinhGesamt(a,t) > minSpinhID(a,t) \quad (3.98)$$

Die Leistung, die Speicher in der Intraday-Einsatzplanung bereitstellen können, wird durch die Regelleistung zusätzlich eingeschränkt (siehe Gln. (3.99) und (3.100)).

Eingeschränkter Leistungsbereich der Speicher in der Intraday-Einsatzplanung durch Regelleistung:

$$L_{ID}(a,t) \leq P_{max,L}(a) + BetriebDA(a,t) - nRGL(a,t) \quad (3.99)$$

$$E_{ID}(a,t) \leq P_{max,E}(a) - BetriebDA(a,t) - pRGL(a,t) \quad (3.100)$$

Lastverschiebungen in der Industrie sowie Wasserstoffelektrolyse sind als funktionale Speicher modelliert, die nicht Entladen können. Für diese wird die bezuschlagte negative Regelleistung nicht als Einschränkung der Entladeleistung, sondern als Mindestladeleistung berücksichtigt (siehe Gl. (3.101)). Im Fall eines Abrufs erbringen diese Anlagen die positive Regelleistung durch Unterbrechen eines Ladevorgangs.

Eingeschränkter Leistungsbereich der Speicher in der Intraday-Einsatzplanung durch Regelleistung für Speicher ohne Entladen:

$$L_{ID}(a,t) \geq nRGL(a,t) \quad (3.101)$$

Für die Abbildung der flexiblen KWK-Systeme wird festgesetzt, dass die kombinierte Wärmeerzeugung aller Komponenten im Vergleich zum Day-Ahead-Einsatz nicht verändert wird. Ein Strombezug kann durch eine erhöhte Wärmeerzeugung der Nachheizung generiert werden. Zusätzlich muss in diesem Fall entweder der Kessel oder die KWK-Anlage ihre Wärmeerzeugung reduzieren. Eine Reduktion der Erzeugung der KWK-Anlage führt bilanziell zu einem zusätzlich Strombezug des Systems. Es wird vereinfacht angenommen, dass der Wärmespeicher seinen Fahrplan im Vergleich zum Day-Ahead-Einsatz nicht ändert. Umgekehrt kann eine zusätzliche Stromerzeugung

durch eine vermehrte Erzeugung der KWK-Anlage sowie eine Reduktion der Erzeugung der Nachheizung generiert werden. Die Brennstoffkosten der KWK-Anlage und des Kessels werden in der Zielfunktion berücksichtigt.

Die Entlade- und Ladevorgänge werden in der Zielfunktion der Optimierung nicht mit Kosten bewertet. Somit entsprechen die Ladekosten in der Intraday-Lastdeckung prinzipiell der entgangenen Einsparung durch eine potentielle Leistungsreduktion bzw. den Kosten für eine Leistungssteigerung der Kraftwerke. Der letzte Speicherinhalt für Pumpspeicher und Laststeuerung in der Industrie wird mit einem mittleren Strompreis gutgeschrieben. Dieser Preis kann auch als Kosten für das Entladen der Speicher in der Intraday-Lastdeckung interpretiert werden. Eine Ausnahme bildet die Wasserstoffelektrolyse. Die Preisgebote für Lade- und bilanzielle Entladevorgänge der Wasserstoffelektrolyse werden direkt aus dem Gaspreis berechnet. Die Anlage bietet also an, einen Strombezug nicht anzutreten, wenn die entgangenen Einnahmen aus dem Gasverkauf aufgewogen werden. Ein zusätzlicher Strombezug der Wasserstoffelektrolyse wird mit dem Wirkungsgrad in eine Gasproduktion umgerechnet und mit dem Gaspreis gutgeschrieben. Für das flexible KWK-System werden die zusätzlichen oder eingesparten Brennstoffkosten in der Zielfunktion berücksichtigt.

Am Intraday-Markt wird im kontinuierlichen Handel kein Markträumungspreis ermittelt. Aus den Kosten und Einsparungen zur Deckung des erkannten Prognosefehlers wird daher im Modell ein mittlerer Intraday-Preis abgeleitet. Dafür werden in jeder Stunde die Leistungsänderungen mit den angesetzten variablen Kosten der Kraftwerke und Speicher multipliziert. Die Lade- und Entladeleistungen der Speicher werden hier mit mittleren Kosten aus der Day-Ahead-Einsatzplanung berücksichtigt. Die Speicher bieten somit an, ihren Speicher zu mittleren Day-Ahead-Ladekosten zu entladen. Für das Laden werden die mittleren Day-Ahead-Entladekosten geboten. Zusätzlich werden die veränderten Anfahrskosten der Kraftwerke berücksichtigt, die sowohl durch ein zusätzliches Starten aber auch Stoppen von Anlagen in der Intraday-Lastdeckung entstehen. Diese Kosten und Einsparungen werden durch die Leistung dividiert und so die mittleren leistungsgewichteten Kosten ermittelt. Der ermittelte mittlere Intraday-Preis kann im Modell zur finanziellen Bewertung des notwendigen Intraday-Handels zum Ausgleich von Abrufen von Regelleistung verwendet werden (siehe Kapitel 3.2.3). Die Einnahmen der Speicher aus der veränderten Auslastung in der Intraday-Einsatzplanung werden aus den Leistungsänderungen berechnet. Die Leistungsänderungen werden dafür mit der mittleren Einnahme des Speichers für eine Aktivität im Day-Ahead-Markt multipliziert.

3.3.2 Bewertung der Standorte der Speicher im Modell

Auf Grund von Netzrestriktionen können Speicher zum Einsatz kommen, die zunächst wegen höherer Kosten im Strommarkt keinen Zuschlag erhalten haben. Für diesen Einsatz besteht heute noch kein transparenter Markt (1).

3.3.2.1 Grundlagen zu Countertrading und Redispatch

Die begrenzten Grenzkoppelstellen zum Ausland werden durch die Mechanismen der Marktkopplung bei der Day-Ahead-Vermarktung mit einbezogen. Innerhalb Deutschlands werden mögliche Netzengpässe bei Zusammenführung von Bedarf und Erzeugung im Rahmen des Day-Ahead-Handels nicht berücksichtigt. Daher kann als Ergebnis der regulären Vermarktung ein Anlageneinsatz zu Tage treten, der mit der bestehenden Netzinfrastruktur die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs nicht abdecken kann. Daher wird im Rahmen des Redispatches und Countertradings durch die Übertragungsnetzbetreiber gegebenenfalls eine Modifizierung des geplanten Anlageneinsatzes ermittelt, die Netzengpässe berücksichtigt. Gemäß § 13 EnWG

„sind Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

- netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
- marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven

zu beseitigen. Für die Durchführung von Maßnahmen [...] sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt verpflichtet, auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Erzeugungsanlage eingebunden ist, gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen.“

Der Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur formuliert Kriterien für die angemessene Vergütung von Redispatch (23). Da Redispatch heute nicht auf einem funktionierenden Markt ausgeschrieben wird, sollen keine zusätzlichen Gewinne für Erzeugungsanlagen und Energiespeicher anfallen. Die Aufwandsentschädigung für eine

Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung entspricht den tatsächlich verursachten, zusätzlichen Aufwendungen. Im Falle einer Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zahlt der Anlagenbetreiber die ersparten Aufwendungen an den Übertragungsnetzbetreiber. Die Aufwendungen von Energiespeichern setzen sich aus den Aufwendungen für den Energiebezug inklusive Speicherverluste, den gezahlten Netzentgelten sowie erhöhtem Wartungsaufwand zusammen. Für die Aufwendungen werden die Beschaffungsvorgänge aus dem letzten Quartal betrachtet (1).

3.3.2.2 Auswirkung der Standorte der Speicher auf Auslastung und Einnahmen

Der Redispatch zur Verminderung einer Überlastung der Transportleitungen wird ebenfalls durch eine Einsatzplanung ermittelt. Diese entspricht prinzipiell der Einsatzplanung für den Intraday-Handel. In diesem Fall liegt jedoch keine zu deckende Last vor. Nebenbedingung der Einsatzplanung ist es, die nach Day-Ahead- und Intraday-Handel überlasteten Leistungen zu entlasteten. Dafür wird die Überlastung nach Day-Ahead- und Intraday-Einsatzplanung bilanziert und für die Gegenleistung als notwendige Transportmenge festgesetzt. Auch bei der Einsatzplanung für Redispatch nehmen die Kraftwerke, Speicher und erneuerbaren Energien teil. Durch die Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass die Kombination der Fahrpläne aus Day-Ahead- und Intraday-Handel sowie Redispatch die technischen Grenzen der Anlagen einhält.

In Abbildung 3.15 (links) ist für eine beispielhafte Stunde die Netzauslastung nach der Modellierung des Einsatzes nach Day-Ahead- und Intraday-Markt dargestellt. Die modellierten Regionen und das verbindende Netz werden dazu in einem Knoten-Kanten-Modell abgebildet. Verbindungen sind als graue Linien eingezeichnet, deren Dicke der jeweiligen aggregierten Net Transfer Capacity entspricht. Der Radius der Knoten wird entsprechend des Verbrauchs des dargestellten Zeitpunkts gewählt. Zusätzlich kann in dem Knoten-Kanten-Bild die Leitungsauslastung des Zeitpunkts abgelesen werden. In den Leitungen wird in Transportrichtung ein Pfeil mit einer entsprechend des Durchsatzes gewählten Dicke eingezeichnet. Durchsätze, die zu einer Auslastung größer 95 % der Leitung führen, werden zusätzlich blass rot, überlastete Leitungen rot eingefärbt. Die nach Verbrauch skalierten Knoten werden je nach Erzeugungssituation eingefärbt. Exportierende Knoten werden dabei gelb und importierende Knoten blau dargestellt. Zusätzlich ist in den Knoten die erneuerbare Erzeugung als Teilmenge grün sowie eine eventuelle Abregelung braun eingefärbt. Die Darstellung zeigt, dass in der ausgewählten Stunde bei Einsatz nach Day-Ahead- und Intraday-Markt mehrere überlastete Leitungen vorliegen. Insbesondere die Erzeugung im Osten Deutschlands, vornehmlich aus Braunkohle, kann in der Stunde nicht in den Süden und Westen abtransportiert werden. Die am Markt gefundene Lastdeckung ist also mit dem Netz nicht zu realisieren. Daher wird im Redispatch die kostengünstigste Modifikation

des Anlagenbetriebs ermittelt, mit der die überlasteten Leitungen entlastet werden können. Die Verteilung der Erzeugung sowie die Auslastung der Leistungen nach Redispatch sind in Abbildung 3.15 (rechts) für die entsprechende Stunde dargestellt. Zu erkennen ist, dass im Südosten die Erzeugung erhöht wird. Der südöstlichste Knoten Deutschlands wechselt zum Beispiel seinen Status von dem eines importierenden zu dem eines exportierenden Knotens. Im Osten wird in der Stunde dafür die Erzeugung leicht reduziert.

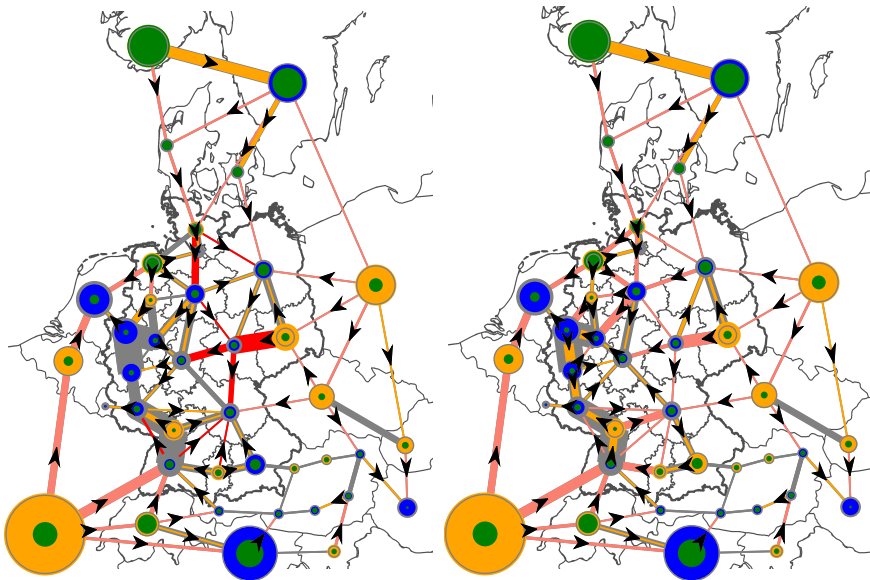


Abbildung (3.15) Beispiel für Netzüberlastungen nach Day-Ahead- und Intraday-Handel (links) sowie geänderte Auslastung nach Redispatch (rechts)

In der Lastdeckung für Redispatch werden die Kosten des Anlageneinsatzes wie in der Intraday-Lastdeckung berücksichtigt (siehe 3.3.1.3). Kraftwerke werden somit mit ihren variablen Kosten bilanziert. Dies bildet die aktuelle Praxis ab, nach der lediglich eine Aufwandsentschädigung für zusätzliche Aufwendungen für den Redispatch-Einsatz gezahlt wird. Aus der Veränderung der Auslastung der Anlagen können im Modell zusätzliche Deckungsbeiträge der beteiligten Kraftwerke und Speicher abgeleitet werden. Dafür wird den Anlagen bei der abschließenden Auswertung für jede im Redispatch produzierte Megawattstunde eine zu fixierende Vergütung zugestanden. Dafür können die mittleren Einnahmen der Anlagen für eine Aktivität im Day-Ahead-Markt verwendet werden. Alternativ kann für alle Anlagen als qualitatives Kriterium vermerkt werden, ob und in welchem Umfang diese im Redispatch verwendet werden.

3.3.3 Modellierung von Regelleistungspreisen

Als weitere Vermarktungsoption der Speicher wird der Regelleistungsmarkt modelliert. Regelleistungspreise werden in dem Modell aus den am Day-Ahead-Handel entgangenen Gewinnen abgeleitet.

3.3.3.1 Grundlagen des Regelleistungsmarktes

Die Bereithaltung von Regelleistung ist Teil der Systemdienstleistungen, die nach dem TransmissionCode (24) folgende Aspekte umfassen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- System-/Betriebsführung

Die jährlichen Kosten der Systemdienstleistungen beliefen sich in Deutschland in den Jahren 2005 bis 2011 auf circa 700 bis 900 Million Euro (25). Der überwiegende Teil der Kosten entfiel dabei auf die verschiedenen Arten von Regelleistung (26). Die Regelleistung ist in die Einsatzschritte Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung unterteilt. Sie dient dem Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme im Stromnetz und stellt somit die Stabilität der Netzfrequenz sicher. Die Primärregelleistung wird dabei für das Ausregeln einer Änderung der nachgefragten oder erzeugten Leistung eingesetzt, um einen Fortschreiten einer Frequenzänderung entgegenzuwirken. Ziel der anschließend einsetzenden Sekundärregelleistung ist es, die sich einstellende Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert auszuregulieren, die Frequenz also auf ihren Sollwert zurückzuführen. Durch die Minutenreserve wird schließlich die Sekundärregelleistung ersetzt und diese somit zur Bekämpfung neuer Abweichungen freigestellt. Die verschiedenen Regelleistungsarten werden von den Übertragungsnetzbetreibern getrennt ausgeschrieben. Die Zahlungen umfassen für Minutenreserve und Sekundärregelleistung einen Leistungspreis für die Bereithaltung der Leistung und einen Arbeitspreis bei Abruf der Energie.

Für die Leistungsvorhaltung der Primärregelleistung in Deutschland fielen in den letzten Jahren relativ konstante Kosten von circa 100 Millionen Euro pro Jahr an. Die Kosten der Leistungsvorhaltung der Minutenreserve schwankten in den Jahren 2008 bis 2014 zwischen circa 70 und 240 Millionen Euro pro Jahr mit abnehmender Tendenz. Für die Leistungsvorhaltung der Sekundärregelleistung fielen in dem Zeitraum Kosten zwischen circa 285 und 500 Millionen Euro pro Jahr an (26). Bei der Einsatzplanung

in dieser Arbeit wird der Fokus wegen der größeren finanziellen Bedeutung und der volatileren Preise auf die Sekundärregelleistung und Minutenreserve gelegt.

Die Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve folgen dem Pay-as-bid-Prinzip, jeder bezuschlagte Anbieter erhält also den von ihm gebotenen Preis. Ein Angebot für Regelleistung besteht neben der angebotenen Leistung aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Zunächst wird die ausgeschriebene Leistung entsprechend der Höhe des Leistungspreises ausgewählt. Im Falle eines Abrufes werden dann unabhängig vom Leistungspreis die bezuschlagten Anlagen mit dem günstigsten Arbeitspreis bevorzugt aktiviert. Ein Speicher, der am Regelleistung-Markt teilnehmen möchte, muss also zunächst einen Leistungspreis bieten, mit dem er einen Zuschlag erhält. Durch die Wahl des Arbeitspreises wird dann die Abrufwahrscheinlichkeit determiniert. Tendenziell höhere Arbeitspreise führen entsprechend zu niedrigeren Abrufgraden.

3.3.3.2 Ableitung von Regelleistungspreisen

Um die möglichen Einnahmen der Speicher auf dem Markt für Regelleistung abzubilden, werden im Modell Preise für diese abgeleitet. Die mit den Speichern konkurrierenden Regelleistungsgebote der Kraftwerke werden dafür auf Basis der Opportunitätskosten der Kraftwerke für eine Teilnahme am Day-Ahead-Markt ermittelt. Dieser Ansatz geht von einem perfekten Markt für Regelleistung aus. Dies trifft auf den aktuellen Markt nicht zu. Eine begrenzte Anzahl von Marktteilnehmern mit teilweise hohem Marktanteil hat einen starken Einfluss auf den Preis. Klare Preistrends sind nicht zu erkennen und es ist nicht möglich, die aktuellen Preistrends in die Zukunft fortzuschreiben (27) (28) (29). Das Modell wird für eine Szenarienbewertung mit einem längeren Betrachtungshorizont erstellt. Daher wird hier der Ansatz gewählt, kostenbasierte Preise für Regelleistung abzuleiten. Ähnliche Ansätze werden auch in (29) und (7) verwendet.

Die Wahl eines für einen Speicher optimalen Arbeitspreises mit entsprechender Abrufwahrscheinlichkeit kann hier nicht für alle Anlagen durchgeführt werden. Es werden daher mittlere Arbeitspreise und Abrufwahrscheinlichkeiten verwendet. Dafür wird zur Vereinfachung von einer Markträumung für den Arbeitspreis ausgegangen. Die Arbeitspreise für die verschiedenen Arten von Regelleistung werden aus den leistungsgewichteten Mittelwerten der bezuschlagten Angebote der Kraftwerke abgeleitet. Es wird also ein Einheitspreis für den Arbeitspreis festgelegt, wodurch auch alle bezuschlagten Angebote eine gleich hohe Abrufwahrscheinlichkeit aufweisen. Diese Abrufwahrscheinlichkeit entspricht dem mittleren Abrufgrad, also dem Quotienten aus der mittleren abgerufenen Leistung und der mittleren bezuschlagten Leistung. Als Leistungspreis der verschiedenen Arten von Regelleistung wird ebenfalls der leistungsgewichtete Mittelwert

der bezuschlagten Angebote angesetzt.

Die auf diese Weise ermittelte Kombination aus Leistungspreis, Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit wird den Speichern als Vermarktungsoption neben dem Day-Ahead-Markt angeboten. Für die Speicheroptimierung wird der Arbeitspreis multipliziert mit der Abrufwahrscheinlichkeit mit dem Leistungspreis zu einem Mischpreis addiert. Die Optimierung ermittelt dann, für welchen Anteil der Leitung und Speicherkapazität eine Vermarktung von Regelleistung zu diesen Konditionen wirtschaftlicher ist als eine Day-Ahead-Vermarktung. Die Opportunitätskosten, also die am Day-Ahead-Markt entgangenen Gewinne, dieser Regelleistungsgebote liegen unter den Einnahmen bei einer Vermarktung mit zu Kraftwerken konkurrenzfähigen Konditionen.

Folgende Annahmen zu teilnehmenden Anlagen und angebotenen Leistungen werden getroffen. Für Primärregelleistung werden im Modell 600 MW zurückgehalten. Dies entspricht der heute üblichen Größenordnung. Es wird der heutige Zustand festgesetzt, dass 60 % der Leistung durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt wird (30). Die Leistung, die von Pumpspeicherkraftwerken auf den anderen Märkten angeboten wird, reduziert sich entsprechend um diesen Anteil. Für die verbleibenden 260 MW werden Angebote durch die Kraftwerke abgegeben und so mittlere Kosten für die Primärregelleistung ermittelt. Dabei wird angenommen, dass Spitzenlastkraftwerke und langsame Kraftwerke, die laut Prognose nicht in Betrieb sind, keine Primärregelleistung anbieten. GuD-, Braunkohle-, sowie Steinkohlekraftwerke bieten im Modell 5 % ihrer Nennwirkleistung als Primärregelleistung an, sofern sie im Betrieb sind. Für Kernkraftwerke werden die Angebote pauschal auf 2,5 % ihrer Nennwirkleistung festgelegt. Dies orientiert sich an (31). Die Präqualifikationsbedingungen für Primärregelleistung fordern ein Mindestgebot von 2 % der Nennwirkleistung (24). Neben deutschen Kraftwerken können auch präqualifizierte Anlagen aus der Schweiz und den Niederlanden Angebote für Primärregelleistung in Deutschland abgeben. Diese Länder überschreitende Ausschreibung wird hier nicht abgebildet (32).

Eine Analyse der veröffentlichten Liste von Anbietern von Sekundärregelleistung und Minutenreserve zeigt, dass beide Regelleistungsarten von allen Kraftwerkstypen angeboten werden (33). So bieten beispielsweise auch Gasturbinen beides an. Technische Grenzen für die präqualifizierbare Leistung für eine Regelleistungsart können aus den Laständerungsgradienten multipliziert mit der Aktivierungsfrist berechnet werden. Die Aktivierungsfristen betragen 5 Minuten für Sekundärregelleistung und 15 Minuten für Minutenreserve. Laständerungsgradienten liegen je nach Kraftwerkstyp zwischen 2,5 und 4 % der Nennleistung pro Minute für langsamere Kraftwerke. Spitzenlastkraftwerke können Gradienten von über 10 % der Nennleistung pro Minute abfahren (34). Somit liegt die technische Grenze für Sekundärregelleistungsangebote selbst für langsamere Kraftwerke bei 12,5 % bis 20 % der Nennleistung. In der Simulation werden die Angebote für Spitzenlastkraftwerke auf 50 % sowie langsamere Kraftwerke auf 10 % der

Nennleistung für Sekundärregelleistung und Minutenreserve begrenzt.

Zur Bestimmung der Regelleistungsgebote der Kraftwerke auf Basis der Opportunitätskosten werden zwei Informationen benötigt. Zum einen muss eine Prognose des Day-Ahead-Preises vorliegen. Zusätzlich muss eine Prognose darüber vorhanden sein, ob ein Kraftwerk zu einer Stunde voraussichtlich in Betrieb sein wird. Um diese Informationen zu generieren werden wie beschrieben die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzplanung verwendet. Die Kraftwerkseinsatzplanung wird zunächst für eine Woche für die Ermittlung der Opportunitätskosten für Sekundärregelleistung durchgeführt. In einem späteren Simulationsschritt wird jeder Tag erneut unter Berücksichtigung der vermarkteten Sekundärregelleistung simuliert und aus abgeleiteten Day-Ahead-Preisen die Opportunitätskosten für Minutenreserve abgeleitet. Zur Erstellung der Gebote werden die Kraftwerke auf der Basis von zwei Kriterien in vier Klassen eingeteilt. Es wird zum einen unterschieden in Kraftwerke, die laut Prognose in Betrieb sein werden und solchen die keinen Zuschlag erhalten werden. Zum anderen werden Spitzenlastkraftwerke und andere Kraftwerke unterschieden. Für Spitzenlastkraftwerke wird dabei angenommen, dass diese nur positive Regelleistung anbieten und zur Erbringung von positiver Regelleistung auch kurzfristig angefahren werden können. Die anderen Kraftwerke erbringen Regelleistung dagegen nur im Lastbereich zwischen Minimalleistung und Maximalleistung.

Es werden zunächst Gebote für einzelne Stunden basierend auf dem Day-Ahead-Preis und dem Betriebszustand abgeleitet. Der Leistungspreis für positive Regelleistung entspricht bei Kraftwerken, die nach Prognose an sind, den am Day-Ahead-Markt entgangenen Gewinnen. Ein Kraftwerk, das nach Prognose in Betrieb ist, bietet an seinen Betrieb um die angebotene Regelleistung zu reduzieren. Die entgangenen Erlöse, also der Day-Ahead-Preis reduziert um die Betriebskosten, bestimmt den Leistungspreis für diese Angebote. Für Stunden in denen Kraftwerke voraussichtlich aus sind, ist der Leistungspreis für positive Regelleistung bei Spitzenlastkraftwerken null. Für Spitzenlastkraftwerke, die ausschließlich am Regelleistungsmarkt in Betrieb genommen werden, werden zusätzlich die fixen Wartungskosten im Leistungspreis berücksichtigt. Langsamere Kraftwerke können nur positive Regelleistung anbieten, wenn sie am Day-Ahead-Markt im Betrieb sind. Bei Anlagen, die nach Prognose nicht fahren, wird der Leistungspreis aus den Kosten für einen im Vergleich zur Prognose abweichenden Betrieb in Mindestlast gebildet. Das Angebot berechnet sich aus den Betriebskosten reduziert um die Einnahmen dieser Stunde im Day-Ahead-Markt. Der Arbeitspreis für positive Regelleistung entspricht den marginalen Betriebskosten der Kraftwerke. Bei Spitzenlastkraftwerken enthalten die Arbeitspreise in Stunden, für die kein Betrieb prognostiziert wurde, zusätzlich die Anfahrtskosten.

Bei negativer Regelleistung liegen die angebotenen Leistungspreise in Stunden, in denen die Kraftwerke nach Prognose fahren, bei null Euro pro MW. In Stunden,

für die kein Betrieb prognostiziert wird, muss für ein Angebot an Regelleistung ein abweichender Betrieb in Höhe der Mindestlast plus Regelleistungsgebot angestrebt werden. Der Leistungspreis bildet sich in diesen Stunden aus den Betriebskosten für diesen abweichenden Betrieb reduziert um die Einnahmen dieser Stunde im Day-Ahead-Markt. Die angebotenen Arbeitspreise für negative Regelleistung entsprechen den eingesparten Betriebskosten der Kraftwerke bei einer Reduktion der Leistung bei Abruf der Regelleistung.

Diese Stundengebote für die verschiedenen Arten von Regelleistung werden anschließend zu Geboten für ganze Regelleistung-Zeiträume zusammengefasst. Die Angebotszeiträume für Sekundärregelleistung umfassen 60 Stunden einer Woche für Hochzeit und 108 Stunden für Nebenzeit. Bei Minutenreserve sind immer vier zusammenhängende Stunden eines Tages zu einem Angebot zusammengefasst.

Langsame Kraftwerke, die einen Zuschlag bei der Vermarktung der Regelleistung erhalten haben, müssen in den entsprechenden Zeiten im Betrieb sein um ihre Leistung reduzieren oder erhöhen zu können. Diese Anlagen erhalten in bezuschlagten Stunden einen Must-Run-Status in der Simulation zur Lastdeckung.

Bei der Ableitung der Regelleistungspreise aus den Opportunitätskosten zeigt sich das Problem, dass insbesondere bei negativer Regelleistung deutliche Differenzen zwischen simulierten und historischen Preisen auftreten. Bei der Ableitung der Preise sind die mittleren Arbeitskosten für negative Regelleistung immer positiv. Die Kraftwerke sind im Fall eines Abrufs bereit, die eingesparten Brennstoffkosten zu zahlen. Der Regelleistungsmarkt weist dagegen für negative Minutenreserve bereits seit 2011 negative Werte für den mittleren Arbeitspreis aus. Anlagen, die weniger Energie bereitstellen oder zusätzliche Energie beziehen, werden dafür also zusätzlich vergütet. Dieselbe Tendenz ist im letzten Jahr auch bei negativer Sekundärregelleistung zu beobachten. Die Erlöse der Speicher am Markt für Regelleistung sind im Modell daher niedriger als bei realen Randbedingungen.

Anbieter, bei denen derartige negative Arbeitspreisangebote aus Opportunitätskosten abgeleitet werden können, sind Verbraucher, die bei einem Energiebezug über Regelleistung zusätzliche Umlagen zahlen müssen, beispielsweise eine veränderte Leistungskomponente im Strompreis aber auch Netznutzungsentgelte und EEG-Umlagen. Erzeuger, die positive Preise anbieten müssten, sind solche, denen bei einer reduzierten Einspeisung Vergütungen entgehen, die gerade auf der Basis der tatsächlichen Einspeisung berechnet werden. Dies trifft beispielsweise auf Biomasseanlagen zu, die eine EEG-Vergütung erhalten. Da einzelne Regelleistungsgebote nicht bekannt sind, kann der Anteil derartiger Akteure nicht ermittelt werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass die aktuellen Arbeitspreise Marktpreise sind, die sich nicht direkt aus den Opportunitätskosten ableiten lassen. Tendenziell gehen die Leistungspreise von negativer

Sekundärregelleistung zurück. Im Simulationsmodell liegen die mittleren Leistungspreise für negative Regelleistung in der Regel bei 0 €/ (MW*h). Es sind in der Simulation ausreichend Kraftwerke vorhanden, die in Betrieb sind und anbieten, ihre Leistung zu reduzieren. Diese Kraftwerke müssen für ihre Angebote keinen abweichenden Fahrplan anstreben, dessen Kosten sie andernfalls über den Leistungspreis erwirtschaften müssten.

KAPITEL 4

Ergebnisse der Simulation

Das in dieser Arbeit vorgestellte Modell wird im übergeordneten Projekt verwendet, um die Wirtschaftlichkeit von Speichern in verschiedenen Ausbauszenarien bewerten zu können. Im Folgenden werden erste mit dieser Methodik ermittelte Ergebnisse dargestellt. Dabei werden zunächst die Ergebnisse einer separaten Simulation der Speichereinsatzplanung mit historischen Strom- und Regelleistungspreisen erläutert. Darüber hinaus werden exemplarische Ergebnisse für den Einsatz von Pumpspeichern bei modellierten Preisen mit vorläufig festgelegten Randbedingungen dargestellt.

4.1 Ergebnisse der Speichereinsatzplanung für aktuelle Strom- und Regelleistungspreise

Zunächst werden exemplarisch für Pumpspeicher und Laststeuerung in privaten Haushalten detailliert die Ergebnisse der Einsatzplanung für Strom- und Regelleistungspreise des Jahres 2013 vorgestellt. Anschließend werden die simulierten Erlöse bzw. Einsparungen für alle Speichertypen für Strom- und Regelleistungspreise der Jahre 2008, 2010 und 2013 zusammengefasst. Weitere Ergebnisse der Einzeloptimierungen aller Speichertypen mit dem erstellten Modell sind in (14) zu finden.

4.1.1 Verwendete Strom- und Regelleistungspreise

In Abbildung 4.1 sind die Jahresdauerlinien der EEX-Day-Ahead-Preise der Jahre 2008 bis 2013 dargestellt.

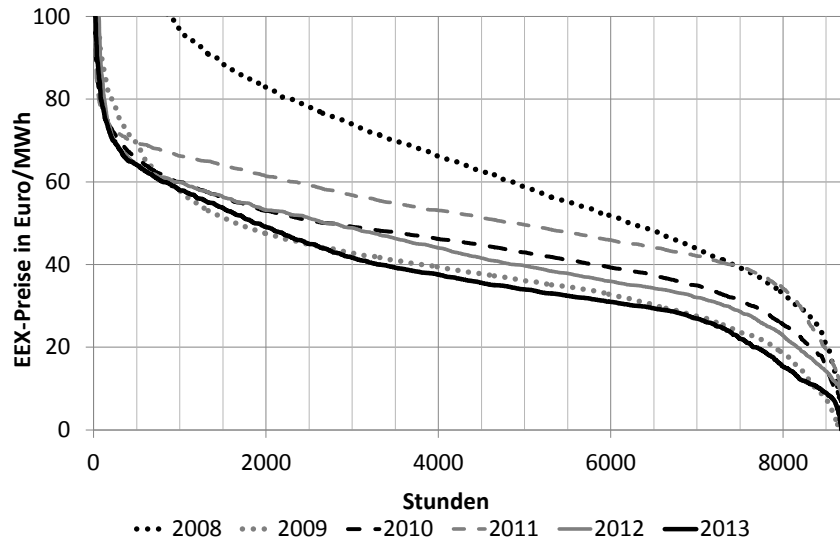


Abbildung (4.1) Jahresdauerlinien der EEX-Day-Ahead-Preise der Jahre 2008 bis 2013

Es werden im Folgenden die Simulationsergebnisse für die Preise aus den Jahren 2008, 2010 und 2013 generiert, um ein breites Spektrum von Strompreisverläufen abzudecken.

Im Strommarkt wurden im Jahr 2008 in Deutschland noch deutlich höhere Preise erzielt als in 2013. Der Rückgang des Stromverbrauchs in Deutschland nach der internationalen Wirtschaftskrise führte 2009 zu einem starken Absinken der Preise. Die niedrigeren Strompreise in den letzten Jahren resultieren aus den niedrigen Brennstoffpreisen, dem signifikanten Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung sowie den Überkapazitäten konventioneller Erzeuger in Deutschland. So sank der mittlere EEX-Preis von 65,73 €/MWh im Jahr 2008 auf 44,46 €/MWh in 2010 und 37,79 €/MWh im Jahr 2013.

Mittlere jährliche Kennzahlen des Regelleistungsmarktes dieser drei Jahre sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Aus Leistungspreis und Arbeitspreis multipliziert mit dem mittleren Abrufgrad wird ein Mischpreis für positive und negative Minutenreserve sowie positive und negative Sekundärregelleistung gebildet und für die Simulation als Preissignal verwendet.

Im Jahr 2008 wurde die Energie bei Abruf der positiven Minutenreserve im Mittel mit 200,5 €/MWh vergütet. In den Jahren 2010 und 2013 sank der Arbeitspreis auf 150,6 €/MWh bzw. 163,95 €/MWh. Der Leistungspreis für positive Minutenreserve ist zudem seit 2008 von 12,65 €/(MW*h) auf 1,1 €/(MW*h) (2010) und 0,95 €/(MW*h) (2013) deutlich gesunken. 2008 war der Energiebezug per negativer Minutenreserve mit

Tabelle (4.1) Verwendete Kennzahlen des Regelleistungsmarktes in den Jahre 2008, 2010 und 2013 (26)

	2008	2010	2013
Leistungspreis			
pMR	12,7	1,1	1,0
nMR	6,7	3,1	5,7
pSRL	5,3	9,8	7,7
nSRL	2,6	15,8	11,7
Arbeitspreis			
pMR	200,5	150,7	164,0
nMR	0	3,0	-85,7
pSRL	98,6	93,9	89,2
nSRL	5,4	6,5	6,4
Abrufgrad			
pMR	0,5 %	2,2 %	1,1 %
nMR	2,2 %	3,8 %	2,0 %
pSRL	14,7 %	21,5 %	9,2 %
nSRL	16,1 %	24,8 %	12,0 %

einem Arbeitspreis von 0 €/MWh kostenlos. Während Anlagen 2010 einen Arbeitspreis von 3 €/MWh für negative Minutenreserve bezahlen mussten erhielten diese 2013 für den Energiebezug sogar 85,7 €/MWh. Der Leistungspreis für negative Minutenreserve ist dagegen mit 6,73 €/(MW*h) (2008), 3,12 €/(MW*h) (2010) und 5,72 €/(MW*h) (2013) in etwa auf dem gleichen Niveau verblieben.

Die mittleren Abrufgrade für Minutenreserve sind in den drei betrachteten Jahren auf demselben Niveau. Der Markt für positive Minutenreserve war somit für die Speicher 2008 deutlich attraktiver. Bei negativer Minutenreserve wird die Leistung 2013 etwas schlechter vergütet. Dafür wird jedoch ein Arbeitspreis bezahlt. Trotzdem ist der Mischpreis aus Leistungspreis und Arbeitspreis 2013 mit 5,85 €/(MW*h) niedriger als 2008 mit 6,73 €/(MW*h). Somit ist die Attraktivität des Marktes für negative Minutenreserve seit 2008 im Mittel gesunken.

Der Arbeitspreis für positive Sekundärregelung ist von 98,6 €/MWh im Jahr 2008 auf 93,9 €/MWh im Jahr 2010 und 89,2 €/MWh im Jahr 2013 leicht zurückgegangen. Der Leistungspreis für positive Sekundärregelung ist dagegen von 5,34 €/(MW*h) (2008) auf 9,82 €/(MW*h) (2010) und 7,65 €/(MW*h) (2013) gestiegen. Für negative Sekundärregelung ist der Arbeitspreis von 5,37 €/MWh (2008) leicht gestiegen auf 6,51 €/MWh (2010) und 6,38 €/MWh (2013). Im Gegensatz zur Minutenreserve wird für den Energiebezug bei negativer Sekundärregelung im Mittel weiterhin bezahlt. Der Leistungspreis für negative Sekundärregelung ist von 2,6 €/(MW*h) im Jahr 2008 auf 15,75 €/(MW*h) und 11,65 €/(MW*h) in den Jahren 2010 bzw.

2013 deutlich gestiegen.

Die mittleren Abrufgrade für negative Sekundärregelleistung sind seit 2008 deutlich gesunken. Dies resultiert aus der Ausweitung des Netzregelverbundes nach 2010. Für die Speicher war negative Sekundärregelleistung im Mittel insbesondere wegen des Leistungspreises 2010 und 2013 deutlich attraktiver als 2008. Die Vermarktung positiver Sekundärregelleistung ist wegen des leicht gestiegenen Leistungspreises 2010 und 2013 ebenfalls attraktiver geworden.

4.1.2 Ergebnisse der Einsatzplanung für Pumpspeicher

Im Folgenden werden einige exemplarische Ergebnisse der Einsatzplanung eines Pumpspeichers für die Preise des Jahres 2013 dargestellt. Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sind die einzigen Speichertechnologien, die heute in einer signifikanten Größenordnung zum Stromversorgungssystem beitragen. Anhand der Ergebnisse werden Details der Einsatzplanung im Modell erläutert. Der verwendete Pumpspeicher verfügt über einen reversiblen Maschinensatz sowie einen Asynchrongenerator. Somit kann Energie auch in Teillast bezogen werden. Die angesetzten technischen und wirtschaftlichen Kennwerte sind in der folgenden Auflistung zusammengefasst.

Angenommene Kennwerte für Pumpspeicher

Pumpenwirkungsgrad (Laden)	η_L	86,6 % (konstant)
Turbinenwirkungsgrad (Entladen)	η_E	86,6 % (konstant)
Gesamtwirkungsgrad	η_E	75 % (konstant)
Maximale Pumpleistung	$P_{max,L}$	100 MW
Minimale Pumpleistung	$P_{min,L}$	25 MW
Maximale Turbinenleistung	$P_{max,E}$	100 MW
Minimale Turbinenleistung	$P_{min,E}$	25 MW
Maximales Gebote je RGL-Art	$P_{max,RGL}$	33 MW
Nutzbare Speicherkapazität	$SpKap$	800 MWh
Variable Entladekosten	$VarEntlaKost$	0.56 €/MWh
Startkosten Turbine	$AKTurb$	3.3 €/MWh*Start
Startkosten Pumpe	$AKPump$	9 €/MWh*Start
Umlagen (Netznutzung etc.)	NNE	1,8 €/MWh

In Abbildung 4.2 ist ein Auszug aus der Einsatzoptimierung des Pumpspeichers dargestellt. Das obere Diagramm fasst die Preisverläufe für Strom und Regelleistungsmarkt

zusammen. Im unteren Diagramm wird die dafür optimierte vermarktete Leistung dargestellt. Ein Laden und somit Auffüllen des Speicherinhalts ist als positiver Balken dargestellt, Entladen als negativer Balken. Positive Regelleistung ist als grüner Pfeil nach unten dargestellt, da bei dieser dem Netz Energie bereitgestellt wird wodurch der Speicherinhalt sinkt. Die Unterscheidung zwischen positiver Minutenreserve und Sekundärregelleistung erfolgt im Diagramm anhand des Grüntons. Durch einen Abruf von negativer Regelleistung wird der Speicherinhalt erhöht. Entsprechend ist diese als roter Pfeil nach oben dargestellt. Der dunklere Farbton stellt jeweils die Sekundärregelleistung dar. Regelleistung kann auf verschiedene Arten erbracht werden. So ist es beispielsweise möglich, positive Regelleistung durch Entladen oder das Unterbrechen eines Ladevorgangs bereitzustellen. Im Diagramm ist durch die Position der Pfeile zu erkennen, um welche Art der Erbringung es sich jeweils handelt. Ein grüner Pfeil, der einem als Balken eingezeichnetem Ladevorgang entgegen gesetzt eingezeichnet ist, zeigt eine geplante Erbringung durch Unterbrechen des Ladevorgangs. Ein grüner Pfeil unterhalb der Abszisse dagegen stellt eine eingeplante Erbringung durch Turbinieren dar. Die geplanten Lade- und Entladevorgänge am Strommarkt berücksichtigen die Maximal- und Minimalleistungen von Pumpe und Turbine. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass sowohl bei Abruf nur einer aber auch aller Regelleistungsarten diese technischen Grenzen eingehalten werden.

Der Verlauf des Speicherinhalts des Pumpspeichers wird im mittleren Diagramm abgebildet. Dabei wird der Verlauf des Speicherinhalts nach Einsatzplanung, also unter der Annahme eines mittleren Abrufs der Regelleistung, als Fläche dargestellt. Der zufällige Abruf von Regelleistung wird als schwarze Balken dargestellt. Als rote Balken werden Ausgleichsaktivitäten wegen der Abweichung des Regelleistungsabrufs von dem eingeplanten mittleren Abruf eingezeichnet. Der nach Abruf der Regelleistung und eventuellem Intraday-Handel resultierende Speicherinhalt ist als roter Linie eingezeichnet. Die möglichen Extremwerte des Speicherinhalts bei Abruf von Regelleistung werden als gestrichelte rote Linien abgebildet. Diese Extremwerte entsprechen den in Kapitel 3.2.2.1 erläuterten, bei der Einsatzplanung berücksichtigten Szenarien eines vierstündigen, kompletten Abrufs entweder der positiven oder negativen Regelleistung. Im Unterschied zur Einsatzplanung wird hier jedoch der Extremwert ausgehend vom jeweils aktuellen Speicherinhalt, also der roten Linie, berechnet. Sobald die zukünftigen Extremwerte des Speicherinhalts Werte unterhalb null oder oberhalb der Speicherkapazität annehmen, wird vier Stunden vorher ein Intraday-Handel ausgelöst. In dem dargestellten Beispiel sinkt der Speicherinhalt im Extremfall eines vierstündigen kompletten Abrufs der vermarkteten positiven Regelleistung in Stunde 45 unter null. Entsprechend wird in Stunde 41 der Speicherinhalt durch einen Intraday-Kauf um die fehlende Energiemenge erhöht.

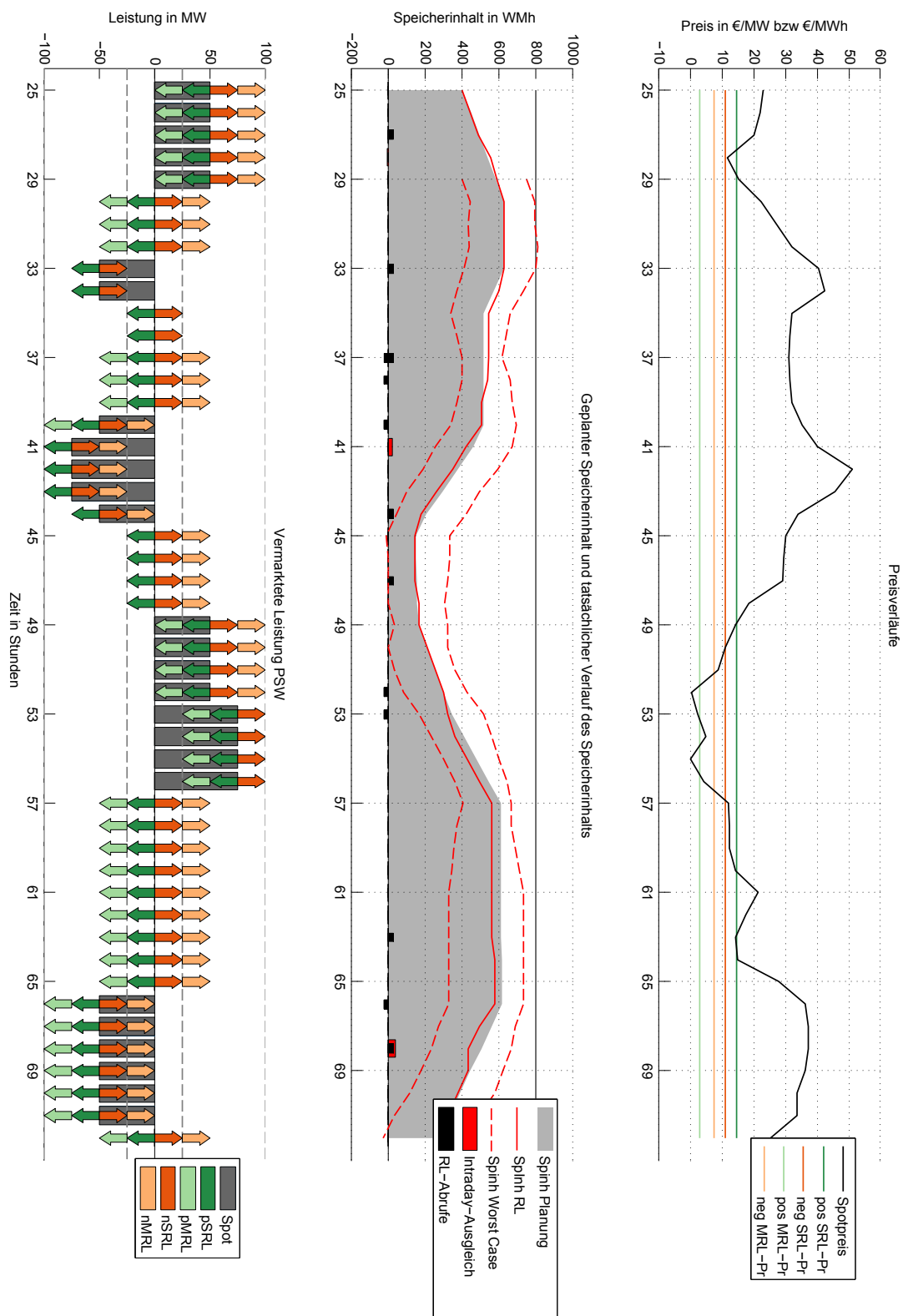


Abbildung (4.2) Auszug der Einsatzplanung eines Pumpspeichers

Um saisonale Tendenzen des Speichereinsatzes aufzuzeigen werden im Folgenden weitere Ergebnisse in Rasterdiagrammen dargestellt. Dabei sind auf der Ordinate die Stunden des Tages und auf der Abszisse die Tage des Jahres aufgetragen. Abbildung 4.3 zeigt

den der Einsatzplanung zu Grunde gelegten Strompreis des Jahres 2013. Werte unter 0 und über 100 €/MWh werden herausgefiltert, damit die Farbskala in mittleren Bereich eine bessere Auflösung erhält. Der Strompreis weist eine saisonale sowie eine Struktur innerhalb des Tages auf. Die Stunden mit den höchsten Preisen eines Tages liegen tendenziell zwischen 8 Uhr und 12 Uhr sowie 16 Uhr und 20 Uhr. Die Preisspitzen des Tages sind in den Sommermonaten weniger ausgeprägt. Das Muster der Anordnung des Strompreises findet sich tendenziell auch in den Diagrammen zum Speicherinhalt sowie Lade- und Entladevorgängen wieder. Der Speicher betreibt Peak-Shaving, lädt also in Stunden mit niedrigen Strompreisen (positive Werte) und entlädt in Stunden mit hohen Strompreisen (negative Werte). Das unterste Diagramm in Abbildung 4.3 zeigt den notwendigen Intraday-Handel, der durch die vorgestellte Extremfallbetrachtung des Abrufs ausgelöst wird.

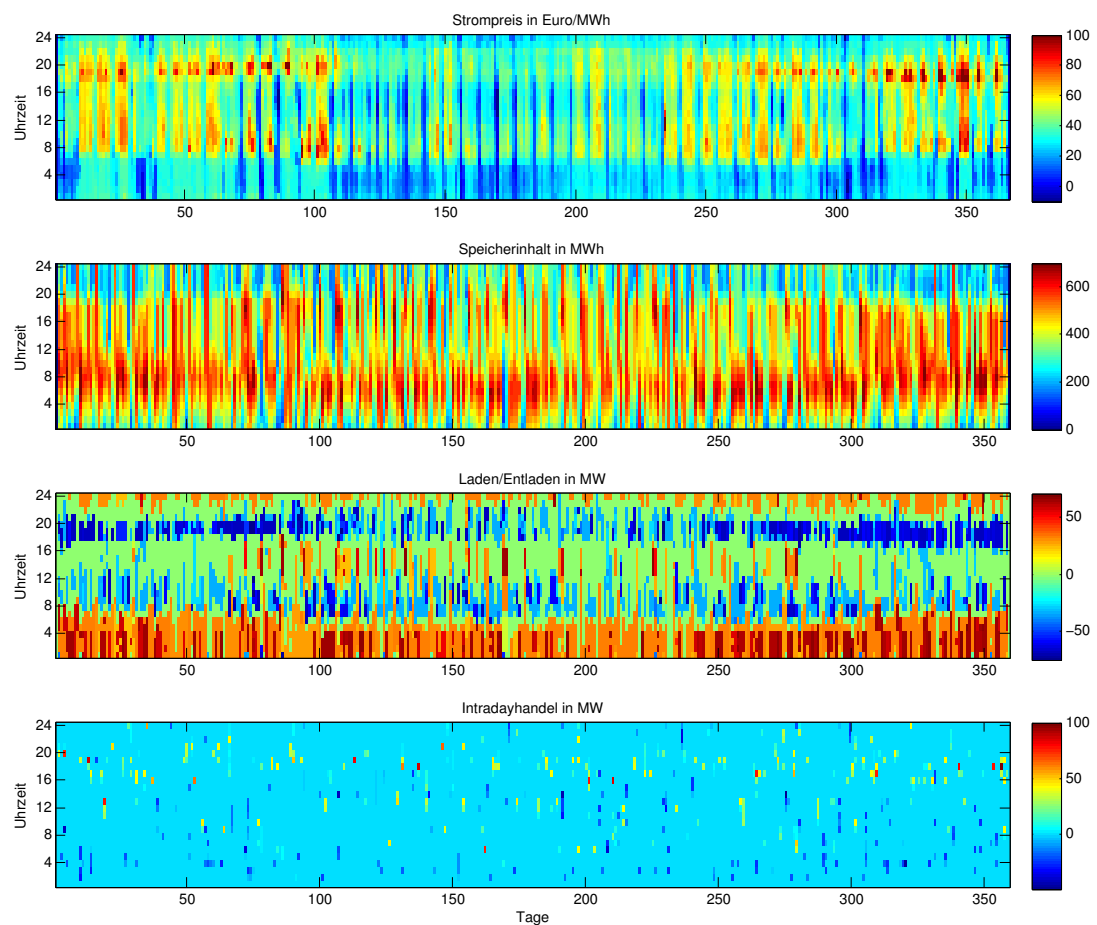


Abbildung (4.3) Zusammenfassung des Day-Ahead- und Intraday-Handels des Pumpspeichers

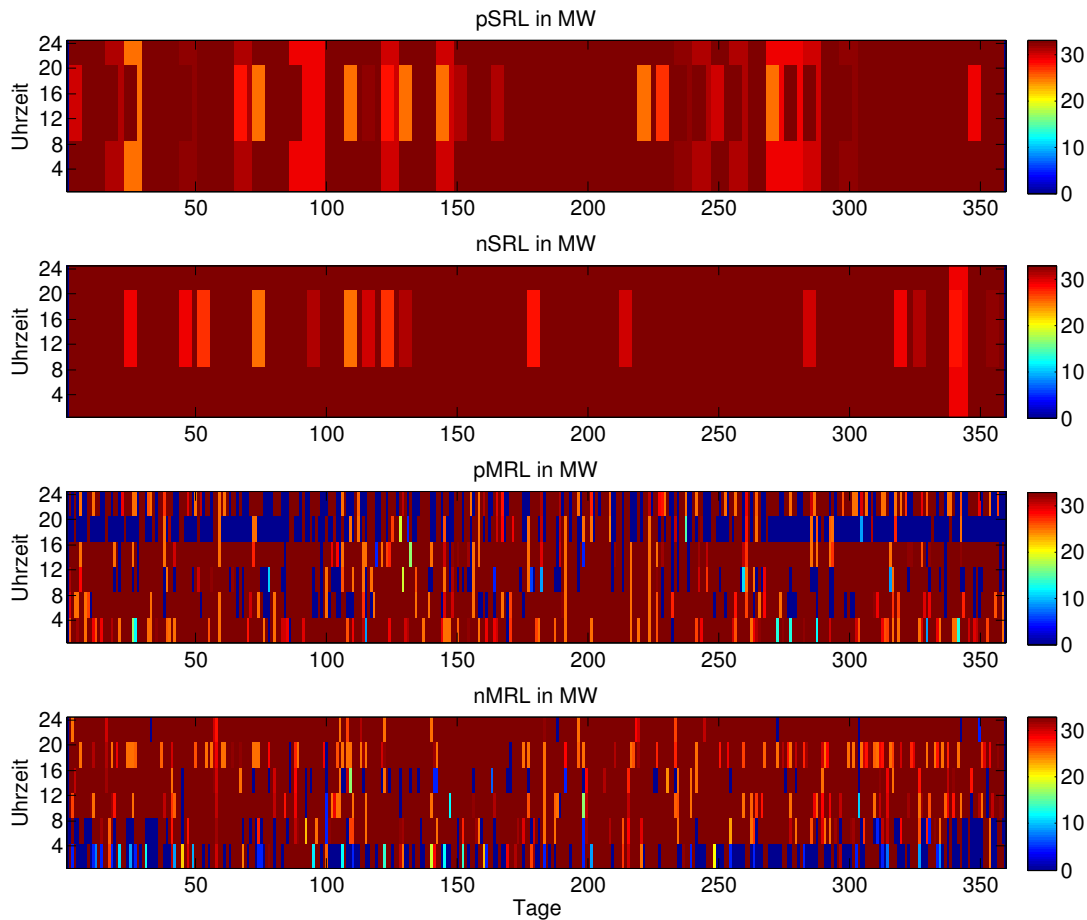


Abbildung (4.4) Zusammenfassung der Regelleistungsvermarktung des Pumpspeichers

In Abbildung 4.4 ist die Vermarktung von Regelleistung durch den Speicher in Rasterdiagrammen zusammengefasst. In dem Beispiel bietet der Speicher durchgängig sowohl positive als auch negative Sekundärregelleistung an. Am Strommarkt wird entsprechend nie die komplette Leistung der Pumpe eingesetzt, um stets eine Erhöhung für das Erbringen von negativer Regelleistung zu ermöglichen. Auch Minutenreserve wird durch den Speicher in vielen Stunden des Jahres angeboten. Zu erkennen ist in den Rasterdiagrammen die Blockstruktur der Regelleistungsvermarktung. Positive Minutenreserve wird häufig in dem Block von 16 Uhr bis 20 Uhr nicht angeboten. In diesen Stunden liegen zumeist hohe Strompreise vor und die Turbine wird bereits stark ausgelastet. Bei der Vermarktung von positiver Sekundärregelleistung ist es nicht möglich, allein diese Preisspitzen bei der Vermarktung auszuschließen, da für alle Werkzeuge die Stunden von 8 Uhr bis 20 Uhr in einem Ausschreibungsblock zusammengefasst sind. In den günstigen Nachtstunden von 0 Uhr bis 4 Uhr wird größtenteils auf das Anbieten von negativer Minutenreserve verzichtet. Die komplette nach Sekundärregelleistung verbleibende Leistung der Turbine wird lediglich in den wenigen Stunden am Strommarkt eingesetzt, in denen keine negative Minutenreserve vermarktet wurde.

In dem dargestellten Jahr erwirtschaftet der Speicher Deckungsbeiträge in Höhe von 10,2 Millionen € pro Jahr. Dabei wurde die zeitliche Verfügbarkeit des Pumpspeichers mit 90 % angesetzt. Nach (1) können die Investitionskosten eines Pumpspeichers durch Gleichung (4.1) angenähert aus der Engpassleistung der Turbine sowie der Speicherkapazität berechnet werden.

$$I_{PSW} = 1.059,24 \text{Euro/kW} \cdot P_{Tur} + 1,3 \text{Euro/kWh} \cdot E_{Kap} \quad (4.1)$$

Der in diesem Beispiel verwendete Speicher weist nach dieser Formel Investitionskosten von 107 Millionen € auf. Bei einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren und einen Zinssatz von 10 % liegt die Annuität der Investitionskosten bei 11,3 Millionen € pro Jahr. Der Speicher ist somit in diesem simulierten Jahr nicht in der Lage, die Deckungsbeiträge für die Investitionskosten vollständig zu erwirtschaften. Lediglich 25 % der Erlöse werden dabei am Strommarkt erwirtschaftet. Bei reiner Vermarktung des Speichers am Strommarkt steigen die Erlöse an diesem Markt von 2,8 Millionen € auf 3,3 Millionen € pro Jahr. Die Deckungsbeiträge des Speichers bei ausschließlichem Stromhandel entsprechen circa 30 % der Annuität der Investitionskosten.

4.1.3 Ergebnisse der Einsatzplanung für Laststeuerung von Waschmaschinen in privaten Haushalten

In diesem Unterkapitel werden beispielhafte Ergebnisse eines Preis gesteuerten Starts eines Pools von Waschmaschinen vorgestellt. Wie in Kapitel 3.2.2.3 erläutert werden die Prozesse als nicht unterbrechbar interpretiert. Ein gestartetes Gerät läuft immer bis zum Prozessende. Für jedes Gerät liegen ein Wunschstartzeitpunkt des Nutzers sowie ein Toleranzbereich zur Verschiebung des Geräts vor. In Abbildung 4.5 sind wie bei den Ergebnissen für Pumpspeicher oben zunächst die Preise für Strom und Regelleistung dargestellt. Ein Anbieten von Sekundärregelleistung mit dem Gerätepool wird ausgeschlossen. Es stehen also die Vermarktungsoptionen Strommarkt sowie positive und negative Minutenreserve zur Verfügung. Im zweiten Diagramm wird als graue Linie die Leistungsaufnahme dargestellt, für den Fall, dass die Geräte jeweils zum Wunschzeitpunkt der Nutzer gestartet werden. Die verfügbare Leistung wird als gestrichelte Linie abgebildet. Diese verfügbare Leistung entspricht der Summe der Leistungen der Geräte, für die ein Betrieb in der jeweiligen Stunde tolerabel ist. Der nach Preisen optimierte Lastgang ist als Fläche abgebildet. Diese Leistung setzt sich jeweils aus der Leistung der in dieser Stunde gestarteten sowie der noch laufenden Geräten zusammen. Die Prozessstarts in einer Stunde werden als gelbe Balken dargestellt. Das untere Diagramm zeigt die Summe der gestarteten Prozesse als gelbe Linie. Aus der Matrix der Wunschstartzeitpunkte und Toleranzbereiche wurden die minimal notwendigen und maximal möglichen Prozessstarts als Grenzen abgeleitet. Diese werden in dem Diagramm als graue Flächen abgebildet. Die Summe der Prozessstarts muss sich immer innerhalb dieser Grenzen bewegen. Im zweiten Diagramm ist zu erkennen, dass die Prozessstarts innerhalb der Grenzen der Verschiebung auf Stunden mit einem möglichst günstigen Strompreis gelegt werden.

Zusätzlich wird mit dem Gerätepool an dem dargestellten Tag positive und negative Minutenreserve angeboten. Die angebotene Leistung wird im zweiten Diagramm als grüne bzw. rote Balken dargestellt. Regelleistung kann dadurch bereitgestellt werden, dass Geräte nicht zu den im Fahrplan für den Stromeinkauf geplanten Zeitpunkten gestartet werden. Der Gerätepool bietet in dem Beispiel ab Stunde 101 positive Minutenreserve an. Ein Teil der geplanten Prozessstarts, dargestellt als gelbe Balken, wird somit bei Abruf nicht durchgeführt. Für den Fall eines kompletten Abrufs der Regelleistung wird durch die Nebenbedingungen der Optimierung sichergestellt, dass der Zähler der Prozessstarts weiterhin im zulässigen Bereich verbleibt. Die kumulierten Prozessstarts bei kompletten Abruf der Minutenreserve sind ebenfalls im unteren Diagramm dargestellt. Ab Stunde 101 liegen die Prozessstarts bei Abruf der positiven Minutenreserve also unterhalb der geplanten Prozessstarts. Lastverschiebungen können Regelleistung nur anbieten, sofern die über Regelleistung bezogene oder abgegebene Energie anschließend am Intraday-Markt ausgeglichen wird. Bei der Bilanzierung der

Prozessstarts unter Berücksichtigung der Regelleistung wird daher davon ausgegangen, dass der Abruf spätestens 4 Stunde später am Intraday-Markt ausgeglichen wird. Entsprechend wird der Zähler vier Stunden nach einem Regelleistungsgebot wieder um die verzögerte Menge an Prozessstarts erhöht. Das Anbieten von negativer Regelleistung durch ein Vorziehen von Prozessstarts führt entsprechend zu einem Prozessstartzähler, der bis zum Intraday-Ausgleich über dem Zähler der geplanten Prozessstarts verläuft.

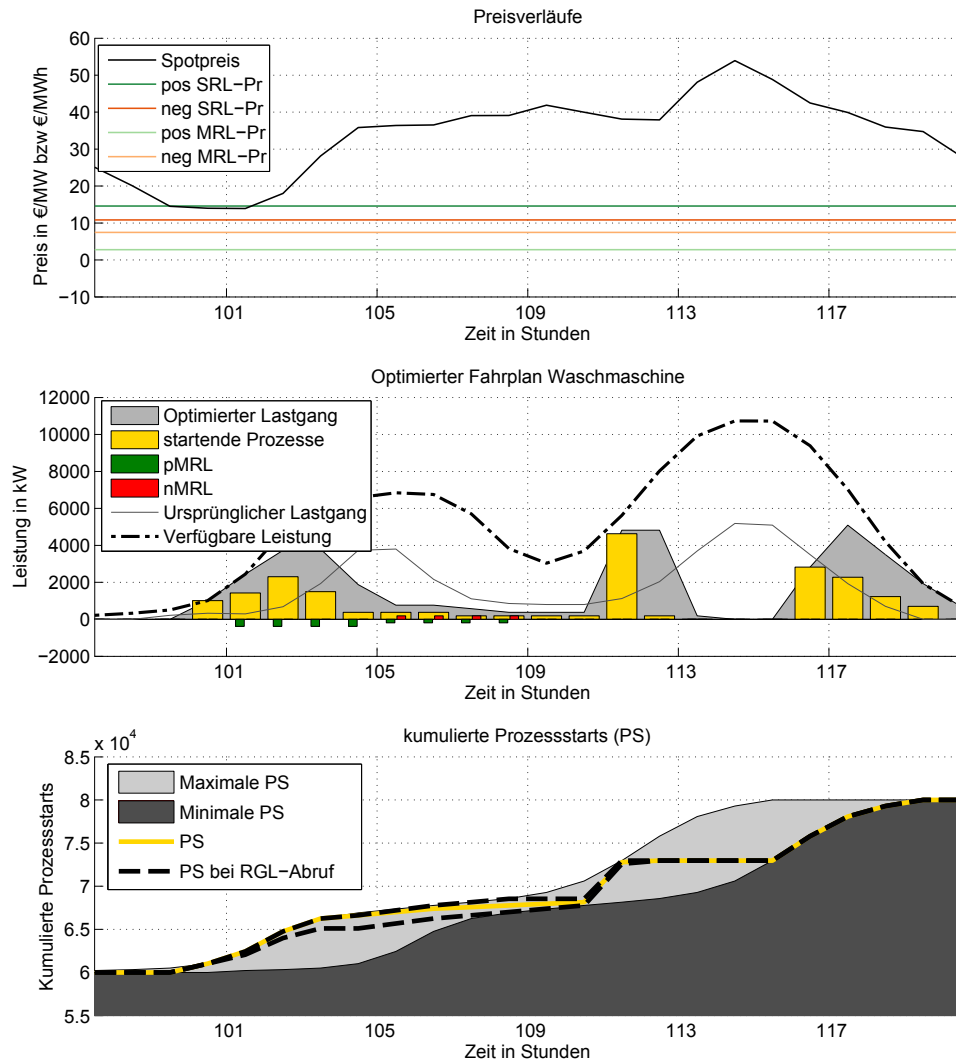


Abbildung (4.5) Beispiel für Lastverschiebung mit Vermarktung von Regelleistung

In Abbildung 4.6 werden die Ergebnisse einer Simulation für ein Jahr als Rasterdiagramme dargestellt. Das erste Diagramm fasst die Preise zusammen. Im zweiten Diagramm wird die Differenz zwischen gesteuertem Starten und Starten nach Wunschzeitpunkten dargestellt. Positive Werte liegen zu Zeitpunkten vor, bei denen bei Optimierung mehr Geräte betrieben werden als bei einem ungesteuerten Betrieb. Dies entspricht einem Laden eines funktionalen Speichers, da dem Netz zu diesen Zeitpunkten mehr Energie entzogen wird. Umgekehrt liegen negative Werte vor, sofern in einer Stunde nach Optimierung weniger Geräte betrieben werden als bei ungesteuertem Betrieb. Dies

stellt sich aus Sicht des Netzes dar wie das Entladen eines funktionalen Speichers. Im Vergleich der beiden oberen Diagramme ist zu erkennen, dass die Optimierung den Betrieb tendenziell aus den Stunden mit hohen Strompreisen verschiebt. Es kann sowohl positive als auch negative Minutenreserve angeboten werden. Positive Minutenreserve wird tendenziell in den Nachmittagsstunden angeboten. Zu diesem Zeitpunkt sind wegen der relativ niedrigen Strompreise viele Gerätestarts geplant, die auch für einige Stunden verzögert werden können. Negative Minutenreserve wird tendenziell in den Vormittagsstunden angeboten, in denen auf Grund der hohen Strompreise wenige Prozessstarts geplant sind.

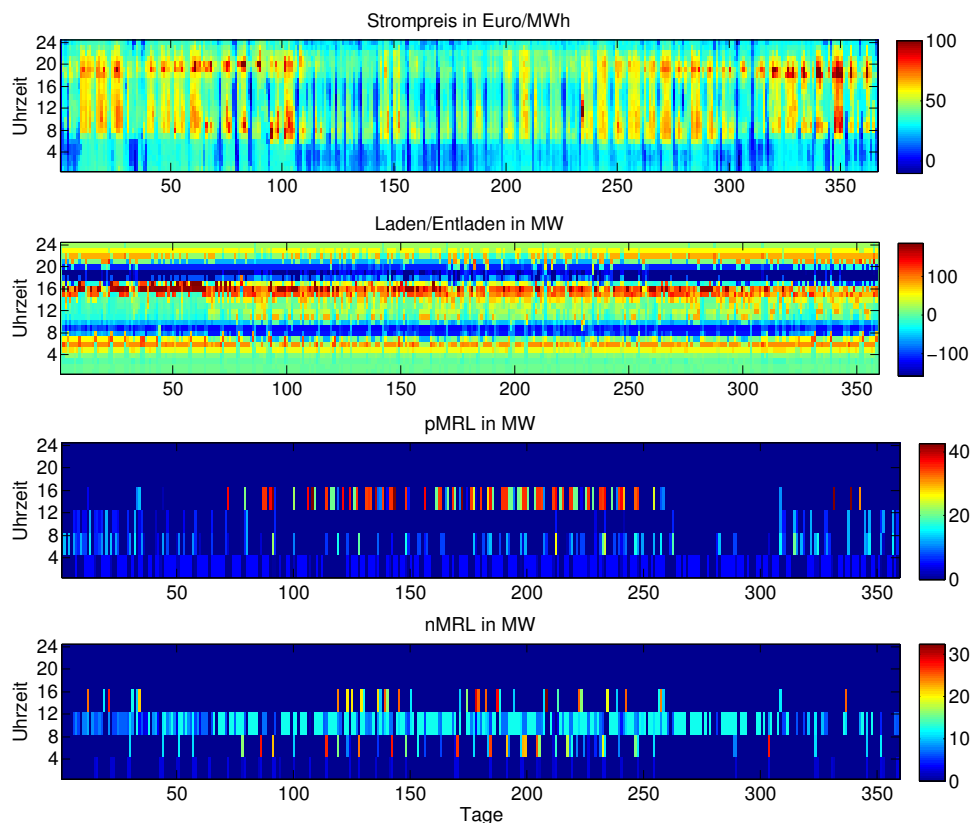


Abbildung (4.6) Ergebnisse der Lastverschiebung mit Waschmaschinen

Durch Steuerung der Starts der Geräte des Pools in dem dargestellten Jahr lässt sich eine Ersparnis für den Strombezug von 6,7 € pro Gerät und Jahr erzielen. Dabei wurde angesetzt, dass jedes Gerät täglich genutzt wird. Bei einer Nutzung der Waschmaschine an 4 Tagen einer Woche reduziert sich die Ersparnis auf 3,8 € pro Gerät und Jahr. 95,3 % davon entfallen auf die Einsparungen durch das Verschieben in Stunden mit einem niedrigeren Strompreis. Das Anbieten von negativer Minutenreserve trägt mit 3,1 % und von positiver Minutenreserve mit 1,4 % zur Reduktion der Kosten bei. Bei einer Optimierung der Starts ausschließlich für den Strommarkt kann eine Ersparnis von 6,6 € pro Gerät bzw. 3,7 € pro Gerät erzielt werden. Das Anbieten von Regelleistung führt also zu geringen Opportunitätskosten am Strommarkt. Insgesamt ist die Ersparnis

pro Gerät sehr gering. Bei dieser geringen Kostenreduktion ist es fraglich, ob die Aufwendungen sowohl für einen erhöhten Anschaffungspreis steuerbarer Geräte als auch für die Kommunikationsinfrastruktur erwirtschaftet werden können.

4.1.4 Erlöse der Speicher bei aktuellen Randbedingungen

Die Ergebnisse der Simulation des Pumpspeichers mit den Preisen aus 2013 wird in Abbildung 4.7 den Ergebnissen mit den Preisen für 2008 und 2010 gegenübergestellt. Die Deckungsbeiträge werden dabei mit den Investitionskosten normiert. Wie dargestellt erwirtschaftet der Pumpspeicher im Jahr 2013 sowohl mit als auch ohne Regelleistungsvermarktung nicht ausreichend Deckungsbeiträge für die Annuität der Investitionskosten. In den Jahren 2008 und 2010 war der Speicher dazu dagegen in der Lage, sofern er Regelleistung anbietet.

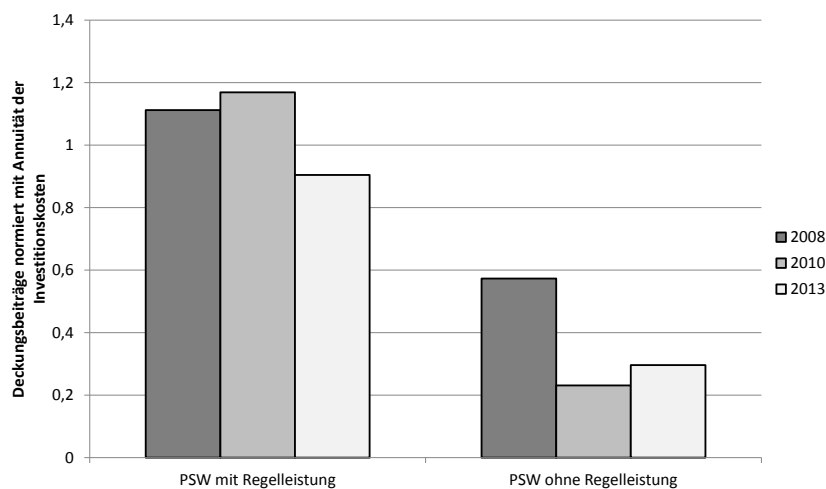


Abbildung (4.7) Simulierte Deckungsbeiträge eines Pumpspeichers in den Jahren 2008, 2010 und 2013 normiert mit der Annuität der Investitionskosten

In Abbildung 4.8 oben ist die Einsparung des Strombezugs für Waschmaschinen in den drei betrachteten Jahren im Vergleich zu einem ungesteuerten Betrieb zusammengefasst. Die reinen Strombezugskosten können um 15 % bis 21 % reduziert werden. Bei Strombezugskosten von 18,4 € bis 30,4 € pro Jahr ist die absolute Ersparnis jedoch gering. Durch zusätzliche Vermarktung von Regelleistung können die Kosten des Strombezugs in allen 3 Jahren nur geringfügig gesenkt werden. Darüber hinaus werden in Abbildung 4.8 unten Betriebskosten einer Waschmaschine aus Sicht eines Kunden und somit inklusive Umlagen auf die Strombezugskosten dargestellt. Die relative Ersparnis der Kunden ist auf Grund des hohen Anteils der fixen Umlagen am Strompreis gering.

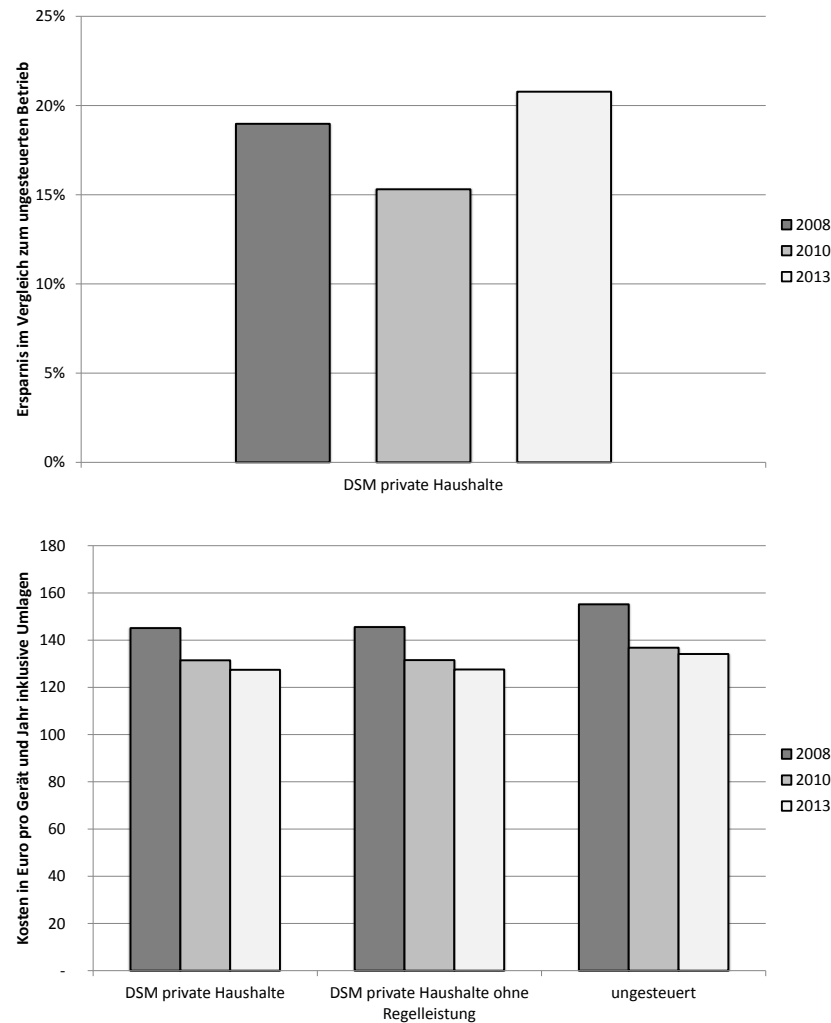


Abbildung (4.8) Ergebnisse für Laststeuerung mit Waschmaschinen in den Jahren 2008, 2010 und 2013

Für ein System aus Kraft-Wärme-Kopplung und Kessel werden die zusätzlichen Deckungsbeiträge simuliert, die durch eine Flexibilisierung mit Nachheizung und einem Wärmespeicher möglich sind. Die technischen Parameter sind einem kleinen Stadtwerk nachempfunden. Das Maximum der Wärmelast liegt bei 50 MW. Zur Deckung der Wärmelast steht eine KWK-Anlage mit 18,5 MWel und einem Gesamtwirkungsgrad von 85 % zur Verfügung. Die maximale Wärmeerzeugung des Spitzenlastkessels liegt bei 16,75 MWth. Der Wärmespeicher wird so dimensioniert, dass dieser die Spitzenlast 2,2 Stunden alleine decken kann. Die Entladeleistung wird zu 10 % der Speicherkapazität festgelegt. Die maximale Leistung der Nachheizung wird mit 10 % der Spitzenlast angesetzt (1). In Abbildung 4.9 sind Ergebnisse für die Jahre 2008, 2010 und 2013 zusammengefasst. Dabei wird jeweils derselbe Wärmelastgang zur Deckung vorgegeben und lediglich die Preise variiert. Die Deckungsbeiträge des flexiblen KWK-Systems sind normiert mit der Annuität der Investitionskosten für Wärmespeicher und Nachheizung. Dabei werden die Deckungsbeiträge eines nicht flexiblen Systems abgezogen, um

ausschließlich die zusätzlichen Einnahmen zu erfassen. Die Investitionskosten werden mit 1000 €/kWh Kapazität des Wärmespeichers sowie 150.000 €/MW installierte Leistung der Nachheizung angesetzt (1). Als Abschreibungsdauer werden 50 Jahre und als Zinssatz 10 % angenommen. Die für die Flexibilisierung notwendigen Investitionskosten können in dem Beispiel in allen betrachteten Jahren erwirtschaftet werden. Insbesondere die Nachheizung amortisiert sich in der Simulation schnell.

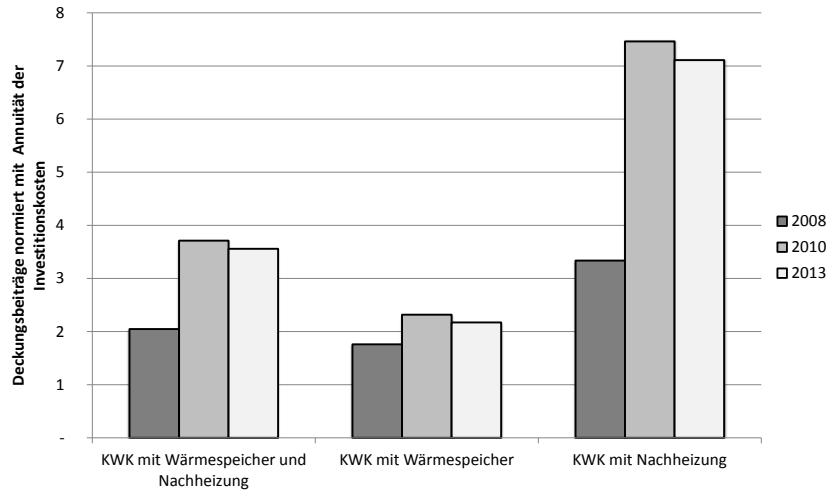


Abbildung (4.9) Simulierte Deckungsbeiträge eines flexibilisierten KWK-Systems in den Jahren 2008, 2010 und 2013 normiert mit der Annuität der Investitionskosten

In Abbildung 4.10 werden zusätzlich die in der Simulation erzielten absoluten Deckungsbeiträge aus Strom- und Regelleistung für die 3 Typen an flexibilisierten KWK-Systemen sowie das nicht flexible System dargestellt.

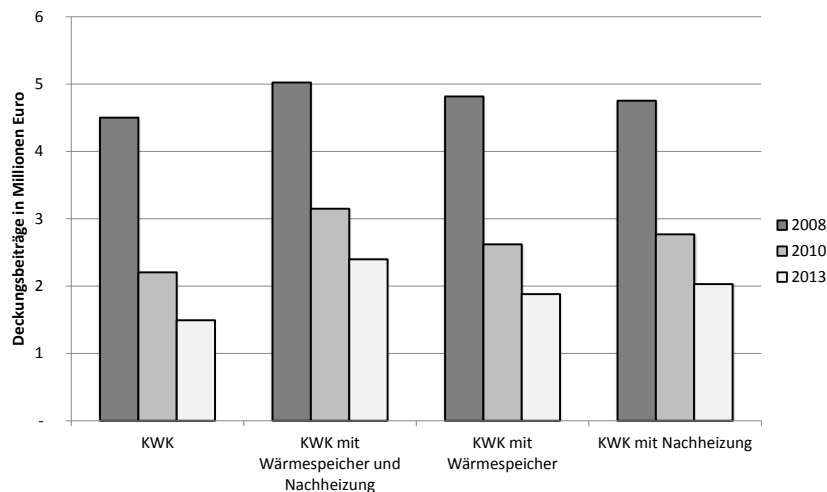


Abbildung (4.10) Deckungsbeiträge aus Strom- und Regelleistung für die 3 Typen an flexibilisierten KWK-Systemen sowie das nicht flexible System

Abbildung 4.11 fasst die Ergebnisse der Einsatzplanung für Elektromobilität in den drei Jahren zusammen. Es wird der in (1) simulierte Ladebedarf einer Fahrzeugflotte verwendet. Durch Lademanagement ohne Regelleistung können die Kosten für den Strombezug um 40 % bis 48 % reduziert werden. Dies entspricht 26 bis 51 €/Jahr und Fahrzeug. Durch zusätzliches Anbieten von Regelleistung reduzieren sich die Kosten um 67 % bis 91 % und somit 46 bis 71 €/Jahr und Fahrzeug. Für den Haushaltskunden stellt dies jedoch wegen fixer Strompreiskomponenten nur eine geringe relative Ersparnis dar. Die gesamten Bezugskosten sind in Abbildung 4.11 unten für die drei betrachteten Fälle gegenübergestellt.

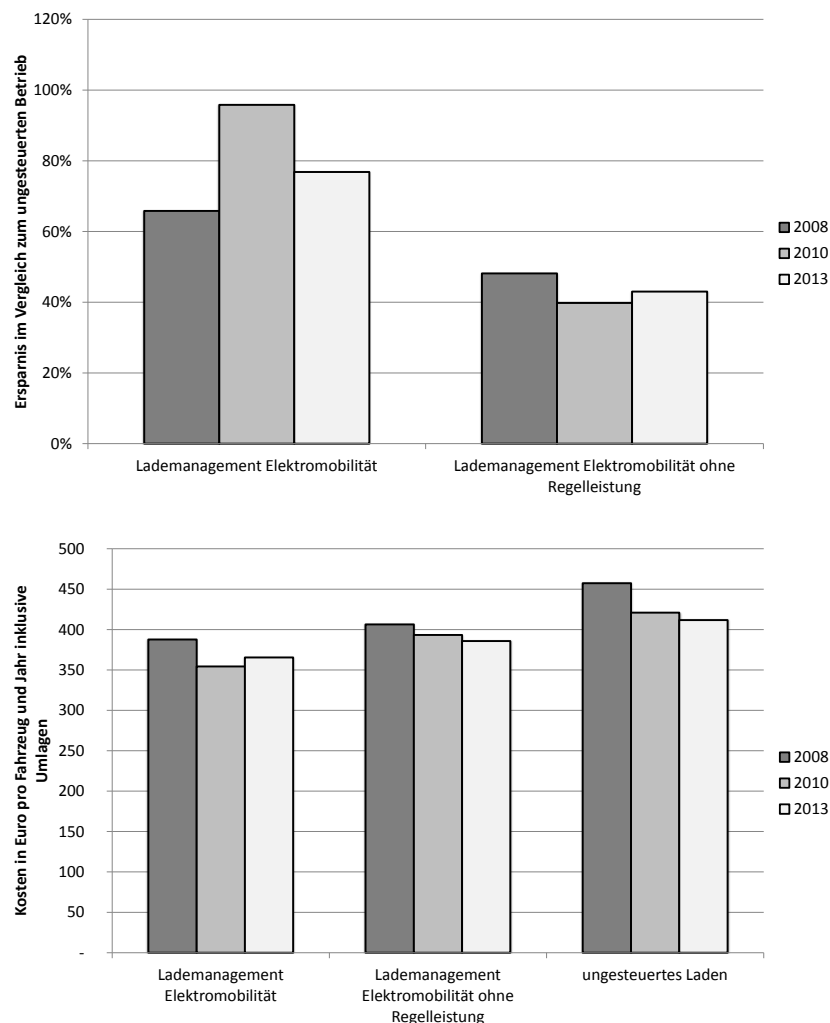


Abbildung (4.11) Ergebnisse für gesteuertes Laden bei Elektromobilität in den Jahren 2008, 2010 und 2013

Beispielhafte Ergebnisse für Laststeuerung in der Industrie sind in Abbildung 4.12 zusammengefasst. Die Abbildung zeigt die Kosten des Strombezugs im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb der Anlage. Simuliert wurde ein Holzschleifer mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 30 MW. Auf Grund der langsamen Reaktionszeit

der Anlage kann diese am Markt für Sekundärregelleistung nicht teilnehmen. Die Entnahme durch nachfolgende Prozesse wird als konstant angesetzt und entspricht 10 MWh pro Stunde. Die Speicherkapazität vor dem nächsten Produktionsschritt wird mit 130 MWh Stromäquivalente angesetzt. Bereits durch reine Strommarktoptimierung können die Kosten in jedem Jahr um mehr als 20 % gesenkt werden. In den Jahren 2008 und 2013 können die Kosten durch eine zusätzliche Vermarktung von Regelleistung um über 50 % gesenkt werden.

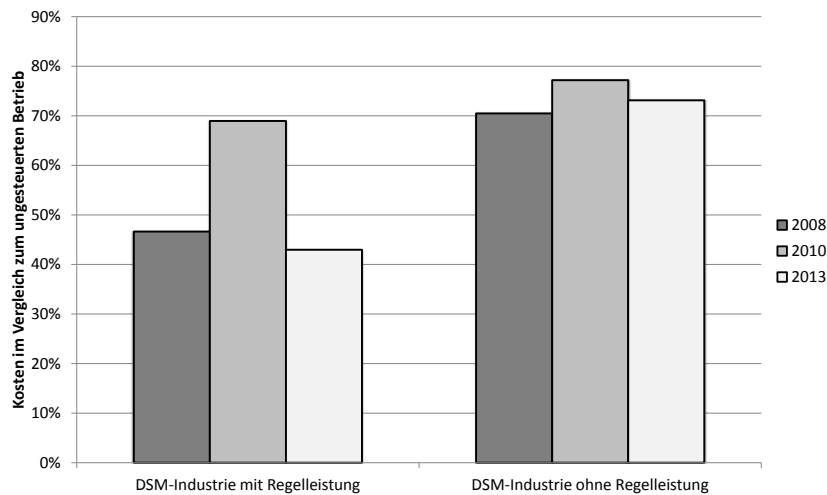


Abbildung (4.12) Ergebnisse für Laststeuerung eines Holzschleifers in den Jahren 2008, 2010 und 2013

Abbildung 4.13 stellt die simulierten Deckungsbeiträge einer Wasserstoffelektrolyse dar. Diese sind ebenfalls normiert mit der Annuität der Investitionskosten. Die Investitionskosten werden nach (1) mit 2000 €/kW für die Anlage und 108 €/kW für den Gasanschluss angesetzt. Die angenommene technische Lebensdauer beträgt 25 Jahre und der Zinssatz wird zu 10 % angenommen. Als Gesamtwirkungsgrad der Anlage werden 50 % angesetzt.

Wie in Abbildung 4.1 zu erkennen ist, lag in den drei betrachteten Jahren der Strompreis selten unter 16 €/MWh. Im Jahr 2013 kam dies in weniger als 800 Stunden vor, in den beiden anderen Jahren noch deutlich seltener. Bei einem angenommenen Gaspreis von 31,5 €/MWh und dem angesetzten Wirkungsgrad der Anlage kann diese jedoch nur bis zu diesem Strompreis Erlöse durch die Gasproduktion erzielen. Bei reiner Strommarktoptimierung wird die Anlage daher lediglich im Jahr 2013 im nennenswerten Maße eingesetzt. Die erzielten Deckungsbeiträge reichen jedoch bei weitem nicht aus, um die Annuität der Investition zu decken. Wird durch die Anlage auch Regelleistung angeboten, steigen die Deckungsbeiträge deutlich. Die Anlage bietet dann quasi durchgängig negative Regelleistung an. Trotzdem kann auch bei Regelleistungsvermarktung in keinem Jahr die Annuität der Investition erwirtschaftet werden.

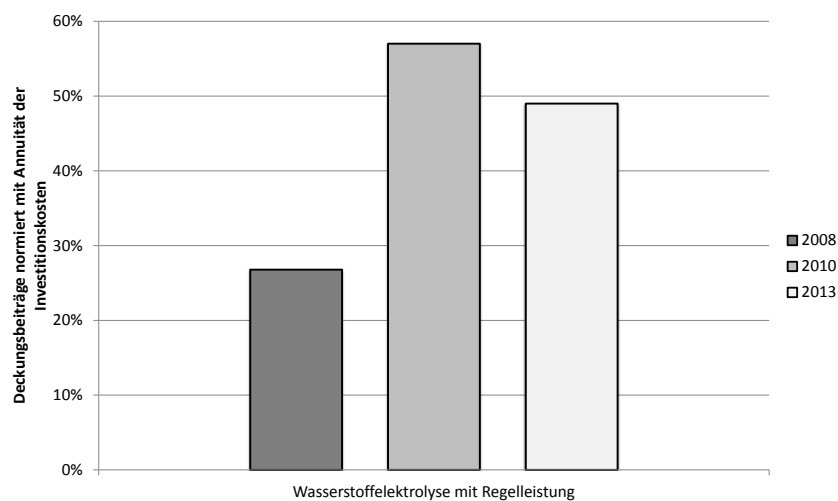


Abbildung (4.13) Simulierte Deckungsbeiträge einer Wasserstoffelektrolyse in den Jahren 2008, 2010 und 2013 normiert mit der Annuität der Investitionskosten

4.2 Ergebnisse der Einsatzplanung für Pumpspeicher bei modellierten Randbedingungen

Das Gesamtmodell benötigt eine Vielzahl an Eingangsparametern. Zunächst werden die technischen und ökonomischen Kennwerte aller Speicher benötigt. Eine Auswahl an existierenden Speichern muss festgelegt werden. Darüber hinaus muss der Kraftwerkspark in Deutschland definiert werden. Für die verschiedenen Kraftwerksarten werden die technischen Parameter in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme benötigt. Für die als existierend angesetzten Anlagen muss zusätzlich der Standort bekannt sein oder festgelegt werden. Die Erzeugungsgänge von erneuerbaren Energien müssen Stunden scharf für die abgebildeten Netzregionen vorliegen. Die Netzrestriktionen innerhalb Deutschlands zwischen den modellierten Netzregionen müssen festgesetzt werden. Um Stromexport und -import abzubilden muss zusätzlich die Kapazität der Grenzkupplungen zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland sowie zwischen den benachbarten Ländern definiert werden. Für die modellierten Nachbarländer wird die installierte Kapazität der konventionellen Kraftwerke benötigt. Auch für das Ausland müssen Erzeugungsgänge der erneuerbaren Energien festgelegt werden. Die verwendeten Brennstoff- und CO_2 -Preise sind darüber hinaus ein sehr sensibler Eingangswert, da diese maßgeblich die Strompreise bestimmen.

Diese Eingangsdaten werden im übergeordneten Projekt erhoben. In Szenarien werden mögliche Entwicklungen einzelner Parameter ausformuliert. Für verschiedene Szenarien soll das Gesamtmodell angewendet und die Ergebnisse interpretiert werden. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit liegen die detaillierten Eingangsdaten und Randbedingungen, insbesondere die Szenarien zur zukünftigen Entwicklung noch nicht vor. In diesem Kapitel werden daher lediglich erste Ergebnisse der Simulation mit vorläufigen Eingangsparametern für heutige Randbedingungen vorgestellt. Es werden dabei ausschließlich Pumpspeicher in der Simulation verwendet, da andere Speicher heute noch nicht in größerem Maßstab vorhanden sind.

Die vorläufigen Eingangsparameter orientieren sich weitgehend am Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur(35). Die installierte Leistung erneuerbarer Erzeuger, die bestehende Pumpspeicherkraftwerke sowie der Stromverbrauch werden dieser Quelle entnommen. Zur Regionalisierung auf die 18 Netzregionen in Deutschland werden die Verteilungen entsprechend der Zahlenverhältnisse der Szenarien aus (36) verwendet. Der Bestand konventioneller Kraftwerke in Deutschland wird entsprechend der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur angenommen(37). Den Anlagen werden nach (38) entsprechend des Baualters Wirkungsgrade und andere technische Parameter zugewiesen. Die Brennstoffpreise werden dem Netzentwicklungsplan entnommen. Der Preis für CO_2 -Zertifikate wird mit 5 €/t CO_2 angesetzt. Aktuelle Netzrestriktionen in

Deutschland werden dem Regionenmodell entnommen (39). Die Liste der Kraftwerke im benachbarten Ausland wird von (40) bezogen. Die erneuerbare Erzeugung und der Stromverbrauch im benachbarten Ausland entsprechen den Werten von (41). Als Netzrestriktionen werden die Net Transfer Capacities dieser Quelle verwendet.

Abbildung 4.14 zeigt eine Jahresdauerlinie der Strompreise, die sich bei einer Simulation mit diesen vorläufigen Eingangsparametern ergeben. Die in der Jahresdauerlinie zu erkennenden Stufen ergeben sich aus den Wirkungsgraden der verschiedenen Kraftwerkstypen.

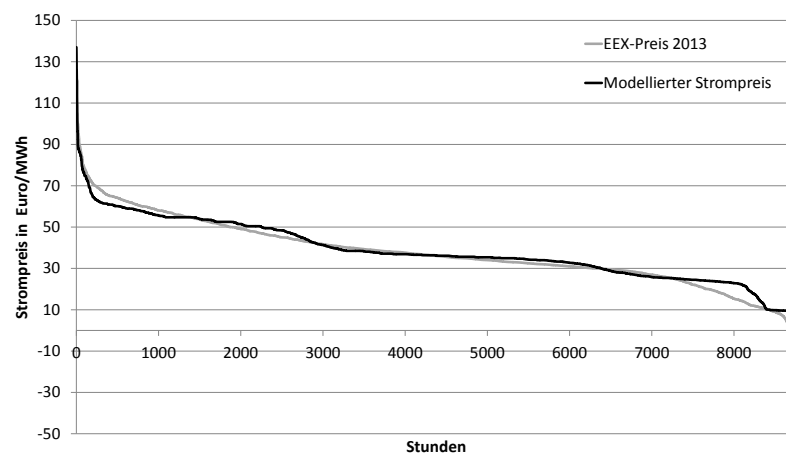


Abbildung (4.14) Jahresdauerlinie der Strompreise des Jahres 2013 sowie der mit Eingangsparametern für 2013 simulierten Strompreise

Bei den angesetzten Randbedingungen und den sich so einstellenden Strompreisen reichen die erzielten Deckungsbeiträge der Pumpspeicher im Mittel nicht aus, die Annuität der Investitionskosten zu bedienen. Dabei werden die Investitionskosten erneut nach Gleichung (4.1) berechnet. Eine Vielzahl der Speicher ist jedoch bereits abgeschrieben, sodass nicht jeder Speicher noch die Annuität erwirtschaften muss.

Dies fehlende Wirtschaftlichkeit entspricht den Ergebnissen aus Kapitel 4.1.4. Die Einnahmen sind im Vergleich zum Einsatz mit historischen Preisen jedoch noch einmal deutlich geringer. Dies ist auch auf die kostenbasierten Regelleistungspreise zurückzuführen, die zu weniger Einnahmen führen als die aktuellen Marktpreise. Wie in Kapitel 3.3.3 erläutert, unterscheiden sich insbesondere die modellierten Preise für negative Regelleistung von den aktuellen Marktpreisen. Bei der Bewertung der Ergebnisse des Modells ist stets zu berücksichtigen, dass sich bei nicht perfekten Märkten auch Marktpreise bilden können, die sich nicht aus den Kosten herleiten lassen. Die simulierten Einnahmen aus negativer Regelleistung sind in diesem Sinn als untere Abschätzung zu interpretieren.

In Fällen eines starken Abrufs von Regelleistung müssen einzelne Speicher in der Simulation ihren Speicherinhalt durch Intraday-Handel in den zulässigen Bereich zurückführen. Zusätzliche Deckungsbeiträge werden dabei jedoch nicht erzielt, da im Modell auf Grund der Preise mehr positive als negative Regelleistung angeboten wird und für den notwendigen Ausgleich weitere Energie am Intraday-Markt eingekauft werden muss. Die Pumpspeicher werden im Gesamtmodell bei den angesetzten Randbedingungen auch zum Redispatch verwendet. Dieser Einsatz wurde hier aber entsprechend der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen nicht mit Erlösen bewertet. Im Intraday-Markt zum Ausgleich des erkannten Prognosefehlers nehmen die Speicher ebenfalls teil. Bei den hier dargestellten Ergebnisse wird dieser Einsatz jedoch ebenfalls nicht finanziell bewertet.

KAPITEL 5

Zusammenfassung

In dieser Arbeit werden für verschiedene funktionale Stromspeicher Ansätze zur Einsatzplanung erstellt und in einem Simulationsmodell umgesetzt. Das erstellte Modell bietet die Möglichkeit, den Einsatz der funktionalen Stromspeicher für den Strom- und Regelleistungsmarkt zu optimieren und dabei den Ablauf der Vermarktungsschritte zu berücksichtigen. Technische Restriktionen der Anlagen werden dabei detailliert abgebildet.

Die Regelleistung wird bei der erstellten Einsatzplanung der Speicher mit einem Mischpreis bilanziert. Dieser setzt sich zusammen aus dem Leistungspreis sowie dem Arbeitspreis multipliziert mit einer mittleren Abrufwahrscheinlichkeit. Dieselbe Abrufwahrscheinlichkeit wird auch bei der Bilanz der geladenen und entladenen Energie für den Speicherinhalt angesetzt. Eine Optimierung für mittlere Abrufe der Regelleistung führt tendenziell zu hohen Regelleistungsgeboten. In Fällen eines extremen Abrufs, der stark vom angesetzten mittleren Abruf abweicht, kann dies zu Situationen führen, in denen der Speicher die Regelernergie nicht mehr bereitstellen oder aufnehmen kann. Daher werden parallel zur Bilanz des Speicherinhalts für einen mittleren Abruf kurzzeitige Extremfallbetrachtungen durchgeführt.

Der Ansatz, bei der Einsatzplanung jeweils für einen begrenzten Zeitraum den Extremfall eines kompletten Abrufs der Regelleistung zu berücksichtigen, wird bei den verschiedenen Speichertypen auf unterschiedliche Arten umgesetzt. Bei herkömmlichen Speichern wird jeweils ausgehend von dem mittleren Speicherinhalt der maximale und minimale Speicherinhalt bei komplettem Abruf der Regelleistung für vier Stunden berechnet. Flexible KWK-Systeme weisen mit KWK-Anlage und Nachheizung zwei in ihren Auswirkungen auf die Wärmeerzeugung entgegengesetzte Möglichkeiten zur Erbringung der Regelleistung auf. Eine Beschränkung der Regelleistung durch einen Speicherinhalt liegt hier nicht vor. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass auch in

Fällen eines extremen Abrufs der Regelleistung die thermische Last gedeckt werden kann. Daher werden für diesen funktionalen Speicher die Extremfallbetrachtungen für Regelleistung für die gekoppelte Wärmeerzeugung durchgeführt. Lastverschiebungen können positive Regelleistung dadurch bereitstellen, dass ein am Strommarkt eingekaufter Strombezug zu einem Zeitpunkt nicht verbraucht wird, die Last also auf einen anderen Zeitpunkt verschoben wird. Um die Last zu diesem anderen Zeitpunkt zu decken, muss Strom nun am Intraday-Markt eingekauft werden. Umgekehrt kann negative Regelleistung zu einem Zeitpunkt erbracht werden, indem Last auf diesen Zeitpunkt verschoben wird. Der Strombezug zum ursprünglich geplanten Zeitpunkt muss nun am Intraday-Markt verkauft werden. Ohne einen Intraday-Ausgleich wären reine Lastverschiebungen nicht in der Lage, Regelleistung anzubieten. Die Grenzen der Lastverschiebung bei Laststeuerung in privaten Haushalten und Elektromobilität werden im entwickelten Modell zur Bilanzierung der startenden und laufenden Prozesse bzw. durch ein Zustandsmodell erfasst. Die Extremfälle für einen kompletten Abruf von positiver oder negativer Regelleistung für vier Stunden werden innerhalb dieser Modelle ebenfalls bilanziert. Der Ausgleich am Intraday-Markt wird dabei mit eingeplant. Die Optimierung stellt sicher, dass für den Ausgleich vier Stunden Zeit zur Verfügung stehen und trotzdem die Grenzen der Lastverschiebung eingehalten werden.

Das Modell optimiert den Einsatz der Speicher sowohl für den Strommarkt als auch für positive und negative Sekundärregelleistung sowie positive und negative Minutenreserve. Dabei werden die vorgeschriebenen Mindestgebote und Ausschreibungszeiträume eingehalten. Sekundärregelleistung wird jeweils für eine Woche ausgeschrieben. Die Ausschreibung der Minutenreserve wird wie der Stromhandel täglich durchgeführt. Entsprechend sind in dem Modell eine Wochen- sowie eine Tagesoptimierung umgesetzt.

Das in der Arbeit erstellte Simulationsmodell umfasst neben der Speichereinsatzplanung ein Modul zur Generierung von Strom- und Regelleistungspreisen sowie zur Simulation des Anlageneinsatzes am Strommarkt. Das Modul wird zunächst verwendet, um Preisprognosen zu erstellen. Dabei wird der Speichereinsatz vereinfacht abgebildet und somit in der Preisprognose berücksichtigt. Für diese Preisprognosen wird der Einsatz der Speicher anschließend separat optimiert. Die nach dieser Optimierung fixierten Gebote der Speicher und Kraftwerke für Regelleistung werden bei der abschließenden Einsatzplanung zur Abbildung des Day-Ahead-Handels berücksichtigt.

In dem Bottom-up-Modell werden Strompreisverläufe prinzipiell aus den marginalen Kosten der Lastdeckung errechnet. Die Lastdeckung wird dabei für Deutschland in 18 Netzregionen simuliert. Das benachbarte Ausland nimmt an der Lastdeckung teil, begrenzt jedoch durch die Kapazität der Grenzkuppelstellen. In Deutschland sind die Kraftwerke ab einer Größe von 50 MW modelliert, kleinere Kraftwerke werden in jeder Netzregion Energieträger scharf zu Summenkraftwerken mit einer für den Energieträger üblichen Größe zusammengefasst. Im benachbarten Ausland werden

die Kraftwerkstypen jeweils Energieträger scharf abgebildet. Zur Ermittlung des Day-Ahead-Strompreises werden die Netzrestriktionen in Deutschland nicht berücksichtigt. Die marginalen Kosten der Lastdeckung, also die Kosten zur Deckung der letzten Megawattstunde der Last in einer Stunde, werden als Strompreis interpretiert.

Die Regelleistungspreise werden im Simulationsmodell durch die Opportunitätskosten am Strommarkt bestimmt. Auf der Basis des Strompreises und des geplanten Betriebs der Kraftwerke am Strommarkt werden die entgangenen Einnahmen für die Rückhaltung der Leistung berechnet und als Leistungspreis der Regelleistung verwendet. Die Arbeitspreise entsprechen den Kosten oder der Einsparung im Falle einer Erbringung der Regelleistung bei einem Abruf.

Zur Modellierung eines mittleren Intraday-Preises und des Anlageneinsatzes zum Ausgleich des erkannten Prognosefehlers wird eine Einsatzplanung zur Deckungen einer relativen Last erstellt. Diese relative Last entspricht dem erkannten Prognosefehler der erneuerbaren Einspeisung. In der Intraday-Einsatzplanung berücksichtigen die Kraftwerke und Speicher ihren geplanten Einsatz aus dem Day-Ahead-Handel sowie die vermarktete Regelleistung. Aus der Einsatzplanung ergibt sich ein veränderter oder zusätzlicher Einsatz der funktionalen Stromspeicher und Kraftwerke. Die Erlöse aus diesem Einsatz können bei der wirtschaftlichen Bewertung der Speicher berücksichtigt werden.

Um die dämpfende Wirkung des Speicherausbaus auf den Netzausbau darzustellen und finanziell zu bewerten, bildet das Bottom-up-Modell die räumliche Dimension der Lastdeckung ab. In den Einsatzplanungen zur Abbildung des Day-Ahead- und Intraday-Handels werden die Leitungskapazitäten zwischen den Netzregionen in Deutschland auf unendlich gesetzt. Die Überlastung der Netze wird nach diesen beiden Einsatzplanungen bilanziert und eine entsprechende Entlastung in der Redispatch-Einsatzplanung als Nebenbedingung gesetzt. Die Redispatch-Einsatzplanung berücksichtigt dabei wie die Intraday-Einsatzplanungen die bestehenden Verpflichtungen der Anlagen aus anderen Vermarktungsschritten.

KAPITEL 6

Weiterer Forschungsbedarf

Für das in dieser Arbeit erstellte Modell wird eine Vielzahl an Eingangsparametern benötigt. Diese umfassen Last- und Erzeugungsgänge für Stromverbrauch und erneuerbare Erzeuger, insbesondere Photovoltaik und Windenergie. Der Kraftwerkspark in Deutschland und dem abgebildeten benachbarten Ausland muss definiert und mit technischen Parametern versehen werden. Die Standorte der Kraftwerke und Speicher werden benötigt. Für die Abbildung der Restriktionen des Stromtransports müssen zudem die verbindenden Stromnetze in aggregierte Form für die gewählte räumliche Auflösung vorliegen. CO_2 - und gegebenenfalls je nach Standort angepasste Brennstoffpreise müssen definiert werden. Diese Werte müssen sowohl für den aktuellen Stand vorliegen als auch für die zu bewertenden Szenarien in die Zukunft fortgeschrieben werden. Nachdem in dieser Arbeit erste Ergebnisse mit dem Modell simuliert wurden, müssen nun die finalen Eingangsparameter integriert werden. Die Eingangsparameter und Szenarien werden in dem übergeordneten Gesamtprojekt definiert.

Eine Erweiterung und Verbesserung des Modells ist an verschiedenen Stellen möglich. Aktuell arbeitet das Modell mit einem Einheitspreis für Regelleistung und mittleren Abrufwahrscheinlichkeiten. Regelleistungspreise werden in dem Gesamtmodell generiert. Die sich ergebenden kostenbasierten Preise bilden die aktuellen Marktpreise nur eingeschränkt ab. Am Regelleistungsmarkt ist es den Akteuren möglich, Preise zu verlangen, die über die reinen Kosten der Rückhaltung der Regelleistung hinausgehen. Daher ist es nicht sinnvoll, in dem Gesamtmodell bei dem gewählten Ansatz eine weitere Detaillierung anzustreben. Bei einer separaten Verwendung der Speichereinsatzplanung können mit dem Modell jedoch weitergehende Untersuchungen für die Vermarktung von Regelleistung durchgeführt werden. Für eine Optimierung des durch die Speicher angebotenen Arbeitspreises und der damit zu erwartenden Abrufwahrscheinlichkeit kann die Einsatzplanung mehrmals durchgeführt werden. Alternativ kann das Modell auch erweitert werden, sodass mehrere alternative Preis-Abrufwahrscheinlichkeits-Kombinationen

in einer Optimierung zur Verfügung stehen.

Das Gesamtmodell bildet den Intraday-Handel der Speicher durch mehrere Ansätze ab. So wird im Modul zur Speichereinsatzplanung der notwendige Intraday-Handel zum Ausgleich von Regelleistungsabrufen bilanziert. Zusätzlich wird die den Speichern nach Day-Ahead- und Regelleistungsvermarktung verbleibenden Flexibilität für zusätzlich kurzfristigen Handel ermittelt. Im Gesamtmodell können die Speicher darüber hinaus eingesetzt werden, um den erkannten Prognosefehler zusammen mit den Kraftwerken möglichst Kosten günstig zu decken. Angesichts der zunehmenden Relevanz für Speicher ist eine detaillierte Betrachtung des Intraday-Marktes anzudenken. Wie bei Regelleistung ist dabei dem Problem zu begegnen, dass an diesem Markt kein Einheitspreis vorliegt. Mit einem definierten Preis wäre es möglich, die Speichereinsatzplanung nach der Day-Ahead-Optimierung erneut durchzuführen. Die Restriktionen für die Regelleistungsvermarktung und Regelleistungsabrufe können dabei detailliert berücksichtigt werden.

Durch das gewählte Stundenraster der Simulation können Abrufe von Regelleistung nur annähernd abgebildet werden. Dies gilt insbesondere für die Regelleistungsvermarktung bei Lastverschiebungen. Durch eine kleinere Zeitschrittweite im Modul zur Speichereinsatzoptimierung können die Restriktionen der Vermarktung besser erfasst werden.

Das Modell wurde erstellt, um verschiedene Speichertechnologien wirtschaftlich zu bewerten. In der Realität sind Speicher jedoch zumeist Teil eines Portfolios aus Erzeugern und Speichern, deren Einsatz zusammen optimiert wird. Das Modell kann dahingehend erweitert werden, eine Portfoliooptimierung für Speicher und Kraftwerke zusammen durchzuführen. In diesem Fall wird als weitere Eingangsgröße die Zusammenfassung der Anlagen in Portfolios benötigt. Im Modul zur Optimierung des KWK-Systems ist dieses Vorgehen für Wärmeportfolios in Ansätzen bereits umgesetzt.

Das beschriebene Modell dient aktuell der Simulation der Einnahmen und Auslastung eines bestehenden Anlagenparks. Die Ergebnisse werden verwendet um Szenarien zur Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks zu bewerten. Eine mögliche Erweiterung wäre es, das Modell mit einer Zubauplanung in einem geschlossenen Gesamtmodell zu kombinieren. Die Ergebnisse einer Jahressimulation können verwendet werden, um den Rückbau- oder Zubaubedarf in einem Gesamtmodell abzuleiten und umzusetzen.

Literatur

1. T. Schmid, C. Pellingner *et al.* *Die Merit Order der funktionalen Energiespeicher im Jahr 2030: Teil 3: Speichertechnologien* (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2013).
2. J. Swider *et al.* *Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität* (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2007).
3. Bundeskartellamt, *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel* (Bundeskartellamt, Bonn, 2011).
4. I. Ellersdorfer *et al.* *Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes* (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2008).
5. H. U. Heinrichs, *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund*, Karlsruhe, 2013.
6. F. Sensfuß, *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: An agent-based simulation approach* (Universität Karlsruhe, Karlsruhe, 2007).
7. F. Genoese, *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland* (KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, 2013).
8. W. Krewitt *et al.* *Analyse von Rahmenbedingungen für die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation: Abschlussbericht*, 2011.
9. C. Gutschl *et al.* *Simulation der Auswirkungen unterschiedlicher Einsatzstrategien von (Pump) -Speicherkraftwerken auf den Elektrizitätsmarkt* (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz, 2011).
10. A. von Oehsen, *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland* (Universitätsbibliothek Kassel, Kassel, 2012).

11. EPEX_Spot, *EPEX SPOT: Introduction of Smart block bids – Linked block orders and Exclusive block orders* (European Power Exchange, Paris, 2014).
12. T. Wulff, *Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen* (Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2006).
13. P. Pfeifroth, B. Steinhorst, S. Bschorrer, *Optimierte Einsatzplanung für funktionale Stromspeicher* (In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 1/2 2015 S. 63-65, Düsseldorf, 2015).
14. B. Steinhorst, *Betriebswirtschaftliche Optimierung des Fahrplans von funktionalen Stromspeichern mit gemischt-ganzzahliger lineare Programmierung* (Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, München, 2014).
15. P. Pfeifroth, F. Samweber, T. Gobmaier, *Funktionaler Stromspeicher mit Haushaltskühlgeräten* (In: BWK - Das Energie-Fachmagazin 12 2012 S. 29-33, Düsseldorf, 2012).
16. S. Bschorrer, *Intelligente Netzintegration von dezentralen Energierzeugungsanlagen und Elektrofahrzeugen in Gemeinden* (Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2014).
17. Energylink, *Einführung in den Stromgroßhandel* (Energylink, München, 2009).
18. C. Weber, *Uncertainty in the electric power industry: Methods and models for decision support* (Springer New York, New York, 2005).
19. U. Remme, *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell* (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2005).
20. R. J. Vanderbei, *Linear Programming and Extensions* (Kluwer Academic Publishers, Boston, 1996).
21. M. Steck, *Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke* (Technische Universität München, München, 2012).
22. Übertragungsnetzbetreiber, *Regionenmodell „Stromtransport 2013“* (Übertragungsnetzbetreiber, 2009).
23. Bundesnetzagentur, *Beschluss, Aktenzeichen BK8-12-019 - Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingtem Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung* (Bundesnetzagentur, address = Bonn, 2012).
24. Verband der Netzbetreiber, *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* (Verband der Netzbetreiber, Berlin, 2007).
25. H.-P. Beck et al. *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit* (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar, 2013).
26. Übertragungsnetzbetreiber, *ÜNB: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung - in www.regelleistung.net. Abgerufen 01/2015* (Übertragungsnetzbetreiber, 2015).

27. T. Pilgram, *Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelenenergiemarkt* (Clean Energy Sourcing GmbH, Berlin, 2013).
28. H. Guss *et al.* *Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken - Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier* (IZES gGmbH, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, TSB, Transferstelle Bingen in der ITB gGmbH, SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Saarbrücken, 2014).
29. C. Elberg *et al.* *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign* (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Köln, 2012).
30. Bundesregierung, *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen – Drucksache 17/2904 –* (Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Berlin, 2010).
31. C. Ziems, S. Meinke *et al.* *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen* (VGB Powertech, Rostock, 2009).
32. Deutsche-Energie-Agentur, *Positionspapier – dena-Plattform Pumpspeicherwerke* (Deutsche-Energie-Agentur, Berlin, 2014).
33. Übertragungsnetzbetreiber, *Präqualifizierte Anbieter je Regelenenergieart* (Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, 2014).
34. A. Feldmüller, *Wie flexibel ist der heutige konventionelle Kraftwerkspark aus Herstellersicht?* (Siemens, Berlin, 2013).
35. Bundesnetzagentur, *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015* (Bundesnetzagentur, Bonn, 2014).
36. M. Beer, T. Schmid, *Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen* (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009).
37. Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 02.04.2014* (Bundesnetzagentur, Bonn, 2014).
38. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., *Wirkungsgradanalyse von thermischen Großkraftwerken* (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2009).
39. T. Schmid, M. Beer, *Das Regionenmodell - Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten* (In: BKraftwerkstechnik - Sichere und nachhaltige Energieversorgung (ISBN 978-3-935317-57-3), Neuruppin, 2010).
40. G. Kuhs *et al.* *Kraftwerke ab 100 MW in Europa (in Betrieb, Bau und Planung)* (Krafwerkskarten.de, Halle (Saale), 2014).
41. ENTSO-E, the European Network of Transmission System Operators, *ENTSO-E Transparency Plattform* (ENTSO-E, the European Network of Transmission System Operators, Brüssel, 2014).

ANHANG A

Gleichungen der Speichereinsatzplanung

A.1 Laststeuerung in der Industrie und Pumpspeicherkraftwerke

Tabelle (A.1) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung für Laststeuerung in der Industrie und Pumpspeicherkraftwerke

Zielfunktion		
(A.1)	Maximum der Deckungsbeiträge	Erlöse - Kosten aus Day-Ahead-Preis und Erwartungswerte für RGL sowie Restwert Speicherinhalt
Nebenbedingungen		
(A.4)	Bilanz Speicherinhalt	Veränderung Speicherinhalt durch Day-Ahead-Markt, RGL, Verluste und Zuflüsse
(A.7)	Extremfall maximaler Speicherinhalt	Extremfallbetrachtung Speicherinhalt bei maximalem negativen RGL-Abruf
(A.6)	Extremfall minimaler Speicherinhalt	Extremfallbetrachtung Speicherinhalt bei maximalem positiven RGL-Abruf
(A.9),(A.10)	Maximale und minimale Ladeleistung	Summe aus Laden Day-Ahead-Markt und Laden RGL wird begrenzt durch technisches P_{\max} und P_{\min}
(A.16),(A.15)	Maximale und minimale Entladeleistung	Summe aus Entladen Day-Ahead-Markt und Entladen RGL wird begrenzt durch technisches P_{\max} und P_{\min}
(A.11),(A.13), (A.17),(A.19), (A.21),(A.22)	Maximale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen	Day-Ahead- und oder RGL-Gebote beachten technisches P_{\max} der Anlage

(A.12),(A.14), (A.18),(A.20)	Minimale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen	Day-Ahead- und oder RGL-Gebote beachten technisches Pmin der Anlage
(A.23)- (A.34)	Einhaltung technischer Grenzen auch bei RGL-Abruf für jeweils eine RGL-Art (Laden/Entladen, pos./neg.)	Auch bei Unterbrechen von Laden für RGL muss Laden größer als Pmin sein bzw. kleiner als Pmax (auch Entladen, beide RGL-Arten einzeln)
(A.35)- (A.40)	Einhaltung technischer Grenzen durch Kombination aus Laden und Ladestop für beide RGL-Arten (auch Entladen, pos./neg.)	s.o.
(A.46)- (A.49)	Zusammenfassung der beiden RGL-Bereitstellungsarten	Fasst für SRL und MR die Angebote zusammen aus Laden sowie Unterbrechen von Entladen (und Entladen sowie Unterbrechen von Laden). Variablen zur finanziellen Bewertung in Zielfunktion.
(A.41)- (A.45)	Gleichzeitiges Laden und Entladen ausschließen (Anlagen ohne hydraulischem Kurzschluss)	Gleichzeitiges Laden und Entladen auf dem Day-Ahead-Markt verhindern sowie gleichzeitiges Laden und pos. RGL bzw. Entladen und neg. RGL
(A.58),(A.59)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL	Gleiches Angebot für gesamte HT- bzw. NT-Zeit für pos./neg. SRL
(A.60),(A.61)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR	Gleiches Angebot jeweils für 4 Stunden-Block für pos./neg. MR
(A.50)- (A.57)	Einhaltung der RGL-Mindestgebotsgröße von 5 MW	Angebot für pSRL, nSRL, pMR, nMR jeweils mindestens 5MW
(A.62)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung	Die in der Wochenplanung erstellten SRL-Gebote werden für Tagesplanung fixiert (pos./neg.)

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$$\forall a \in [1, 2 \dots A]$$

$$\forall t \in [1, 2 \dots T]$$

Index- und Variablennamen

(a,t)	PSW Nummer a zum Zeitpunkt t
E	Entladeleistung
L	Ladeleistung
$Spot$	Aktivität auf dem Day-Ahead-Markt
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
$pSRL$	vorgehaltene positive Sekundärregelleistung
$nSRL$	vorgehaltene negative Sekundärregelleistung
EU_{nRL}	Entladestop negative Regelleistung
LU_{pRL}	Ladestop positive Regelleistung
R	Rest
$entn$	für PSW: natürlicher Zu- und Abfluss Speicherbecken
$entn$	für Laststeuerung Industrie: fixe Entnahme aus Speicher
Pr	Preis/ Erlös
$Spinh$	Speicherinhalt
η_{τ}	zeitliche Speicherverluste
η_L	Wirkungsgrad Laden (Pumpe)
η_E	Wirkungsgrad Entladen (Turbine)
α	Erwartungswert der Abruftrate der Regelleistung
vhd	Vorhaltungsdauer = 4 Stunden
$SpKap$	Speicherkapazität
$maxSpinh$	maximaler Speicherinhalt
$minSpinh$	minimaler Speicherinhalt
B	Binäre Variable 1:= an / 0:= aus
$P_{min,L}$	minimale Ladeleistung
$P_{max,L}$	maximale Ladeleistung
$P_{min,E}$	minimale Entladeleistung
$P_{max,E}$	maximale Entladeleistung
$P_{min,RL}$	minimales Regelleistungsgebot (= 5MW)
$P_{max,RL}$	maximales Regelleistungsgebot (nicht begrenzt)
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abruftrate
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

Zielfunktion

$$\begin{aligned}
max \quad & \sum_a \sum_t (E_{Spot}(a,t) - L_{Spot}(a,t)) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
& + pSRL(a,t) \cdot Pr_{pSRL}(t) + nSRL(a,t) \cdot Pr_{nSRL}(t) \\
& + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t) \\
& + Spinh(a,T+1) \cdot \overline{Pr}_{Spinh}(T+dT)
\end{aligned} \tag{A.1}$$

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \tag{A.2}$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abwurf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \tag{A.3}$$

Nebenbedingungen

Speicherinhalt:

$$\begin{aligned}
Spinh(a,t) = & \eta_\tau(a) \cdot Spinh(a, t-1) \\
& + \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a, t-1) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a, t-1) \\
& - \alpha_{pSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a, t-1)) \\
& - \alpha_{pMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a, t-1)) \\
& + \alpha_{nSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a, t-1)) \\
& + \alpha_{nMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a, t-1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a, t-1)) \\
& - entn(a, t-1) \quad \forall t \in [2, 3, \dots, T+1]
\end{aligned} \tag{A.4}$$

Grenzen des Speicherinhalts:

$$0 \leq Spinh(a,t) \leq SpKap(a) \tag{A.5}$$

Extremfall minimaler Speicherinhalt:

$$\begin{aligned}
minSpinh(a,t) = & Spinh(a,t) \\
& - \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a,t+\tau)) \\
& + \eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a,t+\tau) \\
& - \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\
& + entn(a, t+\tau) \quad \forall t \in [2, 3, \dots, T+1]
\end{aligned} \tag{A.6}$$

Extremfall maximaler Speicherinhalt:

$$\begin{aligned}
maxSpinh(a,t) &= Spinh(a,t) \\
&+ \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a,t+\tau) \\
&+ \eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a,t+\tau)) \\
&+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\
&- entn(a, t+\tau) \quad \forall t \in [2,3 \dots, T+1]
\end{aligned} \tag{A.7}$$

Begrenzungen des Speicherinhalts der Extremfallbetrachtung:

$$\begin{aligned}
0 < minSpinh(a,t) < SpKap(a) \\
0 < maxSpinh(a,t) < SpKap(a)
\end{aligned} \tag{A.8}$$

Leistungsbereich:

$$L_{Spot}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \tag{A.9}$$

$$L_{Spot}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \tag{A.10}$$

$$L_{nSRL}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \tag{A.11}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \tag{A.12}$$

$$L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \tag{A.13}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \tag{A.14}$$

$$E_{Spot}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{E,Spot}(a,t) \tag{A.15}$$

$$E_{Spot}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{E,Spot}(a,t) \tag{A.16}$$

$$E_{pSRL}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{pSRL}(a,t) \tag{A.17}$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pSRL}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{pSRL}(a,t) \tag{A.18}$$

$$E_{pMR}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{pMR}(a,t) \tag{A.19}$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pMR}(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{pMR}(a,t) \tag{A.20}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \quad (A.21)$$

$$E_{Spot}(a,t) + E_{pSRL}(a,t) + E_{pMR}(a,t) \leq P_{max,E}(a) \quad (A.22)$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL:

$$R_1(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) \quad (A.23)$$

$$R_1(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (A.24)$$

$$R_1(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (A.25)$$

$$R_2(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) \quad (A.26)$$

$$R_2(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (A.27)$$

$$R_2(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (A.28)$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop MR:

$$R_3(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (A.29)$$

$$R_3(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (A.30)$$

$$R_3(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (A.31)$$

$$R_4(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (A.32)$$

$$R_4(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (A.33)$$

$$R_4(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (A.34)$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL + MR:

$$R_5(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (A.35)$$

$$R_5(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (A.36)$$

$$R_5(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (A.37)$$

$$R_6(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (A.38)$$

$$R_6(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (A.39)$$

$$R_6(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (A.40)$$

Gleichzeitiges Laden und Entladen ausschließen (Pumpturbine ohne HKS):

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{E,Spot}(a,t) \leq 1 \quad (\text{A.41})$$

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{pSRL}(a,t) \leq 1 \quad (\text{A.42})$$

$$B_{L,Spot}(a,t) + B_{pMR}(a,t) \leq 1 \quad (\text{A.43})$$

$$B_{E,Spot}(a,t) + B_{nSRL}(a,t) \leq 1 \quad (\text{A.44})$$

$$B_{E,Spot}(a,t) + B_{nMR}(a,t) \leq 1 \quad (\text{A.45})$$

Zusammenfassung der Regelleistungsvariablen

$$E_{pSRL}(a,t) + LU_{pSRL}(a,t) = pSRL(a,t) \quad (\text{A.46})$$

$$L_{nSRL}(a,t) + EU_{nSRL}(a,t) = nSRL(a,t) \quad (\text{A.47})$$

$$E_{pMR}(a,t) + LU_{pMR}(a,t) = pMR(a,t) \quad (\text{A.48})$$

$$L_{nMR}(a,t) + EU_{nMR}(a,t) = nMR(a,t) \quad (\text{A.49})$$

Begrenzung der Regelleistungsgebote

$$P_{min,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \leq pMR(a,t) \quad (\text{A.50})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \leq nMR(a,t) \quad (\text{A.51})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \leq pSRL(a,t) \quad (\text{A.52})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \leq nSRL(a,t) \quad (\text{A.53})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \geq pMR(a,t) \quad (\text{A.54})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \geq nMR(a,t) \quad (\text{A.55})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \geq pSRL(a,t) \quad (\text{A.56})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \geq nSRL(a,t) \quad (\text{A.57})$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für SRL:

$$pSRL(a,t) = pSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.58})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.59})$$

$$\begin{array}{ll} \text{HT} = & [t_{\text{start}} + 8, \dots, t_{\text{start}} + 20 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 8 + 24, \dots, t_{\text{start}} + 20 + 24 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 8 + 24 \cdot 4, \dots, t_{\text{start}} + 20 + 24 \cdot 4 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Montag 8 - 20 Uhr} \\ \text{Dienstag 8 - 20 Uhr} \\ \vdots \\ \text{Freitag 8 - 20 Uhr} \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} \text{NT} = & [t_{\text{start}}, \dots, t_{\text{start}} + 8 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 20, \dots, t_{\text{start}} + 8 + 24 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 20 + 24, \dots, t_{\text{start}} + 8 + 24 \cdot 2 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 20 + 24 \cdot 4, \dots, t_{\text{start}} + 24 \cdot 5 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 24 \cdot 5, \dots, t_{\text{start}} + 24 \cdot 7 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Montag 0 - 8 Uhr} \\ \text{Montag 20 - 8 Uhr} \\ \text{Dienstag 20 - 8 Uhr} \\ \vdots \\ \text{Freitag 20 - 0 Uhr} \\ \text{Weekend} \end{array}$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für MR:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{\text{MR}} \quad (\text{A.60})$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{\text{MR}} \quad (\text{A.61})$$

$$\begin{array}{ll} T_{\text{MR}} = & [t_{\text{start}}, \dots, t_{\text{start}} + 4 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 4, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 2 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 4 \cdot 2, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 3 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 4 \cdot 5, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 6 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} 0 - 4 \text{ Uhr} \\ 4 - 8 \text{ Uhr} \\ 8 - 12 \text{ Uhr} \\ \vdots \\ 20 - 0 \text{ Uhr} \end{array}$$

Fixierte SRL bei Tagesplanung:

$$pSRL(a,t) = pSRL_W(a,t) \quad (\text{A.62})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL_W(a,t) \quad (\text{A.63})$$

Zusätzliche Gleichung für DSM-Industrie - Keine negative Minutenreserve:

$$nMR(a,t) \geq 0 \quad (\text{A.64})$$

$$nMR(a,t) \leq 0 \quad (\text{A.65})$$

A.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme mit Wärmespeicher und Nachheizung

Tabelle (A.2) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung für flexible KWK-Systeme

Zielfunktion		
(A.66)	Maximum der Deckungsbeiträge	Erlöse aus Day-Ahead-Markt durch KWK-Anlage und RGL, Kosten für Brennstoff und Heizstrom
Nebenbedingungen		
(A.69)	Thermische Lastdeckung	Die Wärmelast wird von KWK-Anlage, Kessel, Nachheizung und Wärmespeicher zusammen gedeckt. Laden des Speichers erhöht die zu produzierende Wärme in der Stunde. Es werden die Erwartungswerte der Wärmeerzeugung von KWK und Nachheizung verwendet, die den Abruf der RGL und deren Einfluss auf die Wärmeerzeugung berücksichtigen
(A.70)- (A.75)	Leistungsbereich KWK, keine RL im ausgeschalteten Zustand	Berücksichtigung P_{min} der KWK, Für neg. RGL kann nur bis P_{min} zurück gefahren werden, pos. RGL muss P_{max} und Day-Ahead-Aktivität berücksichtigen
(A.79)	Erwartete elektrische Leistung der KWK unter Berücksichtigung der Regelleistung	Die am Day-Ahead-Markt vermarktete elektrische Leistung wird addiert mit dem Produkt aus vermarkteter RGL und erwartetem RGL-Abruf. Diese erwartete Leistung wird bei der Berechnung der Brennstoffkosten verwendet, damit der Solver die Kosten des RGL-Vermarktung berücksichtigt. Außerdem wird daraus die erwartete Wärmeerzeugung berechnet die bei der thermischen Lastdeckung verwendet wird.
(A.76)	Brennstoffeinsatz KWK	Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs der KWK von Arbeitspunkt angenähert als Gerade. Verwendet die erwartete elektrische Leistung.

- (A.80) Kraft-Wärme-Kopplung mit variabler Stromkennzahl (SKZ) Berechnung der Wärmeerzeugung aus Stromerzeugung. Annahme einer konstanten Brennstoffausnutzung und Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads vom Lastzustand. Somit verschieben sich die Anteile von Strom- und Wärmeerzeugung je nach Lastbereich.
- (A.94)-(A.98) Fallabschätzung Wärmeerzeugung KWK Berechnung der Wärmeerzeugung aus Stromerzeugung für 3 Fälle: Q_{\min} bei komplettem Abruf neg. RGL, Q_{\max} bei komplettem Abruf pos. RGL, nur Day-Ahead-Markt bei keinem RGL-Abruf
- (A.83) Mindeststillstandszeit der KWK-Anlage Mindeststillstandszeit der KWK-Anlage
- (A.84) Mindestlaufzeit der KWK-Anlage Mindestlaufzeit der KWK-Anlage
- (A.85),(A.86) Lastbereich Kessel Einhalten von P_{\min} und P_{\max} des Kessels
- (A.87) Brennstoffeinsatz Kessel mit linearisiertem Wirkungsgradverlauf Abhängigkeit des Brennstoffbedarfs des Kessels vom Arbeitspunkt angenähert als Gerade.
- (A.88),(A.89) Lastbereich Wärme Nachheizung Der Heizstab hat keine Minimalleistung und benötigt daher keine Binäre. P_{\max} wird als Bound gesetzt. Der Einsatz des Heizstabs auf Day-Ahead-Markt begrenzt die pos. und neg. RGL-Bereitstellung. Die Wärme von P2H wird in der Zielfunktion und für RGL jeweils mit dem Wirkungsgrad in den resultierenden Strombedarf umgerechnet.
- (A.99),(A.100) Fallabschätzung Wärmeerzeugung Nachheizung Berechnung der Wärmeerzeugung für 2 Fälle: Q_{\min} bei komplettem Abruf pos. RGL, Q_{\max} bei komplettem Abruf neg. RGL
- (A.90) Erwartete Wärmeerzeugung der Nachheizung unter Berücksichtigung der Regelleistung Die aus Strom vom Day-Ahead-Markt produzierte Wärme wird addiert mit der erwarteten Wärmeproduktion aus RGL. Diese erwartete Wärmeproduktion wird bei der thermischen Lastdeckung verwendet.

(A.93)	Bilanz Speicherinhalt Wärmespeicher	Veränderung Speicherinhalt durch Laden und Entladen. Zusätzlich stellt die Bilanz sicher, dass der Speicherinhalt hoch genug ist für Fälle extremen Abrufs von Regelleistung. Die Kapazität sowie Pmax und Pmin des Speicher werden als Bounds gesetzt.
(A.91),(A.92)	Lastbereich Wärmespeicher	Einhalten von Pmax des Wärmespeichers
(A.107)- (A.110)	Zusammenfassung der Regelleistungsvorhaltung	Die Sekundärregelleistung und Minutenreserve setzt sich jeweils aus der Leistung von Power2heat und KWK-Anlage zusammen
(A.101)- (A.103)	Thermische Lastdeckung für Extremfallbetrachtung Regelleistungsabrufe	Stellt sicher, dass die Wärmelast auch bei vollem RL-Abrufen mit Hilfe des Wärmespeichers gedeckt werden kann. Ermittelt so die Entladeleistung des Speichers in den 3 Extremfällen
(A.104)- (A.106)	Maximale Entladeleistung des Speichers wegen Extremfällen	Findet das Maximum der Entladeleistung der 3 Extremfälle und beschrenkt dieses mit den technischen Grenzen des Speichers. Diese maximale Entladeleistung wird in der Bilanz des Speicherinhalts berücksichtigt.
(A.111)	Einhalten der Mindestgebotsgröße von 5 MW	Angebot für pSRL, nSRL, pMR, nMR jeweils mindestens 5MW unter Verwendung von Binären
(A.119), (A.120)	Einhalten der Angebotsblöcke für SRL	Gleiches Angebot für gesamte HT- bzw. NT-Zeit für pos./neg. SRL
(A.121), (A.122)	Einhalten der Angebotsblöcke für MR	Gleiches Angebot jeweils für 4 Stunden-Block für pos./neg. MR
(A.123)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung	Die in der Wochenplanung erstellten SRL-Gebote werden für Tagesplanung fixiert (pos./neg.)
-	Setzen der Startwerte für Speicherinhalt und KWK-Betriebszustand	Die Werte der letzten Planungsperiode werden als Anfangswerte dieser Periode gesetzt.

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$$\forall a \in [1, 2 \dots A]$$

$$\forall t \in [1, 2 \dots T]$$

Die Gleichungen zur Mindeststillstandszeit/Mindestlaufzeit und die Abbildung der Wirkungsgrade wurde aus (21) übernommen. Eine detailliertere Erläuterung dieser Nebenbedingungen ist dort zu finden.

Index- und Variablennamen

(a,t)	Erzeugungseinheit a zum Zeitpunkt t
KWK	Kraf-Wärme-Kopplung
K	Kessel
$P2H$	Nachheizung - Power2Heat
Sp	Wärmespeicher
P	elektrische Leistung
\dot{Q}	Wärmeleistung
E	Entladen
L	Laden
$Spinh$	Speicherinhalt Wärmespeicher
α	Erwartungswert der Abruftrate der Regelleistung
$MSSZ$	Mindeststillstandszeit der KWK-Anlage
MLZ	Mindestlaufzeit der KWK-Anlage
Pr	Preis / Erlöse
Br	Brennstoff
$Spot$	Day-Ahead-Markt
$pSRL$	vorgehaltene positive Sekundärregelleistung
$nSRL$	vorgehaltene negative Sekundärregelleistung
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
η	Wirkungsgrad
ω	Brennstoffausnutzungsgrad
η_τ	zeitliche Verluste
\bar{Q}_{KWK}	erwartete thermische Leistung KWK
\bar{Q}_{P2H}	erwartete Wärmeerzeugung Nachheizung
\bar{P}_{KWK}	elektrische Leistung KWK (erwarteter Arbeitspunkt)
\dot{Q}_{WL}	Wärmelast des Fernwärmenetzes
$\dot{Q}_{Sp,E,wc}$	maximale Entladeleistung wegen Abruf von Regelleistung
S	Betriebszustand (Binäre Variable: 1 := an, 0 := aus)

Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abrufquote
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

Zielfunktion

$$\max \text{ Deckungsbeitrag} = \text{Erlöse} - \text{Kosten}$$

$$\text{Erlöse} = \text{Spotmarkt KWK} + \text{Regelleistungsmarkt}$$

$$\text{Kosten} = \text{Brennstoff} + \text{Spotmarkt Nachheizung}$$

$$\begin{aligned}
\max \quad & \sum_a \sum_t P_{KWK,Spot}(a,t) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
& + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) \\
& + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t) \\
& + pSRL(a,t) \cdot Pr_{pSRL}(t) \\
& + nSRL(a,t) \cdot Pr_{nSRL}(t) \\
& - Br_{KWK}(a,t) \cdot Pr_{Br,KWK}(t) \\
& - Br_K(a,t) \cdot Pr_{Br,K}(t) \\
& - 1/\eta_{P2H}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,Spot}(a,t) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
& + Spinh(a,T+1) \cdot \overline{Pr}_{Spinh}(T+dT)
\end{aligned} \tag{A.66}$$

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \tag{A.67}$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abruf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \tag{A.68}$$

Nebenbedingungen

Thermische Lastdeckung:

$$\bar{Q}_{KWK}(a,t) + \dot{Q}_K(a,t) + \bar{Q}_{P2H}(a,t) + \dot{Q}_{Sp,E}(a,t) - \dot{Q}_{Sp,L}(a,t) \geq \dot{Q}_{WL}(a,t) \quad (\text{A.69})$$

Leistungsbereich KWK - keine RGL im ausgeschalteten Zustand

$$P_{KWK,Spot}(a,t) \geq P_{min,KWK}(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \quad (\text{A.70})$$

$$P_{KWK,nMR}(a,t) + P_{KWK,nSRL}(a,t) \leq P_{KWK,Spot}(a,t) - P_{min,KWK}(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \quad (\text{A.71})$$

$$P_{KWK,pMR}(a,t) + P_{KWK,pSRL}(a,t) \leq P_{max,KWK}(a) \cdot S_{KWK}(a,t) - P_{KWK,Spot}(a,t) \quad (\text{A.72})$$

Leistungsbereich KWK - Schnellstarter

$$P_{KWK,Spot}(a,t) \geq P_{min,KWK}(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \quad (\text{A.73})$$

$$P_{KWK,nMR}(a,t) + P_{KWK,nSRL}(a,t) \leq P_{KWK,Spot}(a,t) \quad (\text{A.74})$$

$$P_{KWK,pMR}(a,t) + P_{KWK,pSRL}(a,t) \leq P_{max,KWK}(a) - P_{KWK,Spot}(a,t) \quad (\text{A.75})$$

Brennstoffeinsatz KWK

$$Br_{KWK}(a,t) = k_1(a) \cdot \bar{P}_{KWK}(a,t) + k_2(a) \cdot S_{KWK} \quad (\text{A.76})$$

$$k_1(a) = \frac{1/\eta_{max}(a) - 1/\eta_{min}(a)}{1/P_{max}(a) - 1/P_{min}(a)} \quad \forall a \quad (\text{A.77})$$

$$k_2(a) = 1/\eta_{min}(a) - \frac{1/\eta_{max}(a) - 1/\eta_{min}(a)}{P_{min}(a)/P_{max}(a) - 1} \quad \forall a \quad (\text{A.78})$$

Erwarteter Arbeitspunkt KWK - erwartete elektrische Leistung

$$\begin{aligned} \bar{P}_{KWK}(a,t) &= P_{KWK,Spot}(a,t) + \alpha_{pMR}(a) \cdot P_{KWK,pMR}(a,t) \\ &\quad + \alpha_{pSRL}(a) \cdot P_{KWK,pSRL}(a,t) \\ &\quad - \alpha_{nMR}(a) \cdot P_{KWK,nMR}(a,t) \\ &\quad - \alpha_{nSRL}(a) \cdot P_{KWK,nSRL}(a,t) \end{aligned} \quad (\text{A.79})$$

Kraft-Wärme-Kopplung - variable Stromkennzahl (SKZ)

$$\bar{Q}_{KWK}(a,t) = f_1(a) \cdot \bar{P}_{KWK}(a,t) + f_2(a) \cdot S_{KWK} \quad (\text{A.80})$$

$$f_1(a) = \omega(a) \cdot \left(1/\eta_{min} - \frac{1/\eta_{max}(a) - 1/\eta_{min}(a)}{P_{min}(a)/P_{max}(a) - 1} \right) - 1 \quad \forall a \quad (\text{A.81})$$

$$f_2(a) = \omega(a) \cdot \frac{1/\eta_{max}(a) - 1/\eta_{min}(a)}{1/P_{max}(a) - 1/P_{min}(a)} \quad \forall a \quad (\text{A.82})$$

Mindeststillstandszeit

$$\begin{aligned} (S_{KWK}(a,t-1) - S_{KWK}(a,t)) \cdot MSSZ(a) \leq \\ MSSZ(a) - \sum_{\tau=0}^{MSSZ(a)-1} S_{KWK}(a,t+\tau) \end{aligned} \quad (\text{A.83})$$

$$\forall a, t \in [2, 3, \dots, T - MSSZ(a) + 1]$$

Mindestlaufzeit

$$\begin{aligned} (S_{KWK}(a,t) - S_{KWK}(a,t-1)) \cdot MLZ(a) \leq \\ \sum_{\tau=0}^{MLZ(a)-1} S_{KWK}(a,t+\tau) \end{aligned} \quad (\text{A.84})$$

$$\forall a, t \in [2, 3, \dots, T - MSSZ(a) + 1]$$

Lastbereich Kessel

$$\dot{Q}_{min,K}(a) \cdot S_K(a,t) \leq \dot{Q}_K \quad (\text{A.85})$$

$$\dot{Q}_{max,K}(a) \cdot S_K(a,t) \geq \dot{Q}_K \quad (\text{A.86})$$

Brennstoffeinsatz Kessel - Linearisierter Wirkungsgrad

$$Br_K(a,t) = k_1(a) \cdot \dot{Q}_K(a,t) + k_2(a) \cdot S_K(a,t) \quad (\text{A.87})$$

Lastbereich Nachheizung

$$\dot{Q}_{P2H,pMR}(a,t) + \dot{Q}_{P2H,pSRL}(a,t) \leq \dot{Q}_{P2H,Spot}(a,t) \quad (\text{A.88})$$

$$\dot{Q}_{P2H,nMR}(a,t) + \dot{Q}_{P2H,nSRL}(a,t) \leq \dot{Q}_{max,P2H}(a) - \dot{Q}_{P2H,Spot}(a,t) \quad (\text{A.89})$$

Erwarteter Arbeitspunkt Nachheizung

$$\begin{aligned}
\bar{Q}_{P2H}(a,t) &= \dot{Q}_{P2H,Spot}(a,t) + \alpha_{pMR}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,pMR}(a,t) \\
&\quad + \alpha_{pSRL}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,pSRL}(a,t) \\
&\quad - \alpha_{nMR}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,nMR}(a,t) \\
&\quad - \alpha_{nSRL}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,nSRL}(a,t)
\end{aligned} \tag{A.90}$$

Lastbereich Wärmespeicher

$$0 \leq \dot{Q}_{Sp,L}(a,t) \leq \dot{Q}_{max,L}(a) \tag{A.91}$$

$$0 \leq \dot{Q}_{Sp,E}(a,t) \leq \dot{Q}_{max,E}(a) \tag{A.92}$$

Speicherinhalt Wärmespeicher

$$\begin{aligned}
Spin_h(a,t) &= \eta_\tau(a) \cdot Spin_h(a,t-1) \\
&\quad + \eta_L(a) \cdot \dot{Q}_{Sp,L}(a,t-1) - 1/\eta_E(a) \cdot \dot{Q}_{Sp,E}(a,t-1) \\
&\quad - \dot{Q}_{Sp,E,wc} \quad \forall a,t \in [2,3,\dots,T+1]
\end{aligned} \tag{A.93}$$

KWK: Wärmeproduktion Extremfallbetrachtung Regelleistungsabrufe

$$P_{KWK,nR}(a,t) = P_{KWK,Spot}(a,t) - P_{KWK,nSRL}(a,t) - P_{KWK,nMR}(a,t) \tag{A.94}$$

$$P_{KWK,pR}(a,t) = P_{KWK,Spot}(a,t) + P_{KWK,pSRL}(a,t) + P_{KWK,pMR}(a,t) \tag{A.95}$$

$$\dot{Q}_{KWK,nR}(a,t) = f_1(a) \cdot P_{KWK,nR}(a,t) + f_2(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \tag{A.96}$$

$$\dot{Q}_{KWK,pR}(a,t) = f_1(a) \cdot P_{KWK,pR}(a,t) + f_2(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \tag{A.97}$$

$$\dot{Q}_{KWK,Spot}(a,t) = f_1(a) \cdot P_{KWK,Spot}(a,t) + f_2(a) \cdot S_{KWK}(a,t) \tag{A.98}$$

Nachheizung: Wärmeproduktion Extremfallbetrachtung Regelleistungsabrufe

$$\dot{Q}_{p2h,nR}(a,t) = \dot{Q}_{p2h,Spot}(a,t) + \dot{Q}_{p2h,nSRL}(a,t) + \dot{Q}_{p2h,nMR}(a,t) \tag{A.99}$$

$$\dot{Q}_{p2h,pR}(a,t) = \dot{Q}_{p2h,Spot}(a,t) - \dot{Q}_{p2h,pSRL}(a,t) - \dot{Q}_{p2h,pMR}(a,t) \tag{A.100}$$

**Thermische Lastdeckung für Extremfallbetrachtung Regelleistungsabrufe:
Bilanz der maximal notwendigen Entladeleistung des Wärmespeichers**

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Sp,E,nr} + \dot{Q}_{max,K}(a) \cdot S_K(a,t) + \dot{Q}_{KWK,nR}(a,t) + \dot{Q}_{p2h,nR}(a,t) \\ + \dot{Q}_{Sp,E} + \dot{Q}_{Sp,L} \geq \dot{Q}_{WL}(a,t) \end{aligned} \quad (\text{A.101})$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Sp,E,pr} + \dot{Q}_{max,K}(a) \cdot S_K(a,t) + \dot{Q}_{KWK,pR}(a,t) \\ - \dot{Q}_{p2h,pR}(a,t) - \dot{Q}_{Sp,E} + \dot{Q}_{Sp,L} \geq \dot{Q}_{WL}(a,t) \end{aligned} \quad (\text{A.102})$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Sp,E,Spot} + \dot{Q}_{max,K}(a) \cdot S_K(a,t) - \dot{Q}_{KWK,Spot}(a,t) \\ - \dot{Q}_{p2h,Spot}(a,t) - \dot{Q}_{Sp,E} + \dot{Q}_{Sp,L} \geq \dot{Q}_{WL}(a,t) \end{aligned} \quad (\text{A.103})$$

Maximale Entladeleistung des Speichers wegen Extremfällen

$$\dot{Q}_{Sp,E,wc} - \dot{Q}_{Sp,E,nr} \geq 0 \quad (\text{A.104})$$

$$\dot{Q}_{Sp,E,wc} - \dot{Q}_{Sp,E,pr} \geq 0 \quad (\text{A.105})$$

$$\dot{Q}_{Sp,E,wc} - \dot{Q}_{Sp,E,Spot} \geq 0 \quad (\text{A.106})$$

Zusammenfassung der Regelleistungsvorhaltung

$$1/\eta_{P2H}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,pMR}(a,t) + P_{KWK,pMR}(a,t) = pMR(a,t) \quad (\text{A.107})$$

$$1/\eta_{P2H}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,pSRL}(a,t) + P_{KWK,pSRL}(a,t) = pSRL(a,t) \quad (\text{A.108})$$

$$1/\eta_{P2H}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,nMR}(a,t) + P_{KWK,nMR}(a,t) = nMR(a,t) \quad (\text{A.109})$$

$$1/\eta_{P2H}(a) \cdot \dot{Q}_{P2H,nSRL}(a,t) + P_{KWK,nSRL}(a,t) = nSRL(a,t) \quad (\text{A.110})$$

Begrenzung der Regelleistungsgebote

$$P_{min,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \leq pMR(a,t) \quad (\text{A.111})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \leq nMR(a,t) \quad (\text{A.112})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \leq pSRL(a,t) \quad (\text{A.113})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \leq nSRL(a,t) \quad (\text{A.114})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \geq pMR(a,t) \quad (\text{A.115})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \geq nMR(a,t) \quad (\text{A.116})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \geq pSRL(a,t) \quad (\text{A.117})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \geq nSRL(a,t) \quad (\text{A.118})$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für SRL:

$$pSRL(a,t) = pSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.119})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.120})$$

HT =	$[t_{start} + 8, \dots, t_{start} + 20 - 2;$ $t_{start} + 8 + 24, \dots, t_{start} + 20 + 24 - 2;$ \vdots $t_{start} + 8 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 20 + 24 \cdot 4 - 2]$	Montag 8 - 20 Uhr Dienstag 8 - 20 Uhr \vdots Freitag 8 - 20 Uhr
------	--	--

NT =	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 8 - 2;$ $t_{start} + 20, \dots, t_{start} + 8 + 24 - 2;$ $t_{start} + 20 + 24, \dots, t_{start} + 8 + 24 \cdot 2 - 2;$ \vdots $t_{start} + 20 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 24 \cdot 5 - 2;$ $t_{start} + 24 \cdot 5, \dots, t_{start} + 24 \cdot 7 - 2]$	Montag 0 - 8 Uhr Montag 20 - 8 Uhr Dienstag 20 - 8 Uhr \vdots Freitag 20 - 0 Uhr Wochenende
------	---	--

Einhaltung der Gebotsblöcke für MR:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.121})$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.122})$$

$T_{MR} =$	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 4 - 2;$ $t_{start} + 4, \dots, t_{start} + 4 \cdot 2 - 2;$ $t_{start} + 4 \cdot 2, \dots, t_{start} + 4 \cdot 3 - 2;$ \vdots $t_{start} + 4 \cdot 5, \dots, t_{start} + 4 \cdot 6 - 2]$	0 - 4 Uhr 4 - 8 Uhr 8 - 12 Uhr \vdots 20 - 0 Uhr
------------	---	--

Fixierte SRL bei Tagesplanung:

$$pSRL(a,t) = pSRL_W(a,t) \quad (\text{A.123})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL_W(a,t) \quad (\text{A.124})$$

A.3 Laststeuerung in privaten Haushalten

Tabelle (A.3) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen für Laststeuerung in privaten Haushalten mit nicht unterbrechbaren Prozessen

Zielfunktion		
(A.125)	Maximum der Erlöse (Einsparung im Vergleich zu ungesteuertem Betrieb)	Die Erlöse entsprechen der Einsparung im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb der Prozesse. Erlöse durch das Entladen (nicht Starten in teuren Stunden) - Kosten durch das Laden (Starten in günstigen Stunden) sowie Einnahmen durch Minutenreserve mit Erwartungswert des Abrufes
Nebenbedingungen		
(A.128)	Bilanzierung der Leistung aus aktiven Prozessen	Errechnet die Summe der zu einer Stunde aktiven Prozesse (P) aus den Prozessstarts der aktuellen und vergangenen Stunden
(A.129)	Leistung Vielfaches der Leistung eines Prozesses	Stellt sicher, dass P nur Vielfache von der Leistung des einzelnen Prozesses annehmen kann
(A.130)	Zähler der Prozessstarts	Zählt die bereits insgesamt gestarteten Prozesse (kumuliert)
(A.131)	Begrenzung der Gebote für positive Regelleistung durch startende Prozesse	pMR wird begrenzt durch Starts in t sowie in t+Prozesslänge
(A.133)	Begrenzung der Gebote für negative Regelleistung durch startende Prozesse	nMR wird begrenzt durch Starts in t+1 sowie in t+1+Prozesslänge
(A.135), (A.136)	Zähler der Prozessstarts bei Regelleistung	Zählt die bereits insgesamt gestarteten Prozesse (kumuliert) unter Berücksichtigung der wegen MR verschobenen Prozessen
(A.137), (A.138)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR	Gleiches Angebot jeweils für 4 Stunden-Block für pos./neg. MR

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$$\forall a \in [1, 2 \dots A]$$

$$\forall t \in [1, 2 \dots T]$$

Index- und Variablennamen

(a,t)	Erzeugungseinheit a zum Zeitpunkt t
E	Verschobene Prozesse (nicht einschalten) := Entladen
P	Leistung der aktiven Prozesse
P_{st}	Leistung der startenden Prozesse
L	Prozessdauer
v :	Verschiebung (Stunden zwischen RGL-Abruf und Intraday-Ausgleich)
SPS	Summe der Prozessesstarts
P_{Pr}	mittlere Leistung des Einzelprozesses
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
P_{Pr}	mittlere Leistung des Einzelprozesses
Int	$\in Z^+$ (ganzzahlig positive Variable)
Pr_{Spot}	erwartete Day-Ahead-Marktpreise
Pr_{pMR}	erwarteter Erlös durch positive Minutenreserve
Pr_{nMR}	erwarteter Erlös durch negative Minutenreserve
Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abruftrate
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

Zielfunktion

$$\max \text{ Deckungsbeitrag} = \text{Erlöse} - \text{Kosten}$$

$$\text{Erlöse} = \text{Nicht Einschalten in teuren Stunden}$$

$$+ \text{Regelleistungsmarkt}$$

$$\text{Kosten} = \text{Einschalten in günstigen Stunden}$$

$$\begin{aligned}
max \quad & \sum_a \sum_t (E_{Spot}(a,t) - P_{Spot}(a,t)) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
& + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) \\
& + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t)
\end{aligned} \tag{A.125}$$

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \tag{A.126}$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abruf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \tag{A.127}$$

Nebenbedingungen

Bilanzierung der Leistung aus aktiven Prozessen

$$P(a,t) = \sum_{l=1}^L P_{st}(a,t-l+1) \tag{A.128}$$

Leistung Vielfaches der Leistung eines Prozesses

$$P(t,a) = P_{Pr}(a) \cdot Int(a,t) \tag{A.129}$$

Zähler der Prozessesstarts

$$SPS(a,t) = SPS(a,t-1) + P_{st} \tag{A.130}$$

Begrenzung der Regelleistungsgebote durch startende Prozesse

$$pMR(a,t) \leq P_{st}(a,t) \tag{A.131}$$

$$pMR(a,t) \leq P_{st}(a,t+L) \tag{A.132}$$

$$nMR(a,t) \leq P_{st}(a,t+1) \tag{A.133}$$

$$nMR(a,t) \leq P_{st}(a,t+1+L) \tag{A.134}$$

Zähler der Prozessesstarts bei positiver Regelleistung

$$SPS_{pMR}(a,t) = SPS_{pMR}(a,t-1) + P_{st}(a,t) + pMR(t-v,a) - pMR(t,a) \tag{A.135}$$

Zähler der Prozessstarts bei negativer Regelleistung

$$SPS_{nMR}(a,t) = SPS_{nMR}(a,t-1) + P_{st}(a,t) - nMR(t-v,a) + nMR(t,a) \quad (\text{A.136})$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für Minutenreserve:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.137})$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.138})$$

$$T_{MR} = \begin{array}{ll} [t_{start}, \dots, t_{start} + 4 - 2; & 0 - 4 \text{ Uhr} \\ t_{start} + 4, \dots, t_{start} + 4 \cdot 2 - 2; & 4 - 8 \text{ Uhr} \\ t_{start} + 4 \cdot 2, \dots, t_{start} + 4 \cdot 3 - 2; & 8 - 12 \text{ Uhr} \\ \vdots & \vdots \\ t_{start} + 4 \cdot 5, \dots, t_{start} + 4 \cdot 6 - 2] & 20 - 0 \text{ Uhr} \end{array}$$

Bounds

$$SPS_{min}(a,t) \leq SPS(a,t) \leq SPS_{max}(a,t) \quad (\text{A.139})$$

$$SPS_{min}(a,t) \leq SPS_{pMR}(a,t) \leq SPS_{max}(a,t) \quad (\text{A.140})$$

$$SPS_{min}(a,t) \leq SPS_{nMR}(a,t) \leq SPS_{max}(a,t) \quad (\text{A.141})$$

$$E(a,t) = P_{oV}(a,t) \quad (\text{A.142})$$

Gleichung (A.142) ist optional. Diese fixiert die Startzeitpunkte ohne Lastverschiebung (P_{oV}), die zur Bestimmung der Deckungsbeiträge verwendet werden.

A.4 Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen

Tabelle (A.4) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen für Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen

Zielfunktion		
(A.143)	Maximum der Erlöse (Einsparung im Vergleich zu ungesteuertem Betrieb)	Die Erlöse entsprechen der Einsparung im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb der Prozesse. Erlöse durch das Entladen (nicht Starten in teuren Stunden) - Kosten durch das Laden (Starten in günstigen Stunden) sowie Einnahmen durch Regelleistung mit Erwartungswert des Abrufes
Nebenbedingungen		
(A.146)	Begrenzung positive Regelleistung (Ladestop)	Die Summe der pos. RGL muss kleiner als Day-Ahead-Aktivität sein
(A.147)	Begrenzung negative Regelleistung: Leistung (zusätzliches Laden)	Die Summe aus neg. RGL und Day-Ahead-Markt muss kleiner als die Ladeleistung der verfügbaren Fahrzeuge sein (P_{max})
(A.148)	Begrenzung negative Regelleistung: Energiemenge	Die Summe der neg. RGL muss an einem Tag kleiner als die insgesamt zu ladende Energiemenge sein
(A.149)	Zähler der Fahrzeuge in einem Ladezustand	Bilanz der Fahrzeuge im Ladezustand für alle Ladezustände und Zeitschritte. Aus Zustand der vergangenen Stunde und Ladeaktivitäten für Zustand+1 der vergangenen Stunde
(A.150), (A.151)	Zähler der Fahrzeuge in einem Ladezustand inklusive RGL	Bilanz der Fahrzeuge im Ladezustand für alle Ladezustände und Zeitschritte inklusive RGL und Intraday-Ausgleich
(A.152)- (A.156)	Zusammenfassung aller Zustands-Variablen	Für einen Pool werden alle Stage-Aktivitäten einer Stunde zur Gesamt-Aktivität zusammengefasst. Aktivitäten. Laden, pSRL, nSRL, pMR, nMR
(A.157)	Bilanz der kumulierten Ladeleistung: Speicherinhalt	Die Ladeleistung aller Fahrzeuge wird aufsummiert
(A.158)- (A.159)	Begrenzung des Speicherinhalts	Die kumulierte Ladeleistung muss die aus den Fahrtenbüchern der Fahrzeuge abgeleiteten kumulierten Grenzen der Ladeenergie einhalten

(A.160)	Einhaltung der Angebotsblöcke für SRL	Gleiches Angebot für gesamte HT- bzw. NT-Zeit für pos./neg. SRL
(A.163)	Einhaltung der Angebotsblöcke für MR	Gleiches Angebot jeweils für 4 Stunden-Block für pos./neg. MR
(A.164)	Fixierung der SRL-Angebote für Tagesplanung aus Wochenplanung	Die in der Wochenplanung erstellten SRL-Gebote werden für Tagesplanung fixiert (pos./neg.)
(A.166)- (A.169)	Anfangsbedingungen für Ladezustandsmodell festsetzen	Werte für Variablen bei $t=t_{start}-1$ setzen. Variablen: ctr, ctrNR, ctrPR, LSpot
(A.174)- (A.178)	Anfangsbedingungen für RGL festsetzen	Werte für Variablen vor t_{start} für Intraday-Ausgleich setzen. Variablen: pSRL, nSRL, pMR, nMR
(A.170)- (A.173)	Werte höhere Ladezustände null setzen	Variablen von höheren Ladezustände sind ungenutzt (stage lps+2)

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$\forall a \in [1, 2 \dots A]$

$\forall t \in [1, 2 \dots T]$

Index- und Variablennamen

s:	Stage (Anzahl der Stunden bis zur Vollladung)
a:	Fahrzeug-Pool
t:	Zeit
ctr:	Counter (Anzahl der Fahrzeuge, die noch s Stunden laden müssen)
FM:	Fahrzeugmatrix (ankommende und abfahrende Fahrzeuge)
ld:	notwendige Ladedauer
v:	Verschiebung (Stunden zwischen RGL-Abruf und Intraday-Ausgleich)
E	Entladeleistung
L	Ladeleistung
$P_{max,L}$	maximale Ladeleistung, verfügbare Fahrzeuge
$Spot$	Aktivität auf dem Day-Ahead-Markt
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
$pSRL$	vorgehaltene positive Sekundärregelleistung
$nSRL$	vorgehaltene negative Sekundärregelleistung

Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abrufquote
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

Zielfunktion

$$\max \text{ Deckungsbeitrag} = \text{Erlöse} - \text{Kosten}$$

$$\begin{aligned} \text{Erlöse} &= \text{Nicht Laden in teuren Stunden} \\ &+ \text{Regelleistungsmarkt} \end{aligned}$$

$$\text{Kosten} = \text{Laden in günstigen Stunden}$$

$$\begin{aligned} \max \sum_a \sum_t & (E_{Spot}(a,t) - L_{Spot}(a,t)) \cdot Pr_{Spot}(t) \\ & + pSRL(a,t) \cdot Pr_{pSRL}(t) + nSRL(a,t) \cdot Pr_{nSRL}(t) \\ & + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t) \end{aligned} \quad (\text{A.143})$$

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \quad (\text{A.144})$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abruf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \quad (\text{A.145})$$

Nebenbedingungen

Begrenzung positive Regelleistung

$$pSRL(s,a,t) + pMR(s,a,t) \leq L_{Spot}(s,a,t) \quad (\text{A.146})$$

Begrenzung negative Regelleistung

$$nSRL(a,t) + nMR(a,t) + L_{Spot}(a,t) \leq P_{max}(a,t) \quad (\text{A.147})$$

Begrenzung negative Regelleistung: Energiemenge

$$\sum_{t=1}^{24} (nSRL(a,t) + nMR(a,t)) \leq \sum_{t=1}^{24} L_{Spot}(a,t) \quad (\text{A.148})$$

Stage Counter Spot

$$\begin{aligned} ctr(s,a,t) = & ctr(s,a,t-1) - L_{Spot}(s,a,t) + L_{Spot}(s+1,a,t-1) \\ & + FM(s,t) \quad \forall s = [1...ld+1], t, a \end{aligned} \quad (\text{A.149})$$

Stage Counter pos. Regelleistung

$$\begin{aligned} ctr_{pR}(s,a,t) = & ctr_{pR}(s,a,t-1) - L_{Spot}(s,a,t) + L_{Spot}(s+1,a,t-1) \\ & + pSRL(s,a,t) - pSRL(s+1,a,t-1) \\ & - pSRL(s,a,t-v) + pSRL(s+1,a,t-1-v) \\ & + pMR(s,a,t) - pMR(s+1,a,t-1) \\ & - pMR(s,a,t-v) + pMR(s+1,a,t-1-v) \\ & + FM(s,t) \quad \forall s = [1...ld+1], t, a \end{aligned} \quad (\text{A.150})$$

Stage Counter neg. Regelleistung

$$\begin{aligned} ctr_{nR}(s,a,t) = & ctr_{nR}(s,a,t-1) - L_{Spot}(s,a,t) + L_{Spot}(s+1,a,t-1) \\ & - nSRL(s,a,t) + nSRL(s+1,a,t-1) \\ & + nSRL(s,a,t-v) - nSRL(s+1,a,t-1-v) \\ & - nMR(s,a,t) + nMR(s+1,a,t-1) \\ & + nMR(s,a,t-v) - nMR(s+1,a,t-1-v) \\ & + FM(s,t) \quad \forall s = [1...ld+1], t, a \end{aligned} \quad (\text{A.151})$$

Zusammenfassung der Stage-Variablen

$$L_{Spot}(a,t) = \sum_{s=2}^{ld+1} L_{Spot}(s,a,t) \quad (\text{A.152})$$

$$pSRL(a,t) = \sum_{s=2}^{ld+1} pSRL(s,a,t) \quad (\text{A.153})$$

$$nSRL(a,t) = \sum_{s=2}^{ld+1} nSRL(s,a,t) \quad (\text{A.154})$$

$$pMR(a,t) = \sum_{s=2}^{ld+1} pMR(s,a,t) \quad (\text{A.155})$$

$$nMR(a,t) = \sum_{s=2}^{ld+1} nMR(s,a,t) \quad (\text{A.156})$$

$s = 1$ bedeutet vollständig geladene Fahrzeuge, die jedoch noch mit dem Netz verbunden sind. Diese müssen nicht bilanziert werden.

Bilanz der kumulierten Ladeleistung: Speicherinhalt

$$Spin h(a,t) = Spin h(a, t - 1) + L_{Spot}(a, t - 1) \quad \forall t \in [2, 3, \dots, T + 1] \quad (\text{A.157})$$

Zeitabhängiger maximaler und minimaler Speicherinhalt

$$Spin h(a,t) < maxSpin h(a,t) \quad (\text{A.158})$$

$$Spin h(a,t) > minSpin h(a,t) \quad (\text{A.159})$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für SRL:

$$pSRL(a,t) = pSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.160})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.161})$$

$$\begin{array}{ll} \text{HT} = & [t_{\text{start}} + 8, \dots, t_{\text{start}} + 20 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 8 + 24, \dots, t_{\text{start}} + 20 + 24 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 8 + 24 \cdot 4, \dots, t_{\text{start}} + 20 + 24 \cdot 4 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Montag 8 - 20 Uhr} \\ \text{Dienstag 8 - 20 Uhr} \\ \vdots \\ \text{Freitag 8 - 20 Uhr} \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} \text{NT} = & [t_{\text{start}}, \dots, t_{\text{start}} + 8 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 20, \dots, t_{\text{start}} + 8 + 24 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 20 + 24, \dots, t_{\text{start}} + 8 + 24 \cdot 2 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 20 + 24 \cdot 4, \dots, t_{\text{start}} + 24 \cdot 5 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 24 \cdot 5, \dots, t_{\text{start}} + 24 \cdot 7 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} \text{Montag 0 - 8 Uhr} \\ \text{Montag 20 - 8 Uhr} \\ \text{Dienstag 20 - 8 Uhr} \\ \vdots \\ \text{Freitag 20 - 0 Uhr} \\ \text{Wochenende} \end{array}$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für MR:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{\text{MR}} \quad (\text{A.162})$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{\text{MR}} \quad (\text{A.163})$$

$$\begin{array}{ll} T_{\text{MR}} = & [t_{\text{start}}, \dots, t_{\text{start}} + 4 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 4, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 2 - 2; \\ & t_{\text{start}} + 4 \cdot 2, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 3 - 2; \\ & \vdots \\ & t_{\text{start}} + 4 \cdot 5, \dots, t_{\text{start}} + 4 \cdot 6 - 2] \end{array} \quad \begin{array}{l} 0 - 4 \text{ Uhr} \\ 4 - 8 \text{ Uhr} \\ 8 - 12 \text{ Uhr} \\ \vdots \\ 20 - 0 \text{ Uhr} \end{array}$$

Fixierte SRL bei Tagesplanung:

$$pSRL(a,t) = pSRL_W(a,t) \quad (\text{A.164})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL_W(a,t) \quad (\text{A.165})$$

Setzen der Startwerte

$$ctr(s,a,t = 0) = ctr(s,a,t = 0) \quad \forall s,a \quad (\text{A.166})$$

$$ctrNR(s,a,t = 0) = ctrNR(s,a,t = 0) \quad \forall s,a \quad (\text{A.167})$$

$$ctrPR(s,a,t = 0) = ctrPR(s,a,t = 0) \quad \forall s,a \quad (\text{A.168})$$

$$L_{Spot}(s,a,t = 0) = L_{Spot}(s,a,t = 0) \quad \forall s,a \quad (\text{A.169})$$

$$pSRL(s,a,t) = pSRL(s,a,t) \quad \forall t = [tstart - 4...tstart],s,a \quad (\text{A.170})$$

$$nSRL(s,a,t) = nSRL(s,a,t) \quad \forall t = [tstart - 4...tstart],s,a \quad (\text{A.171})$$

$$pMR(s,a,t) = pMR(s,a,t) \quad \forall t = [tstart - 4...tstart],s,a \quad (\text{A.172})$$

$$nMR(s,a,t) = nMR(s,a,t) \quad \forall t = [tstart - 4...tstart],s,a \quad (\text{A.173})$$

Null setzen ungenutzter Variablen höherer Ladezustände

$$L_{Spot}(s = ld + 2,a,t) = 0 \quad \forall a,t = [tstart - 5...tstop + 1] \quad (\text{A.174})$$

$$pSRL(s = ld + 2,a,t) = 0 \quad \forall a,t = [tstart - 5...tstop + 1] \quad (\text{A.175})$$

$$nSRL(s = ld + 2,a,t) = 0 \quad \forall a,t = [tstart - 5...tstop + 1] \quad (\text{A.176})$$

$$pMR(s = ld + 2,a,t) = 0 \quad \forall a,t = [tstart - 5...tstop + 1] \quad (\text{A.177})$$

$$nMR(s = ld + 2,a,t) = 0 \quad \forall a,t = [tstart - 5...tstop + 1] \quad (\text{A.178})$$

A.5 Wasserstoffelektrolyse

Tabelle (A.5) Übersicht der verwendeten Funktionen und Bedingungen in der Einsatzplanung der Wasserstoffelektrolyse

Zielfunktion		
(A.179)	Maximum der Deckungsbeiträge	Erlöse aus Gasverkauf, Erlöse und Kosten aus Day-Ahead-Markt, Erwartungswerte für RGL sowie Restwert Speicherinhalt
Nebenbedingungen		
(A.182)	Bilanz Speicherinhalt mit Gasentnahme	Veränderung Speicherinhalt des Gasspeichers durch Entnahme von Gas sowie Produktion von Gas durch Day-Ahead-Markt und RGL und Verluste
(A.197)	Extremfall maximaler Speicherinhalt	Extremfallbetrachtung Speicherinhalt bei maximalem negativen RGL-Abruf
(A.196)	Extremfall minimaler Speicherinhalt	Extremfallbetrachtung Speicherinhalt bei maximalem positiven RGL-Abruf
(A.185), (A.186)	Maximale und minimale Ladeleistung	Summe aus Laden Day-Ahead-Markt und Laden RGL wird begrenzt durch technisches P_{\max} und P_{\min}
(A.192), (A.193), (A.194)	Kein Entladen	Keine Rückverstromung des produzierten Gases
(A.187), (A.189), (A.191)	Maximale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen	Day-Ahead- und oder RGL-Gebote beachten technisches P_{\max} der Anlage
(A.188), (A.190)	Minimale RGL-Gebote wegen technischen Grenzen	Day-Ahead- und oder RGL-Gebote beachten technisches P_{\min} der Anlage
(A.199)- (A.210)	Einhaltung technischer Grenzen auch bei RGL-Abruf für jeweils eine RGL-Art (Laden pos./neg.)	Auch bei Unterbrechen von Laden für RGL muss Laden größer als P_{\min} sein bzw. kleiner als P_{\max}
(A.212)- (A.216)	Einhaltung technischer Grenzen durch Kombination aus Laden und Ladestop für beide RGL-Arten (Laden pos./neg.)	s.o.

(A.217)-	Zusammenfassung	Fasst für SRL und MR die Angebote zu-
(A.220)	der beiden RGL-	sammen aus Laden sowie Unterbrechen von
	Bereitstellungsarten	Entladen (Entladen = 0). Variablen zur fi-
		nanziellen Bewertung in Zielfunktion.
(A.229),	Einhaltung der Ange-	Gleiches Angebot für gesamte HT- bzw.
(A.230)	botsblöcke für SRL	NT-Zeit für pos./neg. SRL
(A.231),	Einhaltung der Ange-	Gleiches Angebot jeweils für 4 Stunden-
(A.232)	botsblöcke für MR	Block für pos./neg. MR
(A.221)-	Einhaltung der RGL-	Angebot für pSRL, nSRL, pMR, nMR je-
(A.228)	Mindestgebotsgröße von	weils mindestens 5MW
	5 MW	

Sofern nicht anders gekennzeichnet, gelten die Gleichungen für alle Einheiten $a=1$ bis $a=A$ und für alle Zeitschritte $t=1$ bis $t=T$

$\forall a \in [1, 2 \dots A]$

$\forall t \in [1, 2 \dots T]$

Index- und Variablennamen

(a,t)	PSW Nummer a zum Zeitpunkt t
E	Entladeleistung
L	Ladeleistung
$Spot$	Aktivität auf dem Day-Ahead-Markt
pMR	vorgehaltene positive Minutenreserve
nMR	vorgehaltene negative Minutenreserve
$pSRL$	vorgehaltene positive Sekundärregelleistung
$nSRL$	vorgehaltene negative Sekundärregelleistung
EU_{n_RL}	Entladestop negative Regelleistung
LU_{p_RL}	Ladestop positive Regelleistung
R	Rest
$vGasentn$	variable Gasentnahme aus Speicher
Pr	Preis/ Erlös
$Spinh$	Speicherinhalt
η_τ	zeitliche Speicherverluste
η_L	Wirkungsgrad Laden (Pumpe)
η_E	Wirkungsgrad Entladen (Turbine)
α	Erwartungswert der Abruftrate der Regelleistung
vhd	Vorhaltungsdauer = 4 Stunden
$SpKap$	Speicherkapazität
$maxSpinh$	maximaler Speicherinhalt

$minSpinh$	minimaler Speicherinhalt
B	Binäre Variable 1:= an / 0:= aus
$P_{min,L}$	minimale Ladeleistung
$P_{max,L}$	maximale Ladeleistung
$P_{min,E}$	minimale Entladeleistung
$P_{max,E}$	maximale Entladeleistung
$P_{min,RL}$	minimales Regelleistungsgebot (= 5MW)
$P_{max,RL}$	maximales Regelleistungsgebot (nicht begrenzt)
$MaxGasent$	maximale Entnahme aus Gasspeicher
$MinGasent$	minimale Entnahme aus Gasspeicher
Pr_{RL}	erwartete Erlöse durch die Regelleistungsvermarktung
LP	Leistungspreis
AP	Arbeitspreis
α	erwartete Abruftrate
$\sum_t RL_{Abruf}$	gesamte abgerufene Regelenergie eines Zeitraums
$\sum_t RL_{Gebot}$	gesamte gebotene Regelenergie eines Zeitraums

Zielfunktion

$$\begin{aligned}
max \quad & \sum_a \sum_t (E_{Spot}(a,t) - L_{Spot}(a,t)) \cdot Pr_{Spot}(t) \\
& + pSRL(a,t) \cdot Pr_{pSRL}(t) + nSRL(a,t) \cdot Pr_{nSRL}(t) \\
& + pMR(a,t) \cdot Pr_{pMR}(t) + nMR(a,t) \cdot Pr_{nMR}(t) \\
& + Spinh(a,T+1) \cdot \overline{Pr}_{Spinh}(T+dT) \\
& + vGasentn(a,t) \cdot Pr_{Gas}(t)
\end{aligned} \tag{A.179}$$

$$Pr_{RL} = LP + \alpha \cdot AP(\alpha) \tag{A.180}$$

$$\alpha = \frac{\sum_t RL_{Abruf}(dt)}{\sum_t RL_{Gebot}(dt)} \tag{A.181}$$

Nebenbedingungen

Bilanz Speicherinhalt mit Gasentnahme:

$$\begin{aligned}
Spin h(a,t) &= \eta_{\tau}(a) \cdot Spin h(a, t - 1) \\
&+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a, t - 1) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a, t - 1) \\
&- \alpha_{pSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a, t - 1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a, t - 1)) \\
&- \alpha_{pMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a, t - 1) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a, t - 1)) \\
&+ \alpha_{nSRL}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a, t - 1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a, t - 1)) \\
&+ \alpha_{nMR}(a) \cdot (\eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a, t - 1) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a, t - 1)) \\
&- vGasentn(a, t - 1) \quad \forall t \in [2, 3 \dots, T + 1]
\end{aligned} \tag{A.182}$$

Grenzen Gasentnahme:

$$vGasentn(a,t) \leq MaxGasent(a,t) \tag{A.183}$$

$$vGasentn(a,t) \geq MinGasent(a,t) \tag{A.184}$$

Leistungsbereich:

$$L_{Spot}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \tag{A.185}$$

$$L_{Spot}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{L,Spot}(a,t) \tag{A.186}$$

$$L_{nSRL}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \tag{A.187}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nSRL}(a,t) \tag{A.188}$$

$$L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \tag{A.189}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{nMR}(a,t) \tag{A.190}$$

$$L_{Spot}(a,t) + L_{nSRL}(a,t) + L_{nMR}(a,t) \leq P_{max,L}(a) \tag{A.191}$$

$$E_{Spot}(a,t) = 0 \tag{A.192}$$

$$E_{pSRL}(a,t) = 0 \tag{A.193}$$

$$E_{pMR}(a,t) = 0 \tag{A.194}$$

Grenzen des Speicherinhalts:

$$0 \leq Spinh(a,t) \leq SpKap(a) \quad (\text{A.195})$$

Extremfall minimaler Speicherinhalt:

$$\begin{aligned} minSpinh(a,t) &= Spinh(a,t) \\ &- \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot LU_{pSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pSRL}(a,t+\tau)) \\ &+ \eta_L(a) \cdot LU_{pMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{pMR}(a,t+\tau) \\ &- \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\ &+ vGasentn(a, t+\tau) \quad \forall t \in [2,3 \dots, T+1] \end{aligned} \quad (\text{A.196})$$

Extremfall maximaler Speicherinhalt:

$$\begin{aligned} maxSpinh(a,t) &= Spinh(a,t) \\ &+ \sum_{\tau=0}^3 (\eta_L(a) \cdot L_{nSRL}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nSRL}(a,t+\tau)) \\ &+ \eta_L(a) \cdot L_{nMR}(a,t+\tau) + 1/\eta_E(a) \cdot EU_{nMR}(a,t+\tau) \\ &+ \eta_L(a) \cdot L_{Spot}(a,t+\tau) - 1/\eta_E(a) \cdot E_{Spot}(a,t+\tau) \\ &- vGasentn(a, t+\tau) \quad \forall t \in [2,3 \dots, T+1] \end{aligned} \quad (\text{A.197})$$

Begrenzungen des Speicherinhalts der Extremfallbetrachtung:

$$\begin{aligned} 0 < minSpinh(a,t) < SpKap(a) \\ 0 < maxSpinh(a,t) < SpKap(a) \end{aligned} \quad (\text{A.198})$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL:

$$R_1(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) \quad (\text{A.199})$$

$$R_1(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (\text{A.200})$$

$$R_1(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_1}(a,t) \quad (\text{A.201})$$

$$R_2(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) \quad (\text{A.202})$$

$$R_2(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (\text{A.203})$$

$$R_2(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_2}(a,t) \quad (\text{A.204})$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop MR:

$$R_3(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (\text{A.205})$$

$$R_3(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (\text{A.206})$$

$$R_3(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_3}(a,t) \quad (\text{A.207})$$

$$R_4(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (\text{A.208})$$

$$R_4(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (\text{A.209})$$

$$R_4(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_4}(a,t) \quad (\text{A.210})$$

Minimalleistung bei Ladestop / Entladestop SRL + MR:

$$R_5(a,t) = L_{Spot}(a,t) - LU_{pSRL}(a,t) - LU_{pMR}(a,t) \quad (\text{A.211})$$

$$R_5(a,t) \leq P_{max,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (\text{A.212})$$

$$R_5(a,t) \geq P_{min,L}(a) \cdot B_{R_5}(a,t) \quad (\text{A.213})$$

$$R_6(a,t) = E_{Spot}(a,t) - EU_{nSRL}(a,t) - EU_{nMR}(a,t) \quad (\text{A.214})$$

$$R_6(a,t) \leq P_{max,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (\text{A.215})$$

$$R_6(a,t) \geq P_{min,E}(a) \cdot B_{R_6}(a,t) \quad (\text{A.216})$$

Zusammenfassung der Regelleistungsvariablen:

$$E_{pSRL}(a,t) + LU_{pSRL}(a,t) = pSRL(a,t) \quad (\text{A.217})$$

$$L_{nSRL}(a,t) + EU_{nSRL}(a,t) = nSRL(a,t) \quad (\text{A.218})$$

$$E_{pMR}(a,t) + LU_{pMR}(a,t) = pMR(a,t) \quad (\text{A.219})$$

$$L_{nMR}(a,t) + EU_{nMR}(a,t) = nMR(a,t) \quad (\text{A.220})$$

Begrenzung der Regelleistungsgebote

$$P_{min,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \leq pMR(a,t) \quad (\text{A.221})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \leq nMR(a,t) \quad (\text{A.222})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \leq pSRL(a,t) \quad (\text{A.223})$$

$$P_{min,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \leq nSRL(a,t) \quad (\text{A.224})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pMR}(a,t) \geq pMR(a,t) \quad (\text{A.225})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nMR}(a,t) \geq nMR(a,t) \quad (\text{A.226})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{pSRL}(a,t) \geq pSRL(a,t) \quad (\text{A.227})$$

$$P_{max,RL} \cdot B_{nSRL}(a,t) \geq nSRL(a,t) \quad (\text{A.228})$$

Einhaltung der Gebotsblöcke für SRL:

$$pSRL(a,t) = pSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.229})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL(a,t+1) \quad \forall t \in \text{HT, NT} \quad (\text{A.230})$$

HT =	$[t_{start} + 8, \dots, t_{start} + 20 - 2;$ $t_{start} + 8 + 24, \dots, t_{start} + 20 + 24 - 2;$ \vdots $t_{start} + 8 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 20 + 24 \cdot 4 - 2]$	Montag 8 - 20 Uhr Dienstag 8 - 20 Uhr \vdots Freitag 8 - 20 Uhr
------	--	--

NT =	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 8 - 2;$ $t_{start} + 20, \dots, t_{start} + 8 + 24 - 2;$ $t_{start} + 20 + 24, \dots, t_{start} + 8 + 24 \cdot 2 - 2;$ \vdots $t_{start} + 20 + 24 \cdot 4, \dots, t_{start} + 24 \cdot 5 - 2;$ $t_{start} + 24 \cdot 5, \dots, t_{start} + 24 \cdot 7 - 2]$	Montag 0 - 8 Uhr Montag 20 - 8 Uhr Dienstag 20 - 8 Uhr \vdots Freitag 20 - 0 Uhr Wochenende
------	---	--

Einhaltung der Gebotsblöcke für MR:

$$pMR(a,t) = pMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.231})$$

$$nMR(a,t) = nMR(a,t+1) \quad \forall t \in T_{MR} \quad (\text{A.232})$$

$T_{MR} =$	$[t_{start}, \dots, t_{start} + 4 - 2;$ $t_{start} + 4, \dots, t_{start} + 4 \cdot 2 - 2;$ $t_{start} + 4 \cdot 2, \dots, t_{start} + 4 \cdot 3 - 2;$ \vdots $t_{start} + 4 \cdot 5, \dots, t_{start} + 4 \cdot 6 - 2]$	0 - 4 Uhr 4 - 8 Uhr 8 - 12 Uhr \vdots 20 - 0 Uhr
------------	---	--

Fixierte SRL bei Tagesplanung:

$$pSRL(a,t) = pSRL_W(a,t) \quad (\text{A.233})$$

$$nSRL(a,t) = nSRL_W(a,t) \quad (\text{A.234})$$