



# RESTORE2050

## **Modellbeschreibung: Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem**

PROJEKTBERICHT zum Arbeitspaket 7  
Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 –  
RESTORE 2050

Forschungsvorhaben gefördert durch das Bun-  
desministerium für Bildung und Forschung  
(FKZ 03SF0439B)

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

**Projektbericht**

### **Autoren:**

Mathis Buddeke, Christine Krüger, Frank Merten

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen der „Strategischen Förderinitiative Energiespeicher“ gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Wuppertal, 24. Mai 2016

**Ansprechpartner:**

*Dipl.-Phys. Frank Merten*

*Forschungsgruppe „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“*

*Wuppertal Institut  
Postfach 10 04 80  
42004 Wuppertal*

*Tel.: (0202) 2492 - 126  
Fax: (0202) 2492 - 198  
E-Mail: [frank.merten@wupperinst.org](mailto:frank.merten@wupperinst.org)  
Internet: [www.wupperinst.org](http://www.wupperinst.org)*

## Gliederung

Einleitung.....	5
Modellierungsziel und Ansatz.....	7
Modularer Aufbau des Modells.....	9
Programmablauf .....	11
Einlesen der Modell- und Simulationsparameter, Einstellmöglichkeiten .....	11
Modellkonfiguration und Datenbasis.....	11
Fluktuierende EE und Temperaturzeitreihen .....	11
Regelbare EE .....	12
Netzdaten (NTC – Matrix) .....	12
Stromnachfrage.....	13
Einlesen der Speicher- und DSM Einheiten.....	13
Erstellung der Modellinternen Objekte.....	14
Objekte der Klasse „REGION“: .....	14
Definition und Aggregation von Regionen.....	16
Objekte der Klasse „STORAGE“ .....	17
Optimierung .....	20
Rollierende Planung.....	21
Variablen in der Optimierung.....	21
Definition der Zielfunktion .....	24
Aufruf und Durchführung der Optimierung.....	26
Sicherung der Optimierungsergebnisse.....	27
Ergebnisbericht .....	27
Modellteile /Sonderfunktionen.....	28
Aggregation von Speichertypen .....	28
Einbindung regelbarer erneuerbarer Energien.....	29
Saisonalspeicher .....	30
Funktionsweise der Saisonalen Betrachtung (Modul 2).....	30
Grenzen des Modells: .....	33
Priorisierung von Technologien:.....	33
Zielfunktion: .....	34
Rollierende Planung.....	34
Aggregation (Komplexitätsreduktion).....	36
Glossar .....	37
Quellenverzeichnis: .....	38

**Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Strukturschema des Modells: Input-daten (links oben), Parameter (rechts oben), Optimierungskern (mittig) und Auszug aus Ergebnisdaten (unten) .....	9
Abbildung 2: Aufbau der Matrizen für Gleichheitsrandbedingungen.....	24
Abbildung 3: Arbeitsweise der Zielfunktion zum Ausgleich von positiver und negativer Residuallast .....	25
Abbildung 4: Arbeitsweise der Zielfunktion bei durchgängig positiver Residuallast .....	25
Abbildung 5: Berechnung des saisonalen Speichereinsatzes und Übertragung in zeitlich hochaufgelöste Simulation.....	32
Abbildung 6: Einsatzplanung der Speicher mit Saisonalvorgabe in der zeitlich hochaufgelösten Analyse (Modul 3) .....	33

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Input- und Outputdaten der einzelnen Module .....	10
Tabelle 2: Annahmen zur Speicherdimensionierung bei regelbaren EE in Modul 1.....	12



## Einleitung

Die im Folgenden dargestellten Arbeiten zum „RESTORE 2050 Modell“ sind Teil des BMBF-Forschungsprojekts „RESTORE 2050“ (FKZ 03SF0439) im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher. Dieses Vorhaben wird von den Verbundpartnern NEXT ENERGY-EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie, der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg (ForWind) und dem Wuppertal Institut (Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen) durchgeführt. Das übergeordnete Ziel dieses Projektes ist die Generierung belastbarer Handlungsempfehlungen für eine zielorientierte politische Steuerung der Transformation des deutschen Stromsystems im europäischen Kontext unter der Annahme einer möglichst vollständig auf erneuerbarer Energie beruhenden deutschen und europäischen Stromversorgung. Dafür werden bestehende Szenarien für eine erneuerbare Stromversorgung innerhalb des ENTSO-E Netzverbundes im Jahr 2050 ausgewertet [AP 1] sowie örtlich und zeitlich hoch aufgelöste meteorologische Einspeisereihen generiert [AP 2] um die Themenkomplexe Übertragungsnetzausbau, Bedeutung des EE-Stromausstauschs mit Drittstaaten, Lastmanagement und die Rolle von Stromspeichern auf Übertragungsebene zu analysieren.

Der folgende Bericht zum Arbeitspaket 7 („Modellentwicklung“) des Projektes enthält eine umfassende Dokumentation des im RESTORE 2050 Projekt entwickelten Modells zur optimierten Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem. Ziel des Berichts ist es, den strukturellen Aufbau und die Arbeitsweise des Modells anschaulich zu vermitteln. Dies beinhaltet

- die Erläuterung des generellen Funktionsumfangs und der Flexibilität des Modells,
- die Dokumentation der in den Simulationen verwendeten Modellparameter sowie
- die Darstellung und Einordnung von dem methodisch bedingten Systemverhalten und von den Grenzen des Modells.

Auf eine detaillierte Beschreibung der softwaretechnischen Umsetzung im Sinne einer Bedienungsanleitung wurde hier jedoch bewusst verzichtet.



## Modellierungsziel und -ansatz

Modellkonzept und -entwicklung werden weitgehend durch die spezifischen Aufgaben und Ziele des Forschungsvorhabens bestimmt (S. 7 und S. 16 des Antrages):

*„In RESTORE 2050 wird die Systemkonformität des deutschen Zielsystems im Jahr 2050 unter Berücksichtigung systemischer Wechselwirkungen (Lastflüsse) des europäischen als auch trans- europäischen EE-Ausbaus mittels eines stark vereinfachten ENTSO-E Stromnetzmodells untersucht, um auf dieser Basis u.a. eine Abschätzung des zusätzlichen Bedarfs an Grenzkuppelkapazität in Deutschland zu Nachbarstaaten und in Europa insgesamt vorzunehmen zu können. [...]*

*Zur Optimierung des europäischen Zielsystems sollten diesbezüglich das Potential von Maßnahmen des Lastmanagements und des Ausbaus der europaweiten Übertragungsnetzinfrastrukturen in Kombination mit der Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen analysiert werden.“*

Dafür wurde im Rahmen des RESTORE Projektes ein Modell entwickelt, um den Ausbau und Einsatz von Stromnetz, Lastmanagement und Energiespeichern in Europa (Entso-E Gebiet) im Hinblick auf die Integration von EE-Strom im Zieljahr 2050 zu analysieren. Die Rahmenparameter wie der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung der Verbraucherlast werden dabei exogen aus Szenarien übernommen.

Ein grundsätzliches Problem der obigen Aufgabenstellung liegt darin, dass sich die Netz-, Lastmanagement- und Speicherbedarfe bzw. Integrationsbeiträge nicht getrennt voneinander quantifizieren lassen. Zum Beispiel verbessert der Netzausbau den räumlichen Energieaustausch und verringert damit, aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten über Europa hinweg, den Bedarf nach zeitlicher Verlagerung durch Speicher und Lastmanagement. Durch Lastmanagement kann Energie ebenso wie mit Speichern zeitlich verschoben werden und damit ein hohes Lastmanagementpotenzial voraussichtlich den Speicherbedarf verringern helfen. Doch können Speicher Energie über längere Zeiträume verschieben als Lastmanagement. Potenziale für Pump- oder Druckluftspeicher sind jedoch regional begrenzt und die Speicher benötigen ein gut ausgebautes Stromnetz, um zum europäischen Lastausgleich beizutragen. Wenn Speicher in einem System eingesetzt werden, in dem auch Lastmanagement genutzt wird, verändert sich dadurch die Betriebsweise der Speicher. Eine getrennte Bestimmung der Netzausbau-, Lastmanagement- und Speicherbedarfe ist daher nicht sinnvoll.

Deswegen wurde im Projekt RESTORE 2050 ein integriertes Modell des europäischen Stromsystems aufgebaut, in dem Netzaustausch und die Nutzung von Lastmanagement- und Speicherpotenzialen gleichzeitig implementiert werden.

Prinzipiell lassen sich für derartige Fragestellungen bezüglich des Energiesystems zwei unterschiedliche Modellansätze verfolgen: Ausbau- und Einsatzmodelle (auch als Dispatchmodelle bezeichnet). Ausbaumodelle optimieren den Zubau bestimmter Technologien über größere Zeiträume hinweg und arbeiten meist in Jahresschritten. Einsatzmodelle hingegen optimieren zeitlich höher aufgelöst das Zusammenspiel von Technologien, deren installierte Leistungen und Kapazitäten vorgegeben werden.

Um die gegenseitige Beeinflussung der Ausgleichsoptionen angemessen darstellen zu können, muss deren Zusammenspiel detailliert abgebildet werden, was die Implementierung eines Einsatzmodells nahelegt.



Ein Einsatzmodell, mit dem Modellläufe für verschiedene, definierte Systemkonfigurationen durchgeführt werden, lässt tiefgehende Analysen zu, weswegen für das RESTORE Projekt ein Einsatzmodell aufgebaut wurde.

Mit dem RESTORE Modell werden in mehreren Modellläufen verschiedene Kombinationen von Netz-, Speicher- und Lastmanagementausbauten (Systemkonfigurationen) abgebildet. Für jede der drei Flexibilitätsoptionen werden zunächst minimale und maximale Ausbaustufen sowie ggf. sinnvolle Zwischenzustände definiert. Anschließend werden Modellläufe mit verschiedenen Kombinationen der Ausbaustufen der drei Flexibilitätsoptionen durchgeführt.

Die Ergebnisse dieser Modellläufe können dann detailliert analysiert werden: In welcher Kombination wird beispielsweise der höchste Deckungsbeitrag durch erneuerbare Energien erreicht? Wie stark werden die einzelnen Flexibilitäts- und Technologieoptionen ausgelastet? Und wie verändert sich zum Beispiel die Auslastung des Netzes bei höherem Speicherzubaue? Welcher Zubau an Speichern und Netz ist sinnvoll? Wie weit sollten die Lastmanagementpotenziale ausgeschöpft werden? Die Modellergebnisse erlauben Antworten auf diese und viele ähnliche, teils tiefgehende Fragestellungen.

Die Funktionsweise des Modells wird an dieser Stelle zunächst „nur“ grob und zusammengefasst beschrieben, um einen Ein- und Überblick zu geben. Detailliertere Ausführungen zu den einzelnen Modellierungsschritten folgen in den folgenden Unterkapiteln.

Im Modell wird zunächst für jedes europäische Land eine exogen erzeugte Last- und eine Erzeugungsganglinie eingelesen und daraus eine Residuallastganglinie berechnet (vgl. Abbildung 1. oben links). Jedem Land werden zusätzlich Speicher- und DSM-Kapazitäten zugewiesen, die ebenfalls exogen bestimmt werden. Zudem werden feste Grenzkuppelkapazitäten zwischen den Ländern und innerhalb der Länder jedoch keine Netzrestriktionen berücksichtigt. Für eine Reduktion der Systemkomplexität können Länder in Regionen zusammengefasst werden, die dann Kupferplatten ohne Netzrestriktionen darstellen. Innerhalb solcher Gruppen werden dann optional alle einander ähnlichen Speicher- und DSM-Kapazitäten kumuliert (vgl. Abbildung 1. oben rechts).

Das Modell bekommt die Optimierungsaufgabe, alle zur Verfügung stehenden Mittel (Kuppelkapazitäten, DSM und Speicher) so auszunutzen, dass die positive Residuallast verringert wird, und deren Spitzen durch den Einsatz der Flexibilitätsoptionen priorisiert abgebaut werden. Das Modell gleicht also die Residuallast so weit wie möglich aus, ohne dass jedoch zugleich eine vollständige Lastdeckung erreicht werden muss. Dies geschieht stets unter der Annahme, dass verbleibende positive Residuallasten durch flexible Gaskraftwerke gedeckt und negative Residuallasten abgeregelt werden.

Im Modell sind keine Priorisierungen der Maßnahmen hinterlegt, sondern es nutzt alle zur Verfügung stehenden Optionen gleichwertig und koordiniert deren Zusammenspiel so, dass die Last so weit wie möglich durch EE-Strom gedeckt wird.

Eine indirekte Priorisierung geschieht jedoch über die energetischen Wirkungsgrade: Während Lastmanagement- und Netznutzung als verlustfrei angenommen werden, ist die Speichernutzung mit Verlusten behaftet.

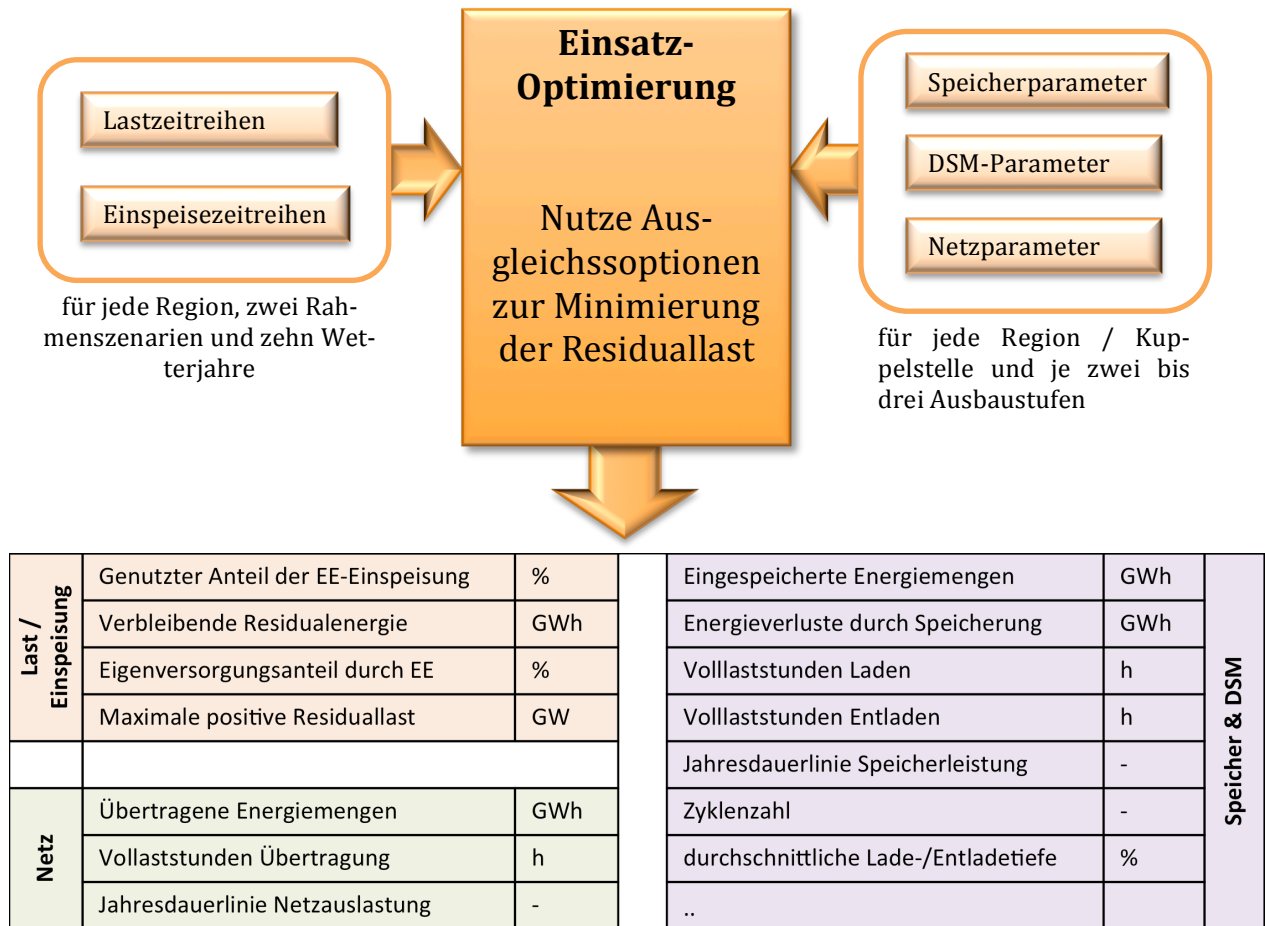


Abbildung 1: Strukturschema des Modells: Input-daten (links oben), Parameter (rechts oben), Optimierungskern (mittig) und Auszug aus Ergebnisdaten (unten)

### Modularer Aufbau des Modells

Das Modell ist modular aufgebaut, um alle verwendeten Technologien zielführend einzusetzen. Neben den Flexibilitätsoptionen Speicher, DSM und Netz werden auch regelbare Komponenten in der Einsatzplanung berücksichtigt. Die regelbaren erneuerbaren Energieanlagen (Biomasse, CSP) werden ebenfalls mit dem zuvor geschilderten Einsatzziel der Residuallastminimierung und -Glättung eingesetzt. Da mit dem Modell jedoch die Wechselwirkungen zwischen Speichern, Netz und DSM untersucht werden, wird der Einsatz der regelbaren EE als Erstes in einem separaten Modul (1) in einer stündlichen Auflösung mittels rollierender Planung bestimmt. Der Einsatz folgt dabei der gesamtsystemischen Residuallast aller Regionen um bei Variation der Ausbaugrade von Flex-Technologien grundsätzlich einen sinnvollen und dennoch einheitlichen Einsatz der regelb. EE zu gewährleisten. Diese Vorgehensweise zieht eine Priorisierung der regelbaren EE gegenüber den Flexibilitätsoptionen nach sich. Diese ist jedoch beabsichtigt, um die Wechselwirkungen unter den Flexibilitätsoptionen unbeeinflusst bewerten zu können.

Als Zweites werden die Saisonspeicher (Wasser und Wasserstoff) ebenfalls in einem eigenen Modul (2) separat berücksichtigt, da deren Einsatzoptimierung in grober zeitlicher Auflösung für das gesamte Jahr in einem Schritt erfolgt. Dies ist notwendig um saisonale Effekte beim Speichereinsatz berücksichtigen zu können. Die Ergebnisse dieser zeitlich grob aufgelösten Simulation werden dann in das folgende Modul (3) übernommen, in dem die Einsatzplanung aller Flex-Optionen zusammen erfolgt. Dort werden die Saisonspeicher zwar auch stundenscharf eingesetzt, sie orientieren sich in der rollie-

renden Planung jedoch an den Ergebnissen der Ganzjahressimulation um den saisonalen Einsatzcharakter abzubilden. Auf diese Besonderheit und damit verbundenen Grenzen und Wirkungen wird in Kapitel Saisonalspeicher näher eingegangen.

Im abschließenden Modul (3) wird zuletzt eine stündlich aufgelöste Jahressimulation unter Einsatz aller Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel durchgeführt. Hierbei wird zum einen der Einsatz der regelbaren EE gemäß Modul 1 fest vorgeschrieben und zum anderen muss sich der Einsatz der Saisonalspeicher stets am saisonalen Verlauf aus Modul 2 orientieren.

Den Berechnungen schließt sich die Erstellung eines umfangreichen Ergebnisberichtes an.

In den folgenden Kapiteln wird zunächst der das Modul (3) und sein Modellablauf beschrieben, da dieses Modul den Kern des gesamten Modells darstellt. Die beiden anderen Module basieren auf identischen Kernfunktionen. In den Kapiteln „Einbindung regelbarer erneuerbarer Energien“ (S. 29) und „Saisonalspeicher“ (S. 30) werden jeweils die Anpassungen beschrieben, die gegenüber dem Kernmodell vorgenommen werden. Tabelle 1 zeigt, welche Input- und Output-Daten die Module jeweils benötigen oder bereitstellen.

Tabelle 1: Input- und Outputdaten der einzelnen Module

<b>Modul</b>	<b>Input</b>	<b>Output</b>
<b>Modul 1</b> regelbare EE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einspeisung aus fluktuierenden EE</li> <li>- Lastgänge</li> <li>- Inst. Leistung &amp; Energie-Zufluss regelbarer EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einspeisung aus regelbaren EE (stündliche Auflösung)</li> </ul>
<b>Modul 2</b> Saisonalspeicher	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einspeisung aus fluktuierenden &amp; regelbaren EE</li> <li>- Lastgänge</li> <li>- Parameter der Saisonalspeicher</li> <li>- Natürlicher Zufluss in Saisonalspeicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Speicherfüllstände der Saisonalspeicher (niedrige zeitliche Auflösung)</li> </ul>
<b>Modul 3</b> Flexibilitätsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einspeisung aus flukt. &amp; regelb. EE</li> <li>- Lastgänge</li> <li>- Netzparameter</li> <li>- Füllstände der Saisonalspeicher</li> <li>- Parameter der Speicher und DSM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einsatz aller Flexibilitätsoptionen</li> <li>- zeitlich hochaufgelöster Einsatz der Saisonalspeicher</li> <li>- Ergebnisprotokolle</li> </ul>
<b>Ergebnisbericht</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Berechnungsergebnisse als Datensatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Performance Indikatoren Gesamtsystem</li> <li>- Parameter der Flex. Optionen</li> <li>- Plots</li> <li>- Kartendarstellungen Untersuchungsgebiet</li> </ul>

## Programmablauf

Der im Folgenden beschriebene Programmablauf schildert den Fall, dass nur das Kernmodul „Einsatz der Ausgleichsoptionen“ verwendet wird. Die Module „Saisonalspeicher“ und „regelbare Erneuerbare“ arbeiten grundsätzlich ebenso, die spezifischen Anpassungen sind in den entsprechenden Kapiteln (S. 29 bzw. S. 30) dokumentiert.

### **Einlesen der Modell- und Simulationsparameter, Einstellmöglichkeiten**

#### Modellkonfiguration und Datenbasis

Die projektspezifische Konfiguration des Modells wird in einem Basisskript vorgenommen. In dieser Datei sind alle Angaben enthalten, die Auskunft über die Verfügbarkeit von Daten im jeweiligen Projekt geben. Im RESTORE Projekt umfasst dies z.B. die vorhandenen Wetterjahre, welche für die fluktuierenden Erzeuger und die Erstellung der temperaturabhängigen Lastzeitreihen verwendet werden. Zudem sind die verfügbaren Szenariendaten (z.B. Dateipfade zu installierten EE-Kapazitäten, Netz- Speicherdaten) hier hinterlegt und werden, je nach Angabe in der Simulationskonfiguration, verwendet.

Darüber hinaus werden im Basisskript Einstellungen über zu verwendende Einheiten für Leistung und Energiemengen vorgenommen. Neben den projektspezifischen Definitionen werden hier auch grundlegende Einstellungen der Funktionsweise des Modells definiert. So kann z.B. der verwendete Optimierungsalgorithmus hier ausgewählt werden. In der aktuellen Version des Modells (1.03) ist der Solver *fmincon* aus der Matlab Optimization Toolbox als Standardsolver implementiert. Während der Entwicklung wurden weitere Lösungsalgorithmen wie *linprog*, *lsqlin* (ebenfalls aus der MatLab Optimization Toolbox) und NLP [Opti-Toolbox - Jonathan Currie] getestet [OTB]. Die weitere Einbindung der letztgenannten Solver wurde jedoch im weiteren Verlauf der Entwicklung aus Zeitgründen verworfen. Weitere Konfigurationsmöglichkeiten im Basisscript sind:

*Versionsnummer:* Enthält die Versionsnummer, sowie das Erstellungsdatum der aktuellen Programmversion

*Datenverfügbarkeit:* Liste der verfügbaren Datenjahre für die fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger Photovoltaik und Windenergie sowie der Temperaturdaten.

*Basisszenarien:* Auswahlmöglichkeit der Basisstudien. Im RESTORE Projekt sind dies „ISI“ und „EREC“ (Informationen zu den Basisszenarien in [Samadi et al.]). Die Auswahl hat Einfluss auf die installierten Kapazitäten der erneuerbaren Erzeugungseinheiten, sowie auf die Lastzeitreihen.

Alle Einstelloptionen für die individuellen Simulationen werden in einem Simulationskript vorgenommen. Die Eingaben der Simulationsparameter werden, soweit möglich, automatisch auf Plausibilität getestet.

#### Fluktuierende EE und Temperaturzeitreihen

Vor jedem Simulationslauf werden die Basisdaten aktualisiert. Dies bedeutet, dass die Rohdaten wie PV-, Wind-, Wasser, Wellenkraft- und Temperaturzeitreihen aus den von Projektpartnern bereitgestellten Dateien ausgelesen werden.

Während des Einlesevorgangs werden die Daten in das vom Modell genutzte Format überführt. Je nach Datensatz sind Prüfungen und ggf. Korrekturvorgänge (z.B. Anpassungen)

sung von Zeitreihen aus Schaltjahren) in den Einlesescripten implementiert um die Daten in das vom Modell verwendete Format zu bringen. Anschließend werden die Zeitausschnitte (Datenjahre) entsprechend der Simulationskonfiguration aus den 10 Jahres-Zeitreihen extrahiert. Welche Basisdaten im jeweiligen Projekt verfügbar sind, muss in der Basiskonfiguration angegeben werden. Nach jeder Simulation werden die verwendeten Basisdaten im Simulationsordner gesichert.

### **Korrekturen und Anpassung der Basisdaten**

#### **Umgang mit Schaltjahren**

Da das Modell auf die Berechnung von Jahren mit 365 Tagen ausgerichtet ist, wird eine Korrektur der Quelldaten durchgeführt, sofern ein Schaltjahr als Datenquelle verwendet wird. Sind für einen Datensatz mehr als die vorgegebenen (8760/a) Stundenwerte vorhanden, wird geprüft, ob ein Schaltjahr vorliegt (2004,2008 2012). Ist dies der Fall, wird jeweils der 31.12 aus der entsprechenden Zeitreihe herausgeschnitten.

#### **Regelbare EE (Modul 1)**

In Modul 1, in dem der Einsatz der regelbaren EE optimiert wird, werden Jahreserzeugungsmengen sowie die installierten Leistungen der Erzeuger aus den Quelldaten ausgelesen. Für jede Region wird je ein Speicherobjekt für die unterschiedlichen regelbaren EE angelegt. Die Speichergröße wird technologiespezifisch dimensioniert. Folgende Tabelle (Tabelle 2) enthält Informationen über die getroffenen Annahmen. Dabei gestaltet sich die Art der Einspeisung technologiespezifisch. Bei CSP Anlagen wird eine wetterabhängige Einspeisezeitreihe verwendet, deren Leistung gegenüber der installierten Turbinenleistung skaliert ist (Solar Multiple). Dies dient dazu, in Verbindung mit der simulierten Speicherkapazität, einen höheren Dauerbetrieb der Anlagen zu gewährleisten.

Bei den Biomasseanlagen wird eine typische mittlere Bandeinspeisung angenommen, welche in Abhängigkeit der installierten Leistung und der mittleren jährlichen Auslastung der Anlagen (Capacity Factor, CF) ermittelt wird.

**Tabelle 2: Annahmen zur Speicherdimensionierung bei regelbaren EE in Modul 1**

<b>Technologie</b>	<b>Art der Einspeisung in den Speicher</b>	<b>Dimensionierung Speicherkapazität</b>
Biomasse	Bandeinspeisung $P = CF * P_{inst,el}$ CF= 0,82 (EREC) CF= 0,46 (ISI)	$E = 8h * P_{el}$
CSP (Europa)	Solarfeldleistung Solar Multiple = 2,5 [EREC]	$E = 9h * P_{el}$
CSP (Nordafrika)	Solarfeldleistung Solar Multiple = 3 [EREC]	$E = 12h * P_{el}$

Quelle(n): Referenzstudien und eigene Annahmen

### **Übertragungsnetz (NTC – Matrix)**

Im Regelfall wird in der Simulationskonfiguration angegeben, auf welche der im Modell hinterlegten Netzkonfigurationen (Minimaler Ausbau, Maximaler Ausbau etc.) zugegriffen

fen werden soll. Bei dem Vorgang werden die in den Quelldaten hinterlegten NTC-Daten der Netzkuppelstellen eingelesen. Je nach Anforderung können alle Verbindungen jedoch auch auf einheitliche Kapazität gesetzt oder beliebig skaliert werden.

Zu Beginn der Modellentwicklung wurde versucht, auch die nötige (nützliche) Dimensionierung der Kuppelstellen modellendogen zu bestimmen. Dafür wurde ein Modellteil entwickelt, der in einem iterativen Prozess die Dimensionierung der Kuppelstellen zwischen allen simulierten Regionen anhand von Kenndaten aus der Einsatzsimulation vornimmt. So wurden für den ersten Simulationslauf z.B. alle Kuppelstellen auf einen einheitlichen Wert gesetzt. Nach der Simulation wurden diejenigen Kuppelstellen, welche bestimmte Auslastungskriterien erfüllten, heraufgesetzt. Andere, die z.B. eine geringe Auslastung aufzeigten, in der Kapazität herabgesetzt. Mit den neu bestimmten Kuppelkapazitäten wurde dann eine erneute Simulation gestartet, bis vordefinierte Ergebnisparameter erreicht wurden. Allerdings konnten durch diesen Modellteil keine zufriedenstellenden Ergebnisse erzielt werden, da die verwendete Methode eine zu lange Rechenzeit für die Iterationsschritte in Anspruch nimmt. Die Funktionen dieses sogenannten *grid\_designers* sind zwar weiterhin implementiert, werden jedoch nicht genutzt.

### Stromnachfrage

Die Lastdaten werden zu Beginn einer Simulation aus den Quelldaten ausgelesen. Diese enthalten Lastdaten aus den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte, Wärmepumpen und E-Kfz in stündlicher Auflösung für jedes berücksichtigte Land. Die Erstellung der Lastdaten und die Dokumentation sind in einem separaten Dokument enthalten (Eckstein, Buddeke, and Merten 2015). Für die Verwendung innerhalb des Modells wird stets die Summe aller Partiaallasten gebildet. Die Partiaallasten selbst wurden für die Bestimmung der DSM-Randbedingungen genutzt. (Meyer and Kleinhaus 2015)

### Einlesen der Speicher- und DSM Einheiten.

Das Einlesen der Speicher- und DSM Einheiten erfolgt über eine Tabelle, in der alle Einheiten für den gewünschten Ausbaugrad (Min- und Max-Ausbau sowie ggf. Zwischenzustände) aufgeführt sind. Die Tabellen enthalten alle zentralen Kenndaten wie ID, Standort, Kapazität, Ein- und Ausspeicherleistung, Wirkungsgrade, Speichertyp, Selbstentladung und einen Indikator dafür, ob es natürlichen Zufluss in den Speicher gibt und welcher Anteil des für das Land angegebenen Wasserabflusses in den Speicher fließt. Sofern Speichereinheiten über einen natürlichen Zufluss verfügen, wird eine entsprechende Zeitreihe mit den Zuflussdaten zur Verfügung gestellt. Diese stammen im RESTORE Projekt aus dem Arbeitspaket 2 [AP 2]. Bei der Initialisierung eines Speichers wird der Anteil des Wasserabflusses des Landes, welcher in den Speicher fließt (gemäß Faktor in Speichertabelle) als natürlicher Zufluss berücksichtigt. Eine Leistungsbegrenzung findet hier nicht statt, da angenommen wird, dass ein natürlicher Zufluss keiner technischen Begrenzung unterliegt. Der verbleibende Anteil der Abfluss-Zeitreihen wird auf die installierte Leistung von Hydro-Kraftwerken begrenzt und als unregelmäßige Wasserkraftzeugung in der jeweiligen Region berücksichtigt.

Für alle Speicher vom Typ DSM (alle DSM Einheiten sind als Speicher mit besonderen Randbedingungen abgebildet) werden die länderspezifischen Daten herangezogen. Die zeitlichen Verläufe der Speicherkapazität sowie Leistung werden sektorspezifisch ausgelesen. Innerhalb der Simulationskonfiguration lassen sich diese länderspezifischen Potenziale frei skalieren und damit sektorspezifisch und länderspezifisch unterschiedliche Nutzungsgrade des technischen Potenzials abbilden.

Im Fall, dass eine Speicherbezeichnung die Erweiterung „seasonal“ enthält, wird in den unterschiedlichen Modulen wie folgt vorgegangen:

Modul 1: Keine Verwendung von Saisonalspeichern.

Modul 2: Speicher wird eingesetzt. Einsatzzeitreihe wird für Verwendung in Modul 3 gespeichert.

Modul 3: Speicher wird verwendet, wie auf Seite 30 beschrieben. Hierbei wird auf Daten zurückgegriffen, welche aus einem vorangegangenen Run des Moduls 2 stammen.

Sind alle Daten eingelesen, werden umgehend Objekte der vordefinierten Klasse „storage“ erstellt (siehe unten).

### ***Erstellung der modellinternen Objekte***

Nach dem Einlesen sind alle Daten in der Modellumgebung verfügbar. Um die Handhabung und Strukturierung der Daten innerhalb des Modells flexibel und übersichtlich zu gestalten, wurde für die weitere Bearbeitung ein objektorientierter Ansatz gewählt. Alle Daten werden anhand der Simulationsparameter in Objekte zweier Klassen überführt.

Die Objekte sind das zentrale Element, durch welche alle Daten im Modell strukturiert werden. Nach der Erzeugung beinhalten diese alle Basisdaten. Die Objekte werden im Laufe der Simulation schrittweise ausgelesen um die Optimierung durchzuführen (siehe S. 20). Anschließend werden auch Ergebnisse der Optimierung in die Objekte übergeben um für die Ergebnisaufbereitung zur Verfügung gestellt zu werden. Über klasseninterne Funktionen werden automatisch Ergebnisparameter berechnet.

Aus der Klasse „region“ können Objekte hervorgehen, die alle Daten einer bestimmten Region (z.B. eines Landes oder eines Zusammenschlusses mehrerer Länder) beinhalten.

Darüber hinaus verfügt das Modell über eine Klasse „storage“, in welcher Speicher- und DSM-Objekte abgebildet werden. Im weiteren Verlauf der Dokumentation kann mit dem Begriff Storage-Objekt gleichermaßen eine individuelle Speichereinheit, ein Zusammenschluss mehrerer Einheiten, sowie DSM- Anwendungen einer bestimmten Region beschrieben sein.

#### **Objekte der Klasse „REGION“:**

Objekte der Klasse „region“ beinhalten alle Daten einer Region. Diese können im RESTORE Projekt z.B. einen einzelnen Staat oder einen Zusammenschluss von Staaten darstellen. Im Folgenden werden alle enthaltenen Variablen eines Objekts dieser Klasse kurz beschrieben.

***country\_short***: Länderkürzel der enthaltenen Staaten

***country\_long***: Langnamen der enthaltenen Staaten

***rgn\_id***: individuelle ID der jeweiligen Region. Wird dynamisch mit fortlaufenden Nummern vergeben. Startend bei 1.

***rgn\_logic\_vector***: Enthält einen Vektor, dessen Länge der Anzahl verfügbarer Staaten entspricht. Die Positionen, welche den Staaten entsprechen, die in dem jeweiligen Objekt zusammengefasst werden, sind „true“ gesetzt. Alle nicht in dem Objekt berücksichtigten Staaten erhalten ein „false“.



**loadcurve:** Beinhaltet die stündlich aufgelöste Lastzeitreihe innerhalb der Region (z.B. 8760h). Hier muss beachtet werden, dass modellintern folgende Definition getroffen wurde: Alle Größen sind stets aus Sicht des Regionen-Netzes betrachtet. Ein Energiefluss, welcher aus dem Netz heraus fließt (z.B. eine Last oder die Beladeleistung von Speichern) ist negativ. Ein Energiefluss in das Netz hinein (z.B. Erzeugung, Speicherentladung) ist positiv.

**pv\_infeed:** Beinhaltet die stündliche Energieerzeugung aus Photovoltaik.

**wind\_on\_infeed:** Beinhaltet die stündliche Energieerzeugung aus Onshore Windenergie.

**wind\_off\_infeed:** Beinhaltet die stündliche Energieerzeugung aus offshore Windenergie.

Analog existieren weitere analog gebildete Variablen für Geothermie, Wasserkraft, Wellenkraft, CSP und Biomasse.

**export\_ntc:** Vector mit der Länge der Anzahl der verfügbaren Regionen. An den Positionen derjenigen Regionen, zu denen eine Netzverbindung besteht, ist die Exportkapazität eingetragen.

**import\_ntc:** Vector mit der Länge der Anzahl der verfügbaren Regionen. An den Positionen derjenigen Regionen, zu denen eine Netzverbindung besteht, ist die Importkapazität eingetragen.

**pv\_generation:** Erzeugungssumme PV.

**wind\_on\_generation:** Erzeugungssumme Wind Onshore im Simulationszeitraum.

**wind\_off\_generation:** Erzeugungssumme Wind Offshore im Simulationszeitraum.

Analog existieren weitere analog gebildete Variablen für Geothermie, Wasserkraft, Wellenkraft, CSP und Biomasse.

**exchange:** Matrix mit der Dimension (Simulationszeitraum, Anzahl Regionen). Enthält die stündlich aufgelösten Zeitreihen des Energieaustauschs mit anderen Regionen (Ex-Importleistungen). Je nach Spalte sind die Im- und Exportleistungen zu der jeweiligen Region dargestellt. Dabei gilt: Export=negativ, Import=positiv.

**exchange\_storage:** Enthält die stündlich aufgelöste Zeitreihe des Energieaustauschs mit allen in der Region verfügbaren Speichereinheiten. Die Zeitreihe stellt die stündlichen Summen des Einsatzes aller in der Region verorteter Speicher dar. (Ladung=negativ, Entladung= positiv)

**storages:** Enthält die Objektliste aller Speicher, die in dieser Region verortet sind. (Objektliste)

Weiterführend sind sog. „dependent properties“ implementiert, welche sich stets auf die Daten innerhalb des Objektes beziehen. Bei Änderung der Daten innerhalb der Klasse, werden diese automatisch aktualisiert.

**re\_infeed:** Beinhaltet die Summe der stündlichen Energieerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren.

**resload:** Zeitreihe der Residuallast nach Netzaustausch und Speichereinsatz.



(Berechnung mittels Variablen:

$resload = loadcurve + re\_infeed + exchange\_storage + exchange^1$

**hist\_\***: Histogramm des jeweiligen Datensatzes mit auf den Wertebereich zugeschnittenen Klassen (50)

**std\_\***: Standardabweichung der jeweiligen Variable

**load\_gradients**: Vektor der Lastgradienten (bezogen auf *loadcurve*)

**resload\_gradients**: Vektor der Residuallastgradienten. (bezogen auf *resload*)

**overall\_load**: Summe der Last

**im\_ex\_balance**: Quotient von Importsumme und Exportsumme

**energy\_imported**: Importierte Energiemenge (Summe:  $exchange \geq 0$ )

**energy\_exported**: Exportierte Energiemenge (Summe:  $exchange \leq 0$ )

**resload\_overall**: Energiemenge Unterdeckung (Summe  $resload \leq 0$ )

**curtailment\_overall**: Energiemenge Abregelung (Summe  $resload > 0$ )

**energy\_imported\_con**: Energieimport über Kuppelstellen (Summe einzelne Verbindung)

**energy\_exported\_con**: Energieexport über Kuppelstellen (Summe einzelne Verbindungen)

**nat\_influx\_uncontrolled**: Zeitreihe aller natürlichen Zuflüsse in die saisonalen Speicher (i) der jeweiligen Region (r). Zur Berechnung der bilanziellen Deckung kann hieraus die Summe des natürlichen Zuflusses aller Speicher über die Simulationszeit (n) gebildet werden. Da die Abflussleistungen zeitweise die installierte Generatorkapazität  $P_{discharge,i}$  übersteigen, wird angenommen, dass die Einspeisung der Energiemenge konstant über das Jahr vorgenommen wird. Sollte die mittlere Leistung über das Jahr die installierte Generatorleistung  $P_{discharge,i}$  übersteigen, wird die Leistung auf die Generatorleistung begrenzt.

Die Zeitreihe wird folglich nach folgender Formel berechnet:

$$0 \geq P_{nat.influx.uncontrolled,r}(t) = \frac{\sum_{1,1}^{i,t} P_{nat.influx,i}(t)}{n} \leq \sum_1^i P_{discharge,i}$$

### Definition und Aggregation von Regionen

Regionen setzen sich im RESTORE Modell stets aus einzelnen oder mehreren Ländern zusammen. Wenn mehrere Länder zu einer Region zusammengefasst werden, werden Lasten, Erzeugung und Kuppelkapazitäten der gruppierten Länder summiert. Innerhalb einer Region werden Kuppelkapazitäten, die zwischen den enthaltenen Ländern bestanden, ignoriert, so dass stets unbegrenzte Kuppelkapazitäten (Kupferplatten innerhalb der Regionen) angenommen werden. Kuppelkapazitäten in andere Regionen werden

<sup>1</sup> Summe über alle Kuppelstellen

beibehalten. Sollten mehrere Länder, die in einer Region zusammengefasst wurden, Austauschkapazitäten in eine andere Region aufweisen, werden diese summiert und als gemeinsame Kuppelstelle repräsentiert. Sofern die einzelnen Länder über Speichereinheiten verfügen, werden diese in die neue Region überführt und bleiben separat verfügbar, sofern die Speicheraggregation (siehe Seite 30) deaktiviert ist.

Es können auch Länder zu Regionen zusammengefasst werden, die keine geographische Verbindung besitzen. Hier kann es leicht zu Fehlern kommen, da plötzlich unbegrenzte Kuppelkapazitäten zwischen nicht benachbarten Ländern berücksichtigt werden. Eine Plausibilitätsprüfung ist für diese Art Fehler nicht implementiert.

### Objekte der Klasse „STORAGE“

Objekte dieser Klasse beinhalten analog zur „Region“ alle Daten der Systemkomponenten, welche als Speicher abgebildet werden (Speicher, DSM und Regelbare EE (nur Modul1)). Auch hier existieren sowohl Variablen, die die Eingangsdaten enthalten, als auch solche, die die Simulationsergebnisse und abgeleitete Kennwerte strukturiert vorhalten.

Die Storage-Objekte werden zunächst anhand der Basisdaten für jede verfügbare Speicher- und DSM Anwendung erstellt.

Je nach Konfiguration der Simulation werden bei der Bildung der Regionen Änderungen an diesen Objekten vorgenommen. So können z.B. einzelne Speichereinheiten innerhalb der Regionen zusammengefasst werden. Nach welchen Kriterien dies geschieht geht aus dem Kapitel „Aggregation von Speichertypen“ (S. 30) hervor.

Die resultierenden Objekte werden als Objektliste an die Regionen-Objekte übergeben, in denen die Speichereinheiten verortet sind.

Folgende Eigenschaften eines Speichers sind in einem Speicherobjekt angelegt:

**stor\_id:** Enthält die individuelle Identifikationsnummer des Speichers. Diese ID ist eine dynamisch erstellte, fortlaufende Nummerierung der Speicherobjekte. Sie darf nicht mit der Speicher ID aus der Speicherliste (Eingangsdaten) verwechselt werden.

**stor\_location:** Enthält die Ländernummer des Landes, in der dieses Speicherobjekt verortet ist.

**stor\_type:** Enthält eine Liste der Speichertypen, welche durch diese Objekt repräsentiert werden (z.B. „PHS“ für Pumped hydro storage oder „CAES“ für Compressed Air Energy Storage). Dies können mehrere Speicher sein, wenn die Aggregation der Speicher aktiviert ist.

**stor\_cap:** Enthält eine Zeitreihe für die Speicherkapazität zu jeder Stunde. Bei realen Speichereinheiten wie z.B. Batterien enthält die Zeitreihe in jeder Stunde den identischen Wert. Wenn eine DSM-Anwendung durch das Objekt repräsentiert wird, ist die Speicherkapazität eine zeitlich veränderliche Größe und kann hier abgebildet werden.

**stor\_cap\_min:** Bei der Abbildung von DSM-Anwendungen kann die Speicherkapazität auch negative Werte annehmen (bei der Verschiebung von Leistungen in die Zukunft). Die entsprechende Zeitreihe wird in dieser Variable abgebildet.

**stor\_lvl:** Enthält die Zeitreihe des Speicherfüllstandes. Zu Beginn wird die gesamte Zeitreihe mit dem Anfangsfüllstand belegt.

**stor\_p\_charge:** Enthält die Zeitreihe der Beladeleistung. Diese ist bei DSM-Anwendungen zeitlich flexibel.

***stor\_p\_discharge***: Enthält die Zeitreihe der Entladeleistung. Diese ist bei DSM- Anwendungen zeitlich flexibel.

***stor\_eta\_charge***: Enthält die Zeitreihe des Beladewirkungsgrades. Dieser ist bei DSM- Anwendungen zeitlich flexibel.

***stor\_eta\_discharge***: Enthält die Zeitreihe des Entladewirkungsgrades. Dieser ist bei DSM- Anwendungen zeitlich flexibel.

***stor\_tdd***: Enthält die Zeitreihe der Selbstentladung (in 1/h).

***stor\_nat\_influx***: Enthält die Zeitreihe des Zuflusses in den Speicher (insbesondere für Wasserspeicher mit natürlichem Zufluss, jedoch auch für regelbare EE, bei denen Zufluss entsprechend der EE- Erzeugung berücksichtigt wird (z.B. CSP- Solarfeldleistung)).

***stor\_spec\_stor\_time***: Diese Variable beschreibt die theoretische Ladezeit bei voller Ladeleistung, also das Verhältnis von Speicherkapazität und Ladeleistung (E2P-Verhältnis). Da diese Kenngröße sehr wichtig für die Einsatzcharakteristik eines Speichers ist, wird bei der Speicheraggregation anhand dieser Variable entschieden, welche Speichereinheiten zusammengefasst werden.

***stor\_p\_utilization***: Enthält die Zeitreihe der Speichernutzung. Diese ist Ergebnis der Optimierung.

Abhängige Eigenschaften:

***load\_cycles***: Summe der Entladeenergie bezogen auf die maximale Speicherkapazität. (Bei DSM durchschnittliche positive Speicherkapazität)

***no\_chargings***: Anzahl der gestarteten Ladevorgänge .

***no\_dischargings***: Anzahl der gestarteten Entladevorgänge.

***loss\_charging***: Energieverluste beim Laden.

***loss\_discharging***: Energieverluste beim Entladen.

***tdd\_losses***: Energieverlust Selbstentladung.

***hist\_\****: Histogramme der jeweiligen Variable.

***overall\_losses***: Energieverluste gesamt.

***energy\_residence\_time***: Verweildauer im Speicher. Für alle Zeitpunkte, in denen Entladung stattfindet, gibt die Variable an, wie lange die Energiemenge bereits eingespeichert war. Dafür wird für jeden Zeitschritt (bei Entladung) so lange die Summe über unmittelbar zurückliegende Ein- und Ausspeichervorgänge gebildet, bis die Bilanz ausgeglichen ist. So kann die maximale Verweilzeit eines Anteils der ausgespeicherten Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt bestimmt werden. Natürliche Zuflüsse werden mit berücksichtigt. Bei Verwendung der Energie, welche bereits zu Simulationsstart im Speicher ist (Start mit z.B: 50% Speicherfüllstand), wird der Wert -1 ausgegeben. Bei der Berechnung der mittleren Verweildauer werden diese Zeitschritte nicht berücksichtigt.

***mean\_residence\_time***: Gewichteter Mittelwert der Verweildauern. Mittelwert aller Verweildauern aus *energy\_residence\_time(t)*, gewichtet mit der jeweiligen Ausspeichereistung.

## Definition von Speichertypen

In der Simulationskonfiguration kann definiert werden, welche Speichertypen in der Simulation berücksichtigt werden. Hierzu dient eine Tabelle aller zu verwendenden Speichertypen. Der verwendeten Speicherliste werden nur diejenigen Speicher entnommen, deren Typbezeichnung auch in der Simulationskonfiguration zu finden ist.

Folgende Speichertypen werden in der vorliegenden Modellversion standardmäßig berücksichtigt. Diese Liste kann beliebig ergänzt und angepasst werden.

„PHS“ : Pumpspeicherwerk

„CAES“ : Druckluftspeicher

„PHS-seasonal“ : Pumpspeicherwerk als Saisonalspeicher

„H2-seasonal“ : Wasserstoffspeicher Saisonalspeicher

„Other-storage“ : Sonstige Speichereinheiten

Die verwendeten Speicherlisten entstammen dem Teilprojekt 6 und können dem Dokument (Wienholt and Kleinhans 2015) entnommen werden.

## Speicherfüllstand zu Beginn und Ende einer Simulation

Der Anfangsfüllstand aller Speichereinheiten wird zentral über eine Variable im Simulationskonfigurationsskript vorgegeben. So kann ein relativer Füllstand für alle Speichereinheiten vorgegeben werden. Dieser initiale Füllstand ist insbesondere dann sinnvoll, wenn Saisonale Effekte beim Speichereinsatz berücksichtigt werden sollen. Als Standardwert ist ein Füllstand von 50% implementiert, welcher auch bei allen RESTORE Berechnungen verwendet wurde.

## Erzwungene Befüllung der Speicher zum Ende einer Simulation.

Wenn ein initialer Speicherfüllstand definiert ist (z.B. 50%), ist es für eine ausgeglichene Energiebilanz notwendig, dass am Ende der Simulation mindestens derselbe Speicherfüllstand erreicht wird. Dies wird in dem Modell dadurch erreicht, dass zum Ende der Simulation (in den letzten Zeithorizonten) ein Mindestfüllstand in der jeweils letzten betrachteten Stunde angesetzt wird. Dieser Mindestfüllstand richtet sich danach, wie viele Stunden in der Simulation verbleiben, um den Speicherfüllstand mindestens auf den Initialwert zu erhöhen. In der Simulationskonfiguration kann definiert werden, mit welchem Anteil der verfügbaren Speicherladeleistung diese Heranführung an den Zielwert realisiert wird. So kann definiert werden, dass der Speicher „im letzten Moment“ mit voller Beladeleistung auf den nötigen Füllstand aufgefüllt wird. Es kann jedoch auch definiert werden, dass eine gleitende Füllung mit z.B. 50% der verfügbaren Leistung zur Erreichung des Zielzustandes vorgenommen wird. Dies ermöglicht dem Modell, auch in den letzten Stunden (oder Horizonten) der Simulation noch mit allen Speichereinheiten auf Lastschwankungen (zumindest mit einem Teil der Leistung) zu reagieren.

Dabei wird folgendermaßen vorgegangen: In jedem betrachteten Zeithorizont wird geprüft, ob dieser bereits einen Zeitraum umfasst der theoretisch für die Beladung des Speichers mit der definierten Leistung (Anteil an maximaler Beladeleistung) in Anspruch genommen werden muss. Ist dies der Fall wird in der letzten Stunde des Be-

trachtungshorizontes ein Mindestfüllstandwert über die lower bound Randbedingungen gesetzt.

**Beispiel:** Simulation eines Zeitraumes von 100 Stunden bei einer Rollierenden Planung mit dem Betrachtungshorizont von 10 Stunden.

Speicherkapazität : 10GWh,

Maximale Beladeleistung: 0,5GW

Initialfüllstand des Speichers: 50% = 5GWh

Theoretische Beladedauer vom Füllstand 0 GWh bis zum Initialwert bei der definierten Leistung: 5GWh / 0,5GW = 10h.

Befindet sich nun die Simulation in einem Betrachtungshorizont, welcher den Zeitraum der letzten 10 Stunden der Simulation beschneidet, wird für die letzte Stunde des Horizontes ein Mindestfüllstand durch die lower bound - Randbedingung realisiert, der sicherstellt, dass der Speicher in den Stunden, die der Simulation nach Betrachtung des aktuellen Horizontes verbleiben, bis auf den Initialwert gefüllt werden kann.

Angenommen der Horizont umfasst die Stunden 83-92 von 100 Stunden, würde der Mindestfüllstand zum Ende des Horizontes (zur Stunde 92) auf

$$C_{\min,92} = \frac{C_{\text{ini}}}{t_{\text{th,load}}} * (t_{\text{horizon,end}} - (t_{\text{sim,end}} - t_{\text{th,load}})) = \frac{5\text{GWh}}{10\text{h}} * 92 - (100\text{h} - 10\text{h}) = \frac{0.5 \text{ GWh}}{\text{h}} * 2\text{h} = 1\text{GWh}$$

gesetzt werden.

Wird in der Simulationskonfiguration definiert, dass maximal 50% der verfügbaren Beladeleistung für die Sicherung des Initialfüllstandes verwendet werden soll, verlängert sich die theoretische Beladedauer in diesem Beispiel entsprechend auf 20h. Daraus folgt:

$$C_{\min,92} = \frac{C_{\text{ini}}}{t_{\text{th,load}}} * (t_{\text{horizon,end}} - (t_{\text{sim,end}} - t_{\text{th,load}})) = \frac{5\text{GWh}}{20\text{h}} * 92 - (100\text{h} - 20\text{h}) = \frac{0.25 \text{ GWh}}{\text{h}} * 12\text{h} = 3\text{GWh}$$

Im RESTORE Projekt wurde für alle Berechnungen ein Reserve von 70% der verfügbaren Speicherleistung verwendet, um zum Ende des Simulationszeitraums wieder den Initialfüllstand zu erreichen.

Es ist jedoch grundsätzlich zulässig, wenn in einem Speicher zum Jahresende mehr Energie enthalten ist, als zu Beginn der Simulation. Dies tritt in der Regel nur dann auf, wenn zum Jahresende ein starker Energieüberschuss herrscht, oder während des Jahres mehr Energie in den Speicher fließt (durch natürlichen Zufluss) als dieser in sinnvollem Maße dem System bereitstellen kann.

### **Optimierung**

Wenn alle Daten eingelesen und alle Objekte erstellt sind, beginnt die eigentliche Kernaufgabe des Programms: Die Optimierung des Einsatzes aller verfügbaren Ausgleichsoptionen zur Vergleichmäßigung und Minimierung der Residuallast.

Bevor im Folgenden die Optimierungsvariablen, Randbedingungen und Zielfunktion beschrieben werden, wird zunächst auf den Umgang mit Zeitschritten im Modell eingegangen.

### Rollierende Planung

Ein Modelllauf besteht üblicherweise aus einem gesamten Jahr, also 8760 Stunden. Die Rechenzeit einer Optimierung steigt überproportional mit der Anzahl der zu optimierenden Variablen, deswegen kann nicht ein gesamtes Jahr auf einmal in stündlicher Auflösung optimiert werden. Da die Ausgleichsoptionen ohnehin Lade- und Entladedauern im Bereich einiger Stunden haben (Ausnahme: Saisonalspeicher, für diese wird jedoch ein eigener Modelllauf vorgenommen, siehe Kapitel Saisonalspeicher S.30), ist es nicht notwendig, ein gesamtes Jahr zu optimieren. Anstatt dessen kann das Jahr in kleinere Schritte aufgeteilt werden, die dann nacheinander optimiert werden. Dadurch, dass sich diese Schritte (Betrachtungshorizonte) jeweils überschneiden, ist ein kontinuierlicher Einsatz der Flexibilitätsoptionen gewährleistet.

Das RESTORE Modell arbeitet (in Modul 1 und Modul 3) mit einer Rollierenden Planung. Startend am Beginn des Simulationszeitraums (üblicherweise Jahresbeginn) wird zunächst ein definierter Betrachtungshorizont (z.B. Stunde 1 bis 36) optimiert. Anschließend wird ein neuer Zeitraum betrachtet, der innerhalb des zuvor betrachteten Zeitraums beginnt (um *die Schrittweite* verschoben z.B. 4 h), also z.B. Stunden 5 bis 40. Aus dem Ergebnisvektor der ersten Optimierung werden dann nur die Ergebnisse der ersten 4 Stunden festgeschrieben, die Stunden 5 bis 40 werden der zweiten Optimierung lediglich als Startwerte übergeben, können von ihr jedoch überschrieben werden, wenn sich mit dem erweiterten Prognosezeithorizont bis zu Stunde 40 andere optimale Ergebnisse einstellen. Anschließend rückt die Optimierung wiederum um vier Stunden weiter bis das Ende des Simulationszeitraumes (*üblicherweise Jahresende*) erreicht ist. Diese Zeitangaben sind nur beispielhaft, die Zeiten können frei eingestellt werden.

### Erweiterung der Zeithorizonte um aggregierte Variablen

Darüber hinaus ist es möglich, eine längerfristige Prognose in den Optimierungsschritten der rollierenden Planung zu berücksichtigen. Dazu werden Stunden, die nach dem eigentlichen Betrachtungszeitraum liegen, aggregiert und an diesen Betrachtungszeitraum angehängt. Ein Beispiel: Der oben erläuterte Betrachtungszeitraum beträgt 36 Stunden in stündlicher Auflösung, alle Optimierungsvektoren haben also eine Länge von 36 Einträgen. In den 37. Eintrag dieser Vektoren können beispielsweise die Durchschnitte der Stunden 37-42 eingetragen werden, in den 38. Eintrag die Durchschnitte der Stunden 43-48. Somit steigt der Betrachtungszeitraum von 36 auf 48 Stunden, wobei die Optimierungsvektoren nur um zwei weitere Einträge wachsen. Durch die Durchschnittsbildung haben die Charakteristika der einzelnen Stunden in diesen zusammengeführten Zeitfenstern weniger Gewicht auf das Ergebnis der Optimierung als die einzeln betrachteten Stunden 1 bis 36.

In den meisten RESTORE Berechnungen wurde ein Gesamthorizont von 24h (bis 72h) verwendet. Dies Schrittweite Betrag in allen Berechnungen 4h.

### Variablen in der Optimierung

Die Aufgabe der Optimierung ist es, die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen möglichst effizient einzusetzen. Deswegen stellen die elektrischen Leistungen dieser Flexibilitätsoptionen die Variablen dar: Die Leistung der Kuppelstellen und die Leistung der Storage-Objekte (diese beinhalten Speicher und DSM). Um in den Randbedingungen

abbilden zu können, dass Speicher nicht über ihren maximalen Energieinhalt hinaus geladen werden können (siehe unten), ist es notwendig, auch die Speicherfüllstände als Variablen aufzunehmen.

Die Variablen werden in der Modellierungsumgebung in einem Startvektor ( $x_0$ ) zusammengeführt. Innerhalb der Optimierung werden die Variablen in diesem Vektor (dann  $x$ ) variiert, um die optimale Systemkonfiguration zu erhalten. Die Länge des Vektors ergibt sich aus der Länge des Betrachtungshorizonts ( $h$ ) und der Anzahl an Flexibilitätskomponenten. Dieser beinhaltet zuerst die Variablen der  $n$  Kuppelstellen ( $n * h$  Einträge), anschließend für jeden der  $k$  Speicher Leistungs- und Füllstandsvariablen ( $2*k*h$  Einträge).

Für jede der Variablen wird ein Startwert für die Optimierung kreiert. Dafür werden die Netz- und Speicherleistungen zunächst mit Null angenommen, die Speicherfüllstände bleiben dementsprechend im zeitlichen Verlauf konstant. In Stunden, für die durch die rollierende Planung schon Werte für die Variablen berechnet wurden, werden diese Ergebnisse als Startwerte genutzt. Wird ein Speicher mit natürlichem Zufluss abgebildet, wird dieser in Form steigender Füllstandsvariablen abgebildet. Sofern der natürliche Zufluss in einen Speicher größer ist als die Summe der möglichen Ausspeicherung und der verbleibenden, freien Speicherkapazität, wird als Startwert für die Speicherleistung die maximale Ausspeicherleistung vorgegeben. Gleichzeitig wird der natürliche Zufluss im Optimierungshorizont so begrenzt, dass der Speicher die Energiemenge bei voller Entladung noch aufnehmen kann. In diesem Fall wird die „abgeregelte“ Energiemenge in eine gesonderte Variable geschrieben um bei der Ergebnisdarstellung Berücksichtigung zu finden.

Die Startwerte werden im Startvektor definiert, dieser wird an den Optimierungsaufruf übergeben (siehe Aufruf und Durchführung der Optimierung, S. 26).

### *Obere und untere Grenzen der Variablen*

Jede Variable kann nur Werte aus einem definierten Bereich annehmen. Im RESTORE-Modell werden die unteren und oberen Begrenzungen als Vektoren „lower bound“ ( $l_b$ ) und „upper bound“ ( $u_b$ ) implementiert und haben die gleiche Struktur wie der Startvektor ( $x_0$ ), so dass gilt.

$$l_b \leq x \leq u_b$$

### **Netzvariablen:**

Die Randbedingungen für die Variablen der Netzkuppelstellen stellen jeweils die maximalen Übertragungsleistungen der Verbindung dar. Die Exportleistung einer Verbindung stellt jeweils die untere- ( $P_{\text{export}} \leq 0$ ) und Importleistungen ( $P_{\text{import}} \geq 0$ ) die obere Grenze dar.

### **Speicher- / DSM-Variablen**

Die Ober- und Untergrenzen für die Speicherleistungen bilden die jeweiligen Be- und Entladekapazitäten. Für DSM-Objekte sind diese Leistungsbegrenzungen zeitlich variabel, deswegen werden einzelne Werte für jede Stunde in den Speicherobjekten angelegt. Hierbei ist zu beachten, dass die Grenzen die Wirkungsgrade beinhalten.

$$l_b = P_{\text{charge}} * \eta_{\text{charge}} , \quad u_b = P_{\text{discharge}} / \eta_{\text{discharge}}$$

Die Obergrenze für den Füllstand aller Speicherobjekte ist die Speicherkapazität. Die Füllstandsuntergrenze von Speichern ist Null. Dies kann abweichen, wenn Saisonziele (nur Saisonalspeicher) erreicht werden müssen, oder gegen Ende des Simulationszeitraums sichergestellt werden muss, dass die Speicher den Startfüllstand erreichen, dann wird der Mindest-Speicherfüllstand entsprechend angehoben. DSM-Objekte lassen (bei der Verzögerung von Lasten) auch negative Füllstände zu.

### **Gleichheitsrandbedingungen**

Als Gleichheitsrandbedingungen werden solche Bedingungen bezeichnet, die die Variablen in einer Gleichung verknüpfen. Diese Randbedingungen haben hier zentrale Bedeutung, denn über diese Gleichungen wird der zeitliche Zusammenhang zwischen den Variablen hergestellt.

Für jede Speichereinheit muss für jede Stunde gelten, dass der Speicherfüllstand am Ende einer Stunde dem Füllstand der letzten Stunde entspricht, geändert um die geladenen und entladenen Energiemengen dieser Stunde. Außerdem wird die Selbstentladung berücksichtigt sowie der Zufluss in die Speicher. Damit ergibt sich die Gleichung

$$E(t) = E(t-1) + P(t) * \Delta t + E_{in}(t) - E(t-1) * f_{tda}$$

die für jedes Speicherobjekt zu jeder Stunde erfüllt sein muss.

( $E$ : Energieinhalt eines Speichers,  $t$ : Zeitpunkt,  $\Delta t$ : Intervall zwischen zwei Zeitpunkten,  $E_{in}$ : Zufluss in den Speicher,  $f_{tda}$ : Faktor für die Selbstentladung).

In Zeitschritten, in denen der natürliche Zufluss  $E_{in}$  in einen Speicher größer ist, als dessen Ausspeicherleistung plus der verfügbaren Speicherkapazität, wird der natürliche Zufluss so begrenzt, dass die Randbedingungen eingehalten werden können.

$$E_{in}(t) = P_{discharge} + (C_{Speicher} - E(t-1))$$

Für die Umsetzung in der Modellierungsumgebung müssen diese Gleichungen in eine Matrixform gebracht werden, so dass gilt:

$$A_{eq} * x = b_{eq}$$

Die Matrix  $A_{eq}$  und der Vektor  $b_{eq}$  haben eine Zeile für jede Randbedingung, also  $h*k$  Zeilen. Die Spaltenanzahl von  $A_{eq}$  entspricht der Länge des Variablenvektors  $x$ .

In Folgenden ist diese Matrix beispielhaft für eine Region mit einem Speicher und drei Stunden dargestellt.



$$\underbrace{\begin{bmatrix} -\Delta t & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & -\Delta t & 0 & (f_{idd}-1) & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -\Delta t & 0 & (f_{idd}-1) & 1 \end{bmatrix}}_{A_{eq}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} P_{Sp}(t_1) \\ P_{Sp}(t_2) \\ P_{Sp}(t_3) \\ E_{Sp}(t_1) \\ E_{Sp}(t_2) \\ E_{Sp}(t_3) \end{bmatrix}}_x = \underbrace{\begin{bmatrix} E_{in}(t_1) - E_{Sp}(t_0) \cdot (1 - f_{idd}) \\ E_{in}(t_2) \\ E_{in}(t_3) \end{bmatrix}}_{b_{eq}}$$

**Abbildung 2: Aufbau der Matrizen für Gleichheitsrandbedingungen.**

Der initiale Speicherfüllstand muss als  $E_{sp}(t_0)$  abgebildet werden.

Für mehr Speicherobjekte und mehr betrachtete Stunden werden Matrix und Vektoren entsprechend erweitert. Bei mehreren Regionen ist zu beachten, dass der  $x_0$ -Vektor dann zuvorderst die Kuppelstellen-Variablen enthält. Entsprechend muss die Matrix  $A_{eq}$  links um Spalten mit Nullen ergänzt werden.

### Unterbindung der Residuallastbildung in Nord Afrika

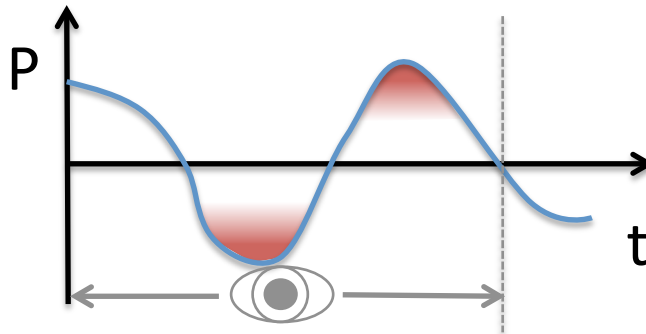
Nach der Modelllogik kann in jeder Region eine Residuallast erzeugt werden. Während der Optimierung gibt es auch keine Möglichkeit, eine Randbedingung (z.B. untere Grenze) für die Residuallast in einer bestimmten Region zu setzen, da die Residuallast nicht explizit als Variable implementiert ist. Dies führt insbesondere in Nord Afrika (EREC Szenario) dazu, dass in Zeiten geringer CSP Einspeisung mehr Energie exportiert werden kann, so dass dort eine Residuallast erzeugt wird. Da Nord Afrika jedoch als reine Einspeiseregion betrachtet werden soll, wurden Gleichheitsrandbedingungen für die Region implementiert. Die Summe der stündlichen Leistungen aller Kuppelstellen, die Region an das europäische Festland anbinden, muss stets der aktuellen Erzeugungsleistung entsprechen. Damit wird auch wirkungsvoll erreicht, dass jegliche Energie, die in CSP Kraftwerken erzeugt wird, auch in das europäische Stromsystem eingespeist wird.

### Definition der Zielfunktion

Die Zielfunktion ist diejenige Funktion, auf die hin die Optimierung arbeitet. Bisher weiß das Modell durch die Definition der Variablen und der Randbedingungen, welche Werte es verändern kann und welche Grenzen und Zusammenhänge dabei erfüllt sein müssen. Durch die Zielfunktion wird berechnet, welchen Effekt die Variablenkonfiguration auf die Residuallast hat. Zudem können in der Zielfunktion Terme enthalten sein, die ein bestimmtes Systemverhalten „belohnen“ oder „bestrafen“.

Im Rahmen des RESTORE-Projektes sollen die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen Netz, Speicher und DSM, die durch die Variablen abgebildet werden, so eingesetzt werden, dass möglichst wenig Energie durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden muss. Zudem sollen Lastgradienten minimiert werden, so dass die Residuallast mit möglichst geringem Anspruch an die Flexibilität des Kraftwerksparks gedeckt werden kann. Dies wird durch die Zielfunktion „Minimiere die positive Residuallast durch die Flexibilitätsoptionen“ erreicht. In dem entsprechenden Term wird die positive Residuallast quadriert. Das hat den Effekt, dass hohe Lastspitzen mit höherer Priorität gemindert werden. Abbildung 3 zeigt die Arbeitsweise der Zielfunktion anhand einer beispielhaften Residuallast, wenn diese im Optimierungszeitraum (dargestellt durch das Augen-Symbol) sowohl positive als auch negative Werte annimmt: Energie wird aus Zei-

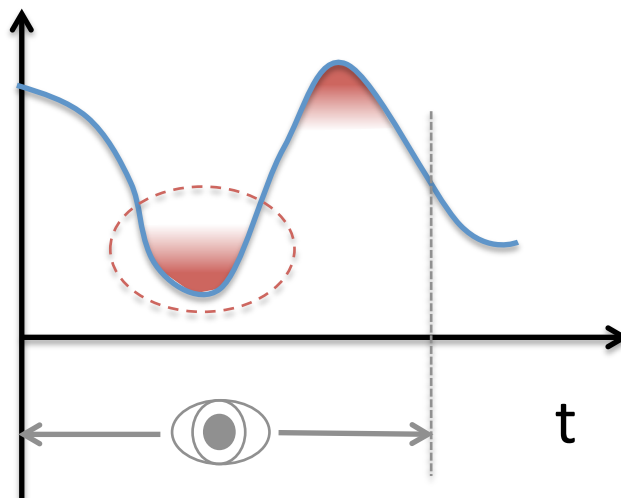
ten negativer Residuallast in die Zeiten positiver Residuallast verschoben, um diese zu minimieren.



**Abbildung 3: Arbeitsweise der Zielfunktion zum Ausgleich von positiver und negativer Residuallast**

Es kann vorkommen, dass während eines gesamten Optimierungszeitraums nur positive oder negative Residuallasten vorkommen. Im Falle durchgehend positiver Residuallasten wird durch den quadratischen Ansatz in „Tälern“ Energie gespeichert und zu den „Spitzen“ ausgespeichert, da diese stärker ins Gewicht fallen (vgl.

**Abbildung 4).** Die Gesamt-Energiemenge der positiven Residuallast wird dadurch nicht verringert (sondern ggf. um die Speicherverluste erhöht), die Lastspitzen, und damit die vorzuhaltende Backup-Kapazität und die nötige Flexibilität, werden aber verringert.



**Abbildung 4: Arbeitsweise der Zielfunktion bei durchgängig positiver Residuallast**

In Zeiten durchgehend negativer Residuallasten bietet die Zielfunktion keinen Anreiz für das Modell, überhaupt tätig zu werden, da keine positiven Residuallastmengen gemindert werden können. In solchen Situationen ist es sinnvoll, Speicher zu laden, um sie in zukünftigen Defizit-Situationen entladen zu können. Deswegen wird die Zielfunktion ergänzt um einen Term, der das Laden der Speicher belohnt. Dieser Term wird mit einem Vorfaktor einbezogen, so dass er einen geringeren Einfluss als die Residuallastminimierung hat. Der Term beinhaltet die Summe der Speicherladeleistungen.

Zur Unterbindung von Ringflüssen im Übertragungsnetz wurde ein analoges Vorgehen gewählt. Durch die Beaufschlagung der Zielfunktion mit der Summe der Übertragenen

Leistung über alle Kuppelstellen, wird sichergestellt, dass „unnötige“ Übertragung von Energie über das Netz unterbunden wird. Dies geschieht mit einem Term in der Zielfunktion, welcher die Summe der Beträge aller Kuppelleistungen beinhaltet. Auch hier wird ein Faktor verwendet um die Priorität der Minimierung von Übertragungsleistungen hinter der Reduktion von Residuallasten einzuordnen. Die Faktoren in den RESTORE Berechnungen betragen sowohl für den Speicheranreiz, sowie für die „Bestrafung“ von Ringflüssen jeweils 0,5.

Die Zielfunktion ergibt sich also zu:

$$\min \sum_{i=1}^m \sum_t [P_{\text{Last},i}(t) + P_{\text{EE},i}(t) + P_{\text{Sp},i}(t) + P_{\text{Export},i}(t)]^2 + f_{\text{Sp}} * \sum P_{\text{Sp},i}(t) + f_{\text{Netz}} * \sum P_{\text{Netz}}(t)$$

wobei der quadrierte Teil nur bei positiven Residuallasten genutzt wird. (i: Regionen, t: Zeitschritte, RL: Residuallast,  $P_{\text{Sp},i}$ : genutzte Ein- und Ausspeicherleistung aller Speicher und DSM-Optionen in der Region i,  $P_{\text{Export},i}$ : Leistungs-Im- und Exporte in und aus Region i).

Die Randbedingungen der Speicher begrenzen den Speicher hinsichtlich seiner Leistung, welche direkt auf den Speicherfüllstand wirkt (nach Be- bzw. vor Entladeverlusten, Schnittstelle Wandler/Speicher). Zur Berechnung der Auswirkungen auf die Residuallast (Elektr. Pump- und Turbinenleistung Schnittstelle System/Speicher) muss, je nach Vorzeichen, eine Beaufschlagung bzw. Verringerung der Leistung um den jeweiligen Wirkungsgrad vorgenommen werden. Da für die Speicherleistung allerdings nur eine Variable verwendet wird, die, je nach Vorzeichen, einen Ein- bzw. Ausspeichervorgang repräsentiert, muss der unterschiedliche Einfluss der Wirkungsgrade auch gesondert berücksichtigt werden. Je nach Vorzeichen der Speicherleistung wird für die Residuallastberechnung der Speicherwirkungsgrad berücksichtigt. Dies ist über eine Abfrage innerhalb der Zielfunktion realisiert.

Die Zielfunktion ist als eigene Funktion definiert. Diese arbeitet mit den Matrizen Z und Res. Z ist eine Matrix, die, wenn sie mit dem x-Vektor multipliziert wird, einen Vektor ergibt, in dessen Zeilen die Summen aller Im- und Exporte und aller Lade- und Entladeleistungen der Regionen zu allen Zeitschritten stehen. Die Dimension von Z ist (x, i\*h).

Im Vektor Res wird die Residuallast als Summe aus Last und (negativer) Einspeisung für alle Regionen gebildet, die Dimension ist (i\*h, 1).

Die Residuallast nach Lastausgleichsmaßnahmen (RL') ergibt sich damit zu

$$RL' = Z * x + Res$$

### **Aufruf und Durchführung der Optimierung**

Der Startvektor  $x_0$ , die Randbedingungen  $l_b$  und  $u_b$ , die Gleichheitsrandbedingungen  $A_{eq}$  und  $b_{eq}$  sowie die Zielfunktion werden an die Optimierung übergeben. Zur Zeit arbeitet diese Optimierung mit der Matlab-Funktion `fmincon`. Diese ist hoch flexibel und

erlaubt sowohl eine nichtlineare Zielfunktion, wie sie hier genutzt wird, als auch verschiedenste Arten von Randbedingungen.<sup>2</sup>

Die Optimierung startet ausgehend von  $x_0$  und läuft autark. Sie wird beendet, wenn entweder ein Optimum gefunden wurde oder die Iterationsgrenzen (10.000 Iterationen, 100.000 in Modul 2) erreicht sind, ohne sicherstellen zu können, dass der zuletzt berechnete  $x$ -Vektor ein Optimum darstellt. Welcher Fall eintritt, wird durch Exit-Flags kenntlich gemacht. Ausgegeben wird der Vektor  $x_{opt}$ , der die ermittelten optimalen Variablenwerte enthält, sowie die Variable  $f_{val}$ , die den Funktionswert  $f(x_{opt})$  der Zielfunktion enthält.

### ***Sicherung der Optimierungsergebnisse***

Bevor im Rahmen der rollierenden Planung der nächste Betrachtungszeitraum optimiert wird, werden die Ergebnisse des letzten Betrachtungszeitraumes gespeichert. Im Ergebnisvektor  $x_{opt}$  sind die optimierten Einsatzzeitreihen für Speicher, DSM und Netze abgelegt. Diese werden ausgelesen.

Die Leistungen und Füllstände von Speicher- und DSM-Objekten werden in diese Objekte übergeben. Diese enthalten also am Ende eines gesamten Simulationszeitraumes dann vollständige Zeitreihen für die ideale Nutzung von Leistung und Füllstand.

Die Kuppelstellenauslastungen werden in den Regionenobjekten gespeichert. Dazu wird die Zeitreihe jeder Kuppelstelle an das Regionen-Objekt übergeben. Es entsteht dabei in jeder Region eine Matrix mit der Größe (Simulationszeitraum, Anzahl Regionen). Besteht eine Verbindung zwischen zwei Kuppelstellen, findet man die Zeitreihe in jedem der zugehörigen Regionen Objekte, jeweils in der Spalte der Regionnummer, zu der eine Verbindung besteht. Innerhalb einer Region ist der Import stets positiv und der Export stets negativ abgebildet.

Am Ende der Simulation werden sowohl die Rohdaten gespeichert, als auch eine Datenübergabedatei erstellt, welche für die automatisierte Berichterstellung verwendet wird.

### ***Ergebnisbericht***

Alle Ergebnisse und Zwischenergebnisse, welche innerhalb des Programmablaufs gespeichert werden, werden nach Beendigung des Programms im jeweiligen Simulationsordner abgespeichert.

Zur Vereinfachung der Auswertung wird darüber hinaus ein Ergebnisbericht in Form eines PDF Dokuments erstellt. Dieser Bericht enthält Ergebnisse auf der Ebene des simulierten Gesamtsystems, der einzelnen Regionen und bezüglich ausgewählter Ergebnisparameter.

Im Folgenden sollen die einzelnen Angaben im Bericht näher beschrieben werden. Für ausgewählte Ergebnisparameter wird die Berechnungsgrundlage aufgeführt.

**Last (Load/Loadcurve):** Im Bericht stets Verbrauchslast im System oder in Teilsystemen (Regionen).

**Residuallast:** Differenz zwischen Verbrauchslast und EE Erzeugung

---

<sup>2</sup> Zur Arbeitsweise von `fmincon` siehe <http://www.mathworks.de/de/help/optim/ug/fmincon.html>

**Bilanzielle Deckungsrate (energy balance):** Verhältnis aus jährlichem Energieverbrauch zu eingespeister Energie durch EE. Dieser Wert beinhaltet den unregelmäßigen Zufluss in Wasserspeicher. Sofern die durchschnittliche stündliche Abflussmenge die Speicherleistung ( $P_{\text{discharge}}/\eta_{\text{discharge}}$ ) übertrifft, wird der durchschnittliche stündliche Abfluss auf die Speicherleistung reduziert.

**(EE) Deckungsrate ((Renewable) Cover rate):** Zeitabhängige Deckungsrate unter Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen. (Im Fall dass Flexibilitätsoptionen nicht berücksichtigt werden, ist dies explizit angegeben. (Siehe Abbildung 2.4 im Bericht))

**EE- Einspeisung:** Produzierte Energie durch EE- Technologien. Die Angaben zu „Hydro“ beziehen sich lediglich auf die Erzeugung durch Laufwasserkraftwerke.

**Speicher:**

**Äquivalente Vollladezyklen (Äquivalente Ladevorgänge)  $L_{\text{Aeq}}$ :**

$$L_{\text{Aeq}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{dis},s,i}}{C_s}$$

wobei  $i$ =Zeiteinheit im Simulationszeitraum,  $n$ =Länge Simulationszeitraum,  $s$ =Speichernummer

$P_{\text{dis}}$ =Ausspeicherleistung.

**Anzahl Ladevorgänge:** Anzahl der Vorzeichenwechsel (von negativ zu positiv) in der Zeitreihe der Speichernutzung. Gibt an, wie oft ein Ladevorgang gestartet wurde.

**Mittlere Verweilzeit:** Durchschnittliche Verweilzeit der Energie im Speicher. Maximaler Zeitraum, den ein Teil der zu einem Zeitpunkt ausgespeicherten Energie im Speicher verweilt hat. Siehe Beschreibung der „Residence Time“ auf Seite 18.

**Netzkuppelstellen:**

**Capacity Factor:**

$$C_{\text{Kuppelstelle}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{im},i}}{P_{\text{im},\text{max}} * n} * \frac{n}{T} + \frac{\sum_{j=1}^k P_{\text{ex},j}}{P_{\text{ex},\text{max}} * k} * \frac{n}{T}$$

wobei  $P_{\text{im},i}$ =Energieimportleistung in Stunde  $i$ ,  $P_{\text{im},\text{max}}$ = Maximale Übertragungskapazität (Import),  $n$ = Anzahl Stunden in denen Import vorliegt,  $T$ =Simulationszeitraum (z.B. 8760h),  $P_{\text{ex},j}$ =Energieimportleistung in Stunde  $j$ ,  $P_{\text{ex},\text{max}}$ = Maximale Übertragungskapazität (Export),  $k$ = Anzahl Stunden in denen Export vorliegt.

## Modellteile / Sonderfunktionen

### Aggregation von Speichertypen

Aus Gründen der Rechenzeitminimierung ist es ratsam, so wenig Speichereinheiten wie möglich in die Simulation zu integrieren. Deshalb ist im Modell eine Funktion implementiert, welche die Aggregation von Speichereinheiten innerhalb einer Region zulässt.

Das Zusammenfassen unterschiedlicher Speichertypen innerhalb einer Region ist jedoch problematisch, wenn die Speichertypen unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Insbesondere spielt das Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität (E2P-Verhältnis) einer Einheit eine große Rolle beim Zusammenfassen. Das Verhältnis entspricht der theoretischen Zeit für eine Beladung von 0% auf 100% Füllstand bei maximaler Ladeleistung.

Möchte man z.B. einen Speicher mit großer Leistung aber geringer Speicherkapazität (bsp. PHS) mit einem Speicher zusammenfassen, der über eine kleine Leistung, jedoch über eine sehr große Speicherkapazität verfügt, ergibt sich in der Zusammenfassung (Addition der Leistungen und der Speicherkapazitäten) ein Speicher, der nicht den tatsächlichen Gegebenheiten entspricht. Diese neue Speicher könnte mit einer Leistung ein- und ausspeichern, welche sehr groß ist und würde dabei gleichzeitig über eine sehr große Speicherkapazität verfügen.

Um dieses Problem bei der Aggregation von Speichern zu vermeiden wird das E2P- Verhältnis eines Speichers herangezogen.

Bei der Simulationskonfiguration kann angegeben werden, dass Speicher mit ähnlichem E2P Verhältnis aggregiert werden sollen. Dafür können bestimmte Wertebereiche frei definiert werden. Sind in einer Region Speichereinheiten verfügbar, deren E2P- Verhältnis im im gleichen Wertebereich liegen, werden diese zusammengefasst.

In den Simulationen im RESTORE Projekt wurden die Speicher (ausgenommen DSM- und Saisonalspeicher grundsätzlich in die Kategorien Tagesspeicher ( $E2P \leq 24$ ) und Mehrtageesspeicher ( $E2P > 24$ ) unterteilt. Entsprechend dieser Kategorisierung wurden alle Speicher innerhalb einer Region stets Aggregiert betrachtet.

Folgende Berechnungen liegen den Kenndaten eines aggregierten „neuen“ Speichers zugrunde, welcher aus n Speichern zusammengefasst wurde.

$$\text{Beladeleistung:} \quad P_{\text{ch,final}} = \sum_1^n P_{\text{ch,n}}$$

$$\text{Entladeleistung:} \quad P_{\text{disch,final}} = \sum_1^n P_{\text{disch,n}}$$

$$\text{Speicherkapazität:} \quad C_{\text{final}} = \sum_1^n C_n$$

$$\text{Beladewirkungsgrad:} \quad \eta_{\text{ch,final}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{ch,n}} * \eta_{\text{ch,n}}}{P_{\text{ch,final}}}$$

$$\text{Entladewirkungsgrad:} \quad \eta_{\text{disch,final}} = \frac{\sum_1^n P_{\text{disch,n}} * \eta_{\text{disch,n}}}{P_{\text{disch,final}}}$$

Die weiteren Speicherparameter werden aus den zuvor berechneten Parametern abgeleitet.

Die Speichertypen „DSM“ und alle Saisonalspeicher werden grundsätzlich von der Aggregation ausgeschlossen.

### **Einbindung regelbarer erneuerbarer Energien**

Regelbare erneuerbare Energien wie zum Beispiel die Stromerzeugung aus Biomasse oder CSP werden über Speicher-Objekte im Modell abgebildet, so dass auch die regelbaren EE genutzt werden, um die positiven Residuallasten zu minimieren, und stellen dementsprechend Variablen in der Optimierung dar. Da die für die Optimierung benötig-

te Zeit überproportional mit der Anzahl der Variablen steigt und die Rechenzeit ein stark begrenzender Faktor ist, werden die regelbaren EE nicht mit den anderen Lastausgleichsoptionen zusammen eingesetzt, sondern es wird vorab ein gesonderter Modellauf (Modul 1) durchgeführt. In diesem Modellauf werden lediglich die regelbaren EE als Ausgleichsoptionen eingesetzt. Die Einsatzzeitreihen der regelbaren EE werden für weitere Modellläufe gesichert, um bei anschließenden Simulationen als feste Einspeiszeitreihe berücksichtigt zu werden. Dabei werden die in Modul 1 optimierten Einspeisganglinien der regelbaren Erneuerbaren als nicht mehr anpassbare, fixe Zeitreihe eingespeist. Das hat den Vorteil, dass der Einsatz der regelbaren EE nur einmal für jedes Szenario bestimmt werden muss, die Ergebnisse können aber für alle Systemkonfigurationen innerhalb des Szenarios genutzt werden. Eine Analyse, ob sich der Einsatz der regelbaren EE in Abhängigkeit der Flexibilitätsoptionen ändert ist mit dieser Vorgehensweise nicht mehr möglich.

### **Saisonalspeicher**

Der Berechnungsaufwand für große Zeitfenster übersteigt schnell die Leistungsfähigkeit der Modellierungsumgebung und der verwendeten Optimierungsalgorithmen. Daher wird die Simulation stets als rollierende Planung durchgeführt, in der nacheinander einzelne, sich überschneidende, Zeitabschnitte eines Jahres optimiert werden. Das Ergebnis sind Zeitreihen für ein gesamtes Jahr. Der Nachteil hierbei ist, dass die Optimierung nur auf Ereignisse reagieren kann, welche in dem jeweils aktuellen Zeitfenster (z.B. 24 h) auftreten. Diese beschränkte Vorausschau reicht für die Berechnung von saisonalen Effekten im Bereich der Energiespeicher nicht aus. Für Saisonalspeicher wird i.d.R. ein sogenanntes Perfect-Foresight Modell benötigt, welches in der Lage ist, Ereignisse in ferner Zukunft (jahreszeitliche Wetter- und Lastschwankungen) zu berücksichtigen. Um diese Funktion auch im RESTORE Modell verfügbar zu machen, wurde das Modell um ein Saisonalspeichermodul (Modul 2) erweitert.

Nach dem hier verfolgten Ansatz kann die Größe des Optimierungsproblems durch Verringerung der zeitlichen Auflösung so reduziert werden, dass eine ganzjährige Berechnung ermöglicht wird. Die Ergebnisse, welche aus dieser stark vereinfachten Betrachtung (im folgenden Saisonalbetrachtung genannt) gewonnen werden, werden gespeichert und in darauf folgende Simulationsdurchläufe (im Folgenden (Detailbetrachtung genannt; Modul 3) mit hoher zeitlicher Auflösung zurückgespielt. Das Ergebnis ist ein zeitlich hochaufgelöster Einsatz der Saisonalspeicher unter Berücksichtigung saisonaler Effekte.

#### **Funktionsweise der Saisonalen Betrachtung (Modul 2)**

Die Saisonalspeicherbetrachtung optimiert analog zu der bereits geschilderten Vorgehensweise und verwendet die gleiche Zielfunktion wie die Simulationen mit rollierender Planung. Grundsätzlich wird hier jedoch das ganze Jahr in einem Schritt berechnet, wobei von der ansonsten verwendeten zeitlichen Auflösung von 1 Stunde abgewichen wird. Durch zusammenfassen mehrerer Stunden zu groben Zeitschritten kann so, je nach Anzahl der verwendeten Speichereinheiten, eine Ganzjahressimulation durchgeführt werden. Durch die Anzahl der Stunden, welche für die Analyse zusammengefasst werden sollen, lässt sich der Detailgrad der saisonalen Analyse bestimmen. Hierbei können Werte gewählt werden, welche in einer ganzzahligen Anzahl an Zeitschritten innerhalb des Simulationszeitraumes resultieren. (Bei 8760 Stunden z.B. 146h (60 Zeitschritte)). Für alle im RESTORE Projekt verwendeten Simulationen wurden jeweils 73 Stunden zu ei-

nem Zeitschritt zusammengefasst. Dies resultiert in einer Auflösung von 120 Zeitschritten für eine Jahressimulation.

Die Bildung der Regionen und der darin enthaltenen Speicher erfolgt analog zur zeitlich hochaufgelösten Simulation. Lediglich werden bei der Auswahl der Speichereinheiten nur diejenigen berücksichtigt, welche in der Deklaration des Speichertyps über den Anhang „-seasonal“ verfügen. (z.B. „PHS-seasonal“). Alle anderen Speichereinheiten werden in diesem Modul nicht berücksichtigt.

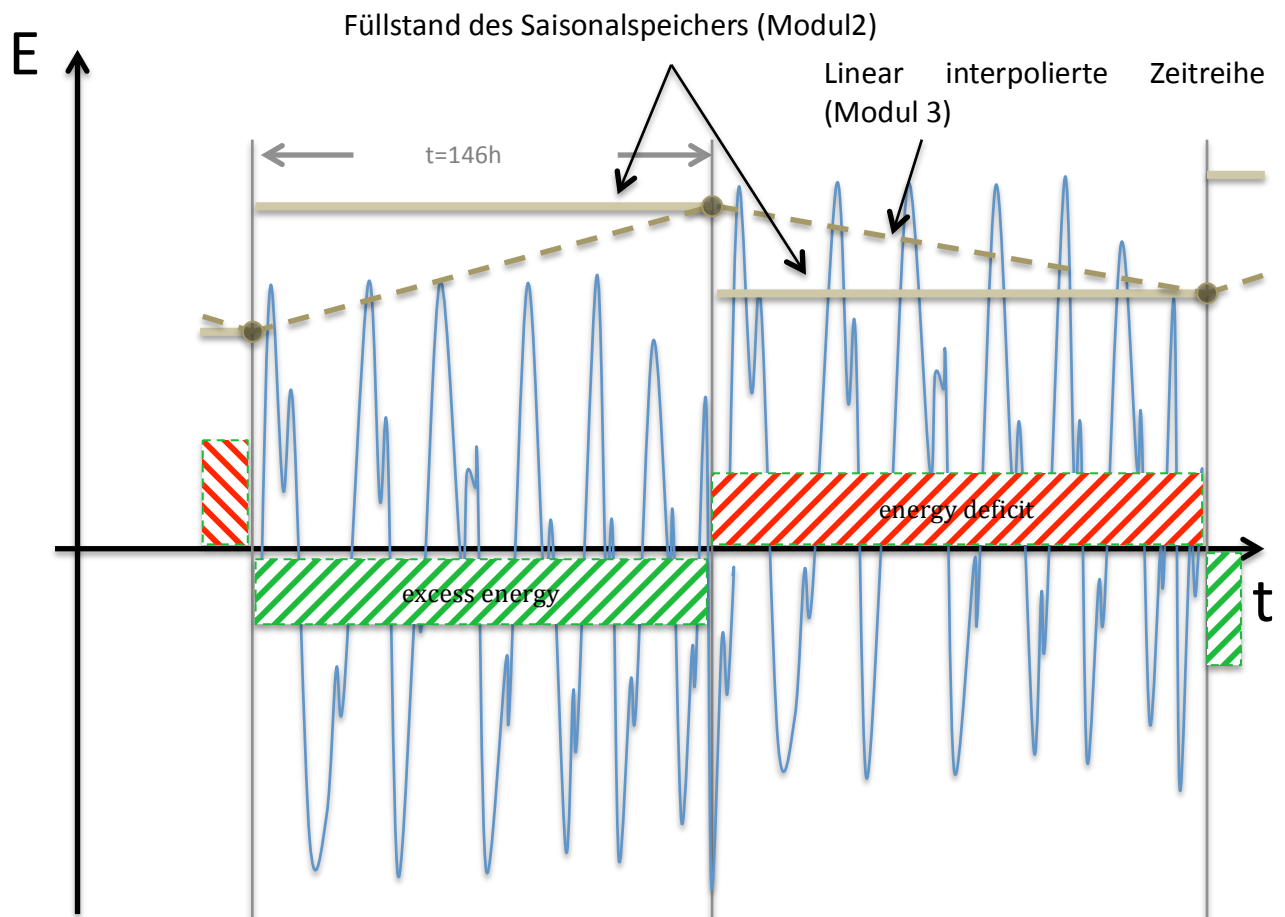
*Inhaltlicher Exkurs: Dies sorgt dafür, dass den Saisonalspeichern ein gewisser Vorrang bei der Anwendung eingeräumt wird. Denn wenn die Saisonalbetrachtung durchgeführt wird, stehen die Saisonalspeicher nicht mit anderen Kurzzeitspeichern in Konkurrenz (z.B. in Bezug auf die Auslastung von Kuppelstellen). Dies wird jedoch im Hinblick auf die Relevanz von Saisonalspeichern als hinnehmbar erachtet. Zudem wird im Rahmen der darauf folgenden Detailbetrachtung der Einsatz aller Speichereinheiten in stündlicher Auflösung mit gleicher Priorisierung betrachtet und sofern es energetisch sinnvoll ist, kann den Kurzzeitspeichern auch Vorrang gewährt werden. Allerdings nur in einem Maße dass die Erreichbarkeit der Saisonalspeicherziele (welche dem Optimierungsalgorithmus als notwendige Randbedingung übergeben wird) gewährleistet.*

Da die Quelldaten in stündlicher Auflösung vorliegen, müssen diese auf die wesentlich gröbere Auflösung verdichtet werden. So wird für die Berechnung der Residuallast in den Regionen für jeden Zeitschritt (z.B. Stunden 1-146, 147-292, ...) die Summe aller Stundenwerte (für Last und Erzeugung ) gebildet. Die jeweilige Summe aus Last und Erzeugung resultiert in einer bilanziellen Residuallast für die betrachteten Regionen und alle Zeitschritte des Jahres (siehe rote bzw. grüne Flächen in Abbildung 5). In der Optimierung wird nun der Speichereinsatz anhand dieser bilanziellen Größen simuliert. Dies hat zur Folge, dass die Saisonalspeicher innerhalb eines Zeitfensters entweder nur laden oder nur entladen, je nachdem, ob in dem Zeitfenster ein Energieüberschuss oder ein Energiedefizit herrscht.

In der Optimierung bleiben die verfügbaren Speicherleistungen und Speicherkapazitäten im Vergleich zur Detailbetrachtung konstant. Die Energiemengen jedoch, die bei einer bestimmten Lade- oder Entladeleistung innerhalb eines Zeitschritts in den- oder aus dem Speicher ex- oder importiert werden, müssen mit der Dauer der anliegenden Leistung gewichtet werden.

Das Ergebnis dieser Jahressimulation ist eine Einsatzzeitreihe in der gewählten groben Auflösung. Um das Ergebnis in die detaillierte Simulation zu überführen wird die Zeitreihe in die ursprüngliche Auflösung (z.B. 8760h) überführt. Dabei wird der Ergebniswert jedes groben Zeitschrittes in die jeweils letzte Stunde des Zeitschrittes übertragen. Wird z.B. Der Speicherfüllstand für das erste Zeitfenster von 146 Stunden berechnet, wird dieser Wert in der hochaufgelösten Zeitreihe an Position 146 eingefügt. Dieses Vorgehen wird für jeden Zeitschritt wiederholt. Anschließend wird zwischen den Stützwerten in der Jahreszeitreihe linear interpoliert und die fehlenden Werte aufgefüllt (gestrichelte Linie in Abbildung 5). Die so entstandene Zeitreihe (Saisonalziel) wird in die Detailbetrachtung (Modul 3) überführt, in dem sie als Füllstandszeitreihe in das jeweilige Speicherobjekt eingelesen wird.





**Abbildung 5: Berechnung des saisonalen Speichereinsatzes und Übertragung in zeitlich hochaufgelöster Simulation.**

Um die Ergebnisse (Saisonalvorgabe) aus Modul 2 in der hochaufgelösten Simulation (Modul 3) zu berücksichtigen, wird während der Detailbetrachtung für alle Saisonspeicher eine neue Randbedingung in der Optimierung eingerichtet. Der Optimierungszeitraum besteht aus mehreren Stunden. Für die jeweils letzte Stunde in diesem Zeitraum wird als Randbedingung festgelegt, dass der Saisonspeicher mindestens auf das, durch die Saisonalanalyse vorgegebene, Speicherniveau (interpolierter Wert zur jeweiligen Stunde. Siehe Abbildung 6) gefüllt werden muss. Dies sorgt dafür, dass der Speicher zwar in der detaillierten Optimierung variabel nutzbar ist, die Nutzung ist aber stets nur so flexibel, dass eine Erreichung des Saisonalziels realisiert werden kann. Durch die Rollierende Planung wird zudem erreicht, dass stets nur die Anzahl an Stunden als letztendliches Ergebnis festgehalten wird, die durch die Schrittweite definiert ist. So kommt es nicht zu der Situation, dass Einzelwerte genau den Vorgaben aus der groben Saisonalanalyse entsprechen müssen. Die Daten in der Zeitreihe des Füllstands, in der zuvor das Ergebnis aus der Saisonalanalyse abgelegt wurde, werden sukzessive mit den Ergebnissen aus der Detailbetrachtung überschrieben.

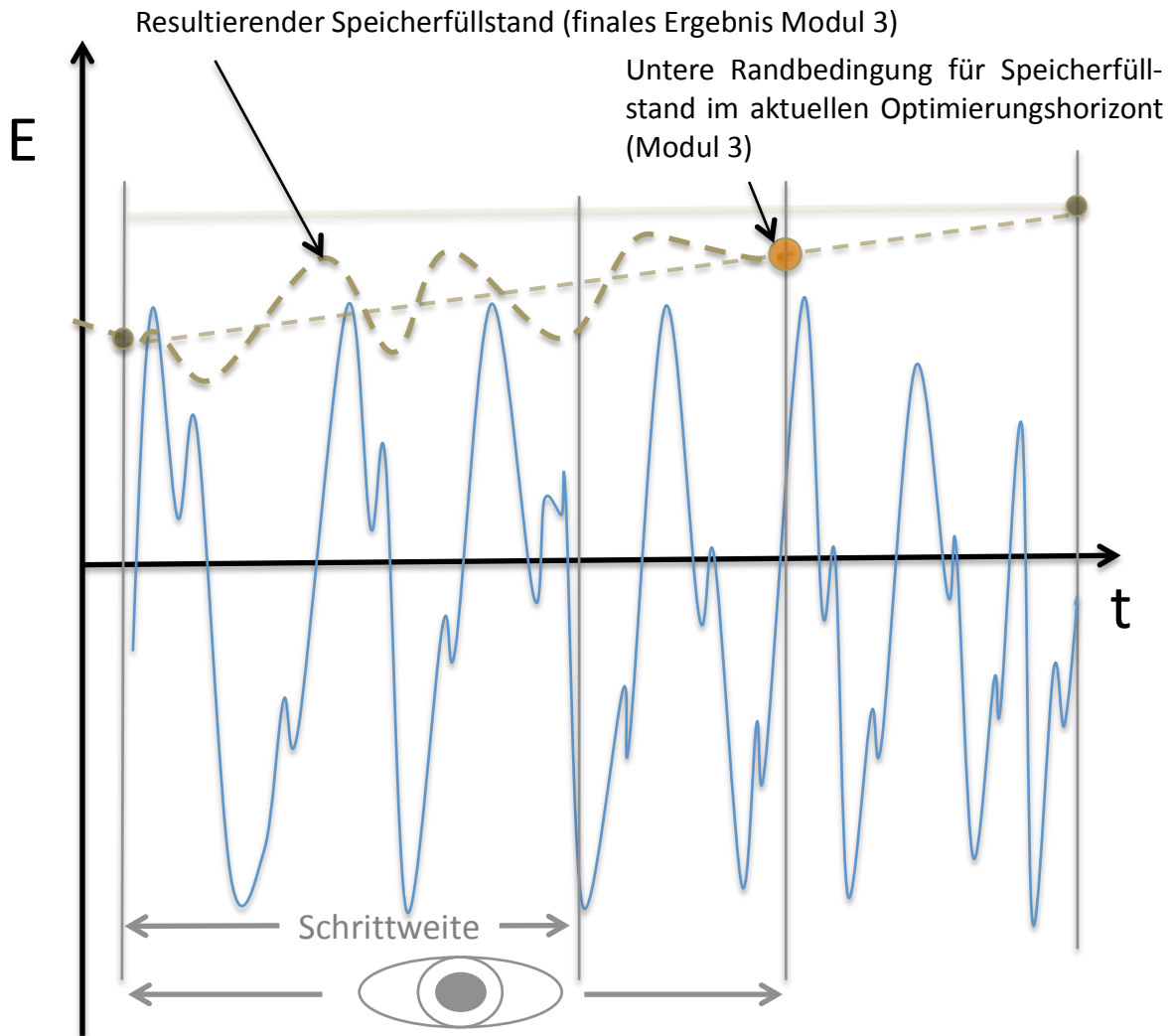


Abbildung 6: Einsatzplanung der Speicher mit Saisonalvorgabe in der zeitlich hochaufgelösten Analyse (Modul 3)

## Grenzen des Modells:

### **Priorisierung von Technologien:**

Der verwendete Modellansatz priorisiert regelbare Erneuerbare Energien gegenüber dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen (Netz, Speicher und DSM) durch den verwendeten modularen Aufbau. In Modul 1 wird der Einsatz der regelb. EE vorgenommen, ohne dass Effekte, welche durch Flexibilitätsmaßnahmen erreicht werden können, berücksichtigt werden. Anschließend wird das ermittelte Einspeiseverhalten als feste Vorgabe in die Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen (Modul 3) übergeben. Dies wird jedoch im Hinblick auf die Beantwortung der Forschungsfragen als sinnvoll angesehen, da zum einen gewährleistet sein muss, dass die durch regelbare EE produzierte Energiemenge bestmöglich und Gesamtsystemdienlich eingesetzt wird. Die Flexibilitätsoptionen bedeuten grundsätzlich, auch wenn sie im Falle von Netz und DSM als verlustfrei angesehen werden, einen Volkswirtschaftlichen Mehraufwand und sollten stets nur die nach Einspeisung aller Erneuerbaren entstehenden Residuallasten ausgleichen.

Auch die Saisonspeicher erfahren durch die modulare Struktur eine Priorisierung gegenüber anderen Speichereinheiten und DSM. Zwar werden diese im Modul 3 gleichbe-

rechtigt mit den übrigen Flexibilitätsoptionen eingesetzt, jedoch ist die Saisonalvorgabe aus Modul 2 als zwingende Einsatzvorgabe implementiert. In diesem Modul (2) wird der Einsatz der Saisonalspeicher berechnet und zwar ohne dass die zusätzlichen Speicherpotenziale von Kurzzeitspeichern und DSM als konkurrierende Technologien berücksichtigt werden. In der Rollierenden Planung können aufgrund der begrenzten Vorausschau stets nur kurzfristige Einsatzziele verfolgt werden. Es ist daher wichtig, den saisonalen Einsatz von Speichern in der Rollierenden Planung als vorrangig zu betrachten, da dieser ansonsten nicht realisiert werden kann. Durch die gewählte Art der Implementierung der Saisonalvorgabe ist zudem gewährleistet, dass der Einsatz der Saisonalspeicher dennoch stets flexibel und lediglich in der letzten Stunde des Simulationszeitraums an eine feste Vorgabe gebunden ist.

Ein weiterer Effekt von Priorisierung ergibt sich durch die verlustfreie Implementierung des Übertragungsnetzes in dem verwendeten Modell. Der räumliche Austausch von Energie wird der Speicherung im Falle von verlustbehafteten Speichern stets bevorzugt. Dieser Effekt der Implementierung wird aus zwei Gründen als hinnehmbar eingestuft.

Im Verhältnis sind Übertragungsverluste gegenüber Speicherverlusten bei den meisten verwendeten Technologien (z.B. PHS) als eher gering einzuschätzen. Zum Anderen stellt sich die Frage, welche konkreten Leitungslängen für die Kuppelleitungen zwischen Ländern oder Regionen zu berücksichtigen sind. Da es sich bei der Stromnachfrage in den verwendeten Szenarien um die Bruttostromnachfrage handelt, wird unterstellt, dass die länderinternen Übertragungsverluste bereits in der abgebildeten Stromnachfrage berücksichtigt sind. Die zusätzlichen Verluste zum Transport über die Landesgrenzen werden so nur geringe zusätzliche Verluste beigemessen. Daher wurde bei der Modellbildung bewusst auf die Implementierung der Übertragungsnetzverluste verzichtet, um auch die Rechenzeiten des Modells möglichst kurz zu halten. Die Berücksichtigung der Netzverluste geht mit einer Verdoppelung der Netzvariablen einher. Diese zieht bei dem ohnehin komplexen Gesamtsystem zusätzliche Rechenzeitverlängerungen nach sich.

Zudem werden die DSM-Anwendungen ggü. Speichereinheiten in den durchgeführten Simulationen bevorzugt, dies liegt jedoch daran, dass die DSM Einheiten als Verlustfrei angenommen werden. Modellseitig stellt eine Implementierung von Wirkungsgraden für DSM- Einheiten kein Problem dar.

## **Zielfunktion:**

### **Rollierende Planung**

#### ***Gesamtjahresoptimum vs. Zeitschrittopimum***

Die Nutzung der Rollierenden Planung wurde in dem beschriebenen Modell bewusst gewählt. Dies hat neben den Vorteilen der Komplexitätsreduktion weitere Gründe. Der Einsatz der Systemkomponenten in einem begrenzten Zeithorizont erscheint realitätsnah, da reale Planungsprozesse ebenfalls im Bereich weniger Tage vorgenommen ( z.B. Day-Ahead Markt). Diese Planungsprozesse sind weitgehend von Wetterprognosen abhängig, deren Vorhersagegenauigkeit bereits nach wenigen Tagen stark abnimmt.

Es muss jedoch klar sein, dass die Ergebnislänge im Gegensatz zu einer Berechnung mit perfekter Vorausschau (Ganzjahressimulation) begrenzt ist. Ein optimieren des Systemverhaltens über den jeweiligen Betrachtungshorizont hinaus ist nicht möglich. Eine Ausnahme bildet die beschriebene Vorgehensweise, welche für die Saisonalspeicher angewendet wurde.

Daher kommt es in den Simulationen nicht zu einem Ganzjahresoptimum, sondern es wird eine Reihe an Teilloptima ermittelt, welche durchaus Abweichungen im Systemverhalten nach sich ziehen können. Die Nachteile, die sich für einige Komponenten ergeben (z.B. Kurzzeitspeicher mit E2P Verhältnis größer als die Anzahl der im Optimierungshorizont berücksichtigten Stunden.) werden hier in Kauf genommen. Eine Einordnung der Größenordnung des beschriebenen Effektes wird in der Ergebnisanalyse vorgenommen.

### *Relikte der Rollierenden Planung*

Mit der Nutzung einer beschränkten zeitlichen Vorausschau bei der Optimierung geht ein gewisses Systemverhalten einher, welches in einer geschlossenen Jahressimulation, wie sie in anderen gängigen Modellen oft eingesetzt wird, nicht auftritt. So kommt es insbesondere bei Systemkomponenten mit zeitlich variablen Parametern wie z.B. DSM Maßnahmen zu Effekten, deren Auftreten mit der Methodik in Abhängigkeit zu bringen ist und deren Intensität von den gewählten Simulationsparametern abhängt.

Am Beispiel von DSM Einheiten lässt sich dieser Effekt gut erklären. Wenn der DSM Einsatz simuliert wird, sind für jede DSM Einheit jeweils zeitlich variable Kapazitäts- und Füllstandsgrenzen berücksichtigt. Das zeitliche verzögern von geplanten Lasten kommt dabei einer Speicharentladung (<0GWh) gleich. Um das Füllstandsniveau wieder auf mindestens 0GWh anzuheben, ist es notwendig, die verzögerten Energiemengen abzurufen. Viele der DSM-Anwendungen weisen regelmäßig Zeitfenster auf, in denen die zulässige Kapazität des Speichers sehr geringe Werte annimmt oder gar 0GWh beträgt. Dies bedeutet, dass in den jeweiligen Stunden jegliche Energie entsprechend der geplanten Lastzeitreihe zu decken ist (keine zeitliche Flexibilität). Liegt ein solcher Zeitpunkt außerhalb eines Optimierungszeitraums, kann er durch die Optimierung nicht erfasst werden. Folglich kann es auch sein dass der Speicher an den zulässigen Füllstandsgrenzen betrieben wird. Rückt nun der Zeitraum mit dem Flexibilitätseingpass in den Optimierungszeitraum, ist das System durch die Randbedingungen gezwungen, einen ausgeglichenen Füllstand (=0GWh) zu erreichen. Tritt diese Situation ist Zeiten hoher Residuallasten auf, kommt es durch den DSM Einsatz sogar zu einer Erhöhung der Residuallast in der jeweiligen Region, der im Falle einer längeren Vorausschau hätte vermieden werden können. In den RESTORE Ergebnisberichten wird mit dem Begriff „Nachholzwang“ auf diesen Effekt verwiesen. In der Auswertung wird dem Effekt dadurch begegnet, dass zur Beurteilung des Senkungspotenzials von z.B. max. Residuallasten auf Quantile (z.B. 99%) zurückgegriffen wird um den Einfluss auf die Ergebnisse gering zu halten.

Ein weiterer Effekt der sich bei Schrittweiten größer 1h einstellt, ist ein sprunghaftes Verhalten in der Einsatzplanung. Je größer die Schrittweite in der Simulation im Verhältnis zum Optimierungshorizont gewählt wird, desto stärker verändert sich das Einsatzverhalten von Schritt zu Schritt. Wird also eine Schrittweite von 10h bei einem Zeithorizont von insg. 24h gewählt, weist das Ergebnis alle 10 Stunden etwas stärker ausgeprägte Verhaltensänderungen/Einsatzänderungen auf. Dieser Effekt wurde bereits in einem weiteren Modell am Wuppertal Institut untersucht<sup>3</sup>. Es hat sich gezeigt, dass eine Reduktion der Schrittweite auf ein viertel des Gesamthorizontes zu vernachlässigbaren Effekten dieser Art führt. In den RESTORE Berechnungen wurde stets eine Schrittweite von 4h bei einem Optimierungshorizont von 24h genutzt.

---

<sup>3</sup> Im Rahmen des Projektes „Klimaschutzplan NRW“ wurde ein Kraftwerkseinsatzmodell mit Rollierender Planung am Wuppertal Institut entwickelt und eingesetzt.

### *Regionale Effekte, resultierend aus der Gesamtsystemoptimierung.*

Die Optimierung zielt in jedem Zeitschritt auf die Erreichung des Gesamtsystemoptimums. Daraus resultiert, dass in einzelnen Regionen zeitweise Systemzustände ermittelt werden, die aus Perspektive der Region selbst zunächst nicht sinnvoll erscheinen. So kann es vorkommen, dass innerhalb einer Region trotz starker Nachfrage und geringer EE-Einspeisung ein Energieexport vorgenommen wird. In einigen Situationen kommt es so zu einer starken Erhöhung der regionalen Residuallast. Dem Effekt könnte dadurch begegnet werden, dass zusätzliche Randbedingungen in der Optimierung berücksichtigt werden, die lokale Residuallaststeigerungen unterbinden. So könnte die Aussagekraft zum örtlichen Bedarf an Backup Kraftwerken verbessert werden. Die Implementierung solcher zusätzlicher Randbedingungen ist im Rahmen des aktuellen Projektes jedoch nicht möglich.

### **Aggregierung (Komplexitätsreduktion)**

Eine Durchführung aller der Simulationen in voller, länderscharfer Auflösung ist im RESTORE Projekt aus Zeitgründen nicht darstellbar. Daher wurden zur Beantwortung der einzelnen Forschungsfragen Vereinfachungen in der regionalen Auflösung vorgenommen. Stets geht mit der Reduktion der regionalen Auflösung auch ein Informationsverlust einher. Sofern eine Zusammenfassung einzelner Länder zu Regionen vorgenommen wird, werden Übertragungsengpässe im jeweils genutzten Übertragungsnetz aufgehoben. Welche Vereinfachungen im Einzelnen vorgenommen wurden, ist den Simulationsberichten zu entnehmen. Es wird versucht, das System lediglich an den Stellen zu vereinfachen, an denen die Aussagekraft zur Beantwortung einzelner Forschungsfragen so gering wie möglich beschnitten wird.

## Glossar

**Simulation:** Dieser Begriff wird hier grundsätzlich verwendet, um die Berechnungen (z.B. Optimierung) einer konkreten Systemkonfiguration zu beschreiben.

**Modell:** Der Begriff beschreibt hier stets das gesamte Programm (Code) in welchem das RESTORE Projekt abgebildet wird. Zu dem Programm gehört die Datenaufbereitung (Einlesen, Verarbeitung nach Vorgaben durch Simulationsparameter), Vorbereitung und Durchführung des Optimierungsansatzes, sowie die Aufbereitung und Ergebnisdarstellung.

**Modellierungsumgebung:** Softwareprodukt / Programmiersprache in dem das Modell implementiert ist (Matlab / R)

**Projekt:** Konkretes Projekt, für dessen Bearbeitung das Modell genutzt wird. (z.B. RESTORE)

**Simulationszeitraum:** Zeitraum, für den eine Simulation durchgeführt wird (meist 1 Jahr, 8760h)

**Rollierende Planung:** Verwendete Methode bei der Simulation, in der nicht der gesamte Simulationszeitraum in einem Schritt optimiert wird, sondern in sich zeitlich stark überlappenden Betrachtungshorizonten. Die Rollierende Planung startet zu Beginn des Simulationszeitraumes und berechnet das Ergebnis für einen begrenzten Ausschnitt des Gesamtzeitraums. Danach wird der Betrachtungshorizont um die Schrittweite verschoben und eine neue Optimierung durchgeführt. Die ersten Zeitschritte, welche beim Vorschreiten durch die Schrittweite nicht mehr berücksichtigt werden, werden als finales Ergebnis der Simulation festgehalten. Dieses Vorgehen wird wiederholt, bis das Ende des Simulationszeitraums erreicht ist und ein optimales Ergebnis für jeden Zeitschritt berechnet wurde.

**Betrachtungshorizont:** Zeitausschnitt aus dem Simulationszeitraum, welcher die Sichtweite der Optimierung in der rollierenden Planung darstellt.

**Schrittweite:** Vorschreiten der Rollierenden Planung. Nach Optimierung des Systems für einen Betrachtungshorizont wird dieser innerhalb des Simulationszeitraumes um die Schrittweite verschoben um einen erneuten, mit dem letzten überlappenden Zeithorizont zu berechnen.

**Storage:** Der übergreifende Name für alle Objekte, die mittels der Storage-Klasse im Modell implementiert werden (Speicher, DSM, regelbare EE, Saisonalspeicher).

**Speicher (Storage Objekt):** Objekte der Storage-Klasse. Speicher verfügen über zeitlich konstante maximale Lade- und Entladeleistungen, einen maximalen Füllstand und ggf. einen natürlichen Zufluss. (Auch Saisonalspeicher)

**DSM (Storage Objekt):** Objekte der Storage-Klasse. DSM-Objekte haben im Gegensatz zu Speichern zeitlich variable Ein- und Ausspeicher- sowie Füllstandgrenzen und lassen auch negative Füllstände zu.

**Regelbare EE (Storage Objekt):** Objekte der Storage-Klasse. Sie können Energie nicht einspeichern, aber haben einen Zufluss in den Speicher (stellt die Primärenergieform dar). Der maximale Füllstand sowie die maximale Ausspeicherleistung sind konstant.



**Saisonalziel:** Beschreibt die Randbedingung in der Optimierung für Saisonalspeicher, welche sicherstellt, dass in der zeitlich hochaufgelösten Simulation (Modul 3) das zuvor (Modul 2) ermittelte Füllstandsniveau erreicht werden kann.

**Nachholzwang:** Beschreibt das Einsatzverhalten von Speichern mit zeitlich variablen Kapazitätsgrenzen.

## Quellenverzeichnis:

- [AP 1] Samadi, Sascha und Merten Frank 2013 „Auswahl von Szenarien und Meta-Analyse“ Teilprojektbericht RESTORE Verbundvorhaben, Wuppertal Institut
- [AP 4] Eckstein, Sascha, Mathis Buddeke, und Frank Merten. 2015. “Europäischer Lastgang 2050 - Projektbericht zum Arbeitspaket 4’ Projekt: Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050 – RESTORE 2050.” Teilprojektbericht RESTORE Verbundvorhaben, Wuppertal Institut
- [AP 5] Meyer, Konrad und David Kleinhans. 2015. “Arbeitspaket 5: Lastmanagement Charakterisierung und Quantifizierung des Lastmanagementpotentials für Europa.” Teilprojektbericht RESTORE Verbundvorhaben, Next Energy
- [AP 6] Wienholt, Lukas und David Kleinhans. 2015. “Arbeitspaket 6: Stromspeicher Charakterisierung und Quantifizierung des Stromspeicherpotentials für Europa.” Teilprojektbericht RESTORE Verbundvorhaben, Next Energy
- [AP 2] Heinemann, Detlev et al. 2016 "Simulation of spatial and temporal highly resolved feed-in data for wind energy, photovoltaic, solar thermal power, hydro power in Europe and North-Africa" Teilprojektbericht RESTORE Verbundvorhaben, Universität Oldenburg
- [OTB] J. Currie and D. I. Wilson, 2012 "OPTI: Lowering the Barrier Between Open Source Optimizers and the Industrial MATLAB User," *Foundations of Computer-Aided Process Operations*, Georgia, USA,
- [ISI] Fraunhofer ISI 2011 „Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050)“ ,[http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Final\\_Report\\_EU-Long-term-scenarios-2050\\_FINAL.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Final_Report_EU-Long-term-scenarios-2050_FINAL.pdf).
- [EREC] Greenpeace / EREC 2012, „energy [r]evolution – A Sustainable EU 27 Energy Outlook“, <http://www.greenpeace.org/eu-unit/Global/eu-unit/reports-briefings/2012%20pubs/Pubs%203%20Jul-Sep/E%5bR%5d%202012%20lr.pdf>.