

MULTIMODALE MARKTSIMULATION ZUR GANZHEITLICHEN ANALYSE DES EUROPÄISCHEN ENERGIESYSTEMS

Christoph Müller*, Tobias Falke*, Stephan Raths, Armin Schnettler

Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, Schinkelstr. 2 - D-52056 Aachen,
Telefon: +49 241 80 90149, E-Mail: mueller@ifht.rwth-aachen.de,
Internet: www.ifht.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Zur Analyse und Bewertung zukünftiger Szenarien des Energiesystems wurde am Institut für Hochspannungstechnik das Modell der europäischen multimodalen Marktsimulation (EMMS) entwickelt. Dieses bildet die Energiewandlung zwischen unterschiedlichen Energieformen auf zentraler und dezentraler Ebene unter Beachtung des internationalen Stromhandels und multipler Möglichkeiten der Energiespeicherung ab. Hierdurch wird es ermöglicht, ganzheitliche Analysen des europäischen Energiesystems durchzuführen sowie komplexe Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Energieformen sowie zwischen zentraler und dezentraler Ebene zu untersuchen.

Keywords: Europäische Marktsimulation, Multimodalität, Strommarkt, Wärmemarkt, Gasmarkt, Energie-Zellen, Kopplung zentraler und dezentraler Anlagen

1 Einleitung und Motivation

In Europa und insbesondere in Deutschland existieren auf wissenschaftlicher und politischer Ebene große Bemühungen zur Integration Erneuerbarer Energien in den Strommarkt. Auf diesem Wege sollen u.a. die CO₂-Emissionen im Bereich der Stromversorgung reduziert werden. Der Anteil des Endenergieverbrauchs an Strom betrug mit ca. 520 TWh im Jahr 2014 allerdings nur ca. 20 % des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Demgegenüber betrug der Endenergieverbrauch im Wärmesektor mit ca. 1300 TWh (vorwiegend Prozess- und Raumwärme) mehr als 50 % des gesamten Endenergieverbrauchs [1]. Der Bedarf an Wärmeenergie wird derzeit größtenteils über fossile Brennstoffe gedeckt. Eine Substitution durch Strom aus Erneuerbaren Energien ist daher eine Option, um die ehrgeizigen Klimaziele zu erreichen. Dies wiederum motiviert eine integrierte Untersuchung mehrerer Energiesektoren (Strom, Wärme, Transport etc.). Die ganzheitliche Betrachtung stellt einen vielversprechenden Ansatz für die Gestaltung effizienter, kostengünstiger und umweltfreundlicher Energieversorgungssysteme bei einer hohen Durchdringung Erneuerbarer Energien dar.

Das heutige Energieversorgungssystem ist durch eine zentrale Stromversorgung, z.B. durch Kohle- und Gaskraftwerke, geprägt. Aufgrund der zunehmenden Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern nimmt deren Systemeinwirkung stetig zu. Entsprechend muss ihr Verhalten bei der Untersuchung eines integrierten Energiesystems berücksichtigt werden.

Die große Anzahl dezentraler Anlagen sowie die integrierte Betrachtung mehrerer Energieformen führen zu einer hohen mathematischen Komplexität. Aus diesem Grund

werden neue und effiziente Modellierungstechniken und Instrumente zur ganzheitlichen Analyse multimodaler Energiesysteme benötigt.

Im Rahmen des Projekts „The Energy System Development Plan“ (ESDP) wurde ein Modell zur Analyse und Bewertung unterschiedlicher Ausprägungen (Szenarien) des zukünftigen Energiesystems entwickelt (Abbildung 1) [2]. Die Bewertung umfasst sowohl Erzeugungsanlagen und Speicher als auch die Übertragungs- und Verteilungsnetze. Den Kern der ESDP-Toolchain stellt die entwickelte multimodale Marktsimulation des Europäischen Energiesystems (European Multimodal Market Simulation, EMMS) dar, welche im Rahmen dieses Papers präsentiert wird.

Die EMMS ermöglicht die Simulation von Energiewandlung und Speicherung auf zentraler und dezentraler Systemebene im europäischen Kontext, d.h. unter Berücksichtigung des internationalen Stromhandels. Zur Handhabung von potentiell Millionen von verteilten Energiesystemen im Gesamtsystem und der daraus resultierenden hohen mathematischen Komplexität, wird das Konzept regional aufgelöster Energie-Zellen eingeführt.

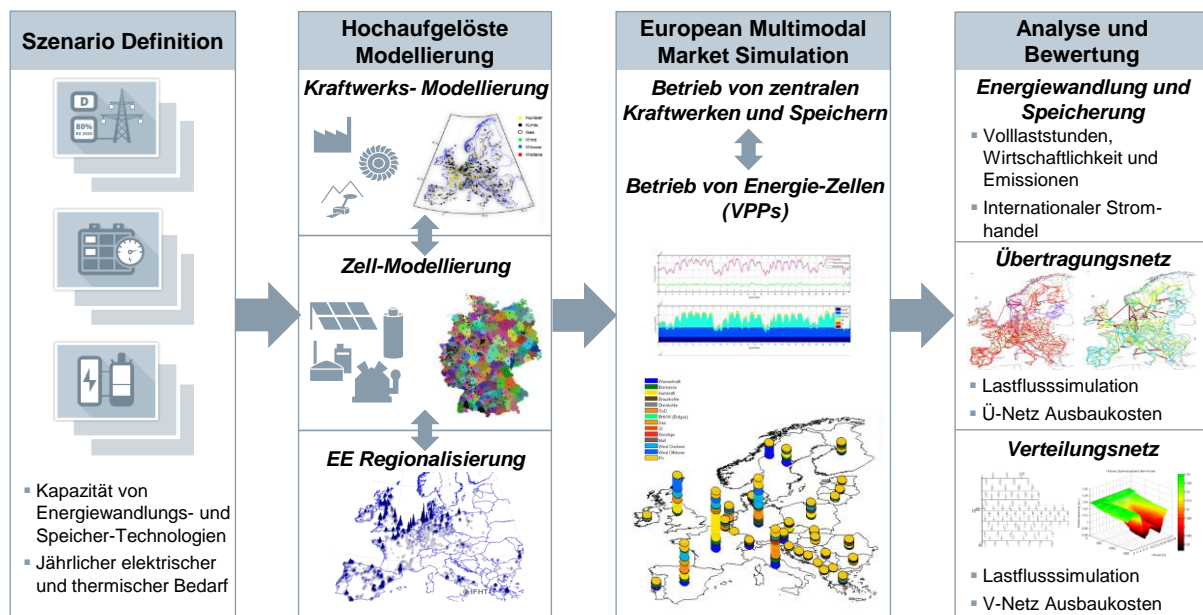


Abbildung 1: Einordnung der European Multimodal Market Simulation (EMMS) in den Ablauf der ESDP-Toolchain

2 Konzept der Energie-Zellen

Die Energie-Zellen repräsentieren in jeweils aggregierter Form das Versorgungsgebiet eines HöS/HS-Umspannwerks (380/110 kV bzw. 220/110 kV). Die Modellierung basiert auf regional hochoaufgelösten georeferenzierten Daten und erfolgt Bottom-Up. Jedem Gebäude bzw. jedem Betrieb in den betrachteten Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie werden individuelle, hochoaufgelöste Strom- und Wärmelastprofile zugewiesen und in einer Datenbank hinterlegt. Anschließend erfolgt eine möglichst realitätsnahe Zuordnung eines Portfolios an Erzeugungsanlagen und Speichern zur Deckung der Strom- und Wärmenachfrage anhand spezieller Branchenschlüssel. Die Wärmeprofile und Versorgungstechnologien werden differenziert nach verschiedenen Temperaturniveaus (<100°C, 100-150°C, 150-500°C, 500-1000°C, >1000°C) betrachtet. Aufbauend auf der hochoaufgelösten Zuordnung werden die Lasten und Erzeugungsanlagen

zu Subzellen, spezifisch je Sektor und Technologie (z.B. KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Heizstäbe, Speicher), aggregiert. Dabei werden auch Kombinationen mehrerer Technologien (z.B. Blockheizkraftwerk mit Spitzenlastkessel und Solarthermieanlage) sowie verschiedene Temperaturniveaus des Wärmebedarfs berücksichtigt. Das Konzept der Energie-Zellen ermöglicht auch die Betrachtung verschiedener Zellbetriebsmodi im Rahmen der Marktsimulation. Zu den implementierten Betriebsstrategien zählen u.a.:

- **Lokaler Betriebsmodus:** Zellen werden nach lokalen Zielen betrieben, z.B. wärmegeführter Betrieb von Blockheizkraftwerken, Eigenverbrauchsmaximierung von PV-Batteriespeicher-Systemen, etc.
- **Marktgeführter Betriebsmodus:** Die Flexibilität der Zellen steht dem Gesamtsystem zur Verfügung. Anlagen werden in Abhängigkeit des Strom-Spotmarktpreises als Teil eines virtuellen Kraftwerks betrieben.
- **Zell-Autarkie-Maximierung:** Ziel ist die Maximierung der Selbstversorgung der Zellen bzw. Minimierung des externen Strombezugs jeder Zelle.
- **Verteilungsnetzfreundlicher Betrieb:** Ziel ist ein Peak-Shaving durch dezentrale Energiesysteme zur Entlastung des Verteilungsnetzes.

3 European Multimodal Market Simulation (EMMS)

3.1 Allgemeine Beschreibung

Die European Multimodal Market Simulation (EMMS) ist ein multiregionales und multimodales lineares Optimierungsmodell zur Berechnung der kostenminimalen Einsatzfahrpläne von zentralen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern in Europa. Das Modell stellt eine Weiterentwicklung der European Electricity Market Simulation (EEMS) dar [3]. Dazu wurde ein umfassendes digitales Abbild des Strom- und Wärmeversorgungssystems entwickelt. Dies umfasst unter anderem die detaillierte Modellierung der Strom- und Wärmebedarfe sowie der verfügbaren Technologien zur Energiewandlung zwischen unterschiedlichen Energieformen (Strom, Wärme, Brennstoffe z.B. Gas etc.).

Zudem berücksichtigt das Modell den stündlichen internationalen Stromhandel zwischen den einzelnen europäischen Marktgebieten auf Basis eines integrierten linearen Transportmodells. In diesem Zusammenhang wird der NTC-Ansatz (Net Transfer Capacity) verwendet. Auch das Flow-based Market Coupling ist aufgrund seiner linearen Struktur prinzipiell integrierbar.

Der Betrieb von zentralen Erzeugungsanlagen, wie z.B. Großkraftwerken, und Pumpspeichern wird blockscharf simuliert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, in ausgewählten Ländern Kraftwerke in Gruppen zusammenzufassen, um die Komplexität zu reduzieren. Die Gruppierung erfolgt nach Kraftwerksbaujahr und Technologietyp (Braunkohle, Steinkohle, Gasturbine, GuD-Kraftwerk etc.).

Auch die Fern- und Prozesswärmeversorgung durch zentrale Kraftwerke sowie der potentielle Einsatz von zentralen Power2Heat-Anlagen und thermischen Speichern wird betrachtet. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Integration weiterer zentraler Power2X-Technologien, die zur Flexibilisierung des Systems beitragen, z.B. von Power2Gas-Anlagen.

Die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Speicher wird über den vorgestellten Ansatz der Energie-Zellen erreicht. Die Zellen werden in Form von virtuellen Kraftwerken zur Deckung von elektrischen und thermischen Lasten in den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie in die Marktsimulation eingebunden. Zusätzlich kann die Elektromobilität zur Kopplung des Strom- und Transportsektors abgebildet werden. Die Aggregation dezentraler Energiesysteme zu Energie-Zellen ermöglicht die Reduktion der mathematischen Komplexität im EMMS-Modell. Dies stellt einen Kompromiss bzgl. der Anforderungen an ein Modell zur Simulation zukünftiger dezentral geprägter Strommärkte dar. Einerseits muss eine sehr große Anzahl an dezentralen Energiewandlungseinheiten betrachtet werden. Andererseits soll das umgebende Energiesystem inkl. der europäischen Nachbarstaaten und des internationalen Stromhandels abgebildet werden. Die Energie-Zellen bündeln diese Anforderungen in einem Aggregationskonzept und behalten die detaillierte Abbildung der vielfältigen Möglichkeiten der Energiewandlung zwischen unterschiedlichen Energieformen bei. Die Energie-Zellen können über verschiedene Betriebsmodi gesteuert werden. Diese können flexibel eingestellt werden und erlauben somit die Untersuchung des Einflusses unterschiedlicher Akteursverhaltensweisen im System.

Als Lösungsansatz für das Optimierungsproblem wird die lineare Programmierung (LP) verwendet. Neben den elektrischen und thermischen Fahrplänen von zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern sowie den Import/Export-Zeitreihen der einzelnen gekoppelten Marktgebiete umfassen die Ergebnisse die resultierenden gesamtsystemischen Kosten, Schadstoffemissionen, Volllaststunden und den Primärenergieverbrauch aller Anlagen. Darüber hinaus wird ein detaillierter Einblick in die Energieflüsse der vielfältigen Energieträger gegeben. In Tabelle 1 sind die im EMMS-Modell modellierten Technologien aufgeführt.

Tabelle 1: Modellierte Technologien im EMMS-Modell

Zentral	Dezentral			Transportsektor
	Haushalte	GHD	Industrie	
Kraftwerke (>10MW)	Konventioneller Kessel (Öl, Erdgas, Biomasse)			Elektromobilität
Heizwerke (Öl, Erdgas)	BHKW (Erdgas, Biomasse)			
Pumpspeicher	(Hochtemperatur-)Wärmepumpe			
Druckluftspeicher	Solarthermie			
Power2Heat	Thermischer Speicher			
Power2Gas	Elektrischer Speicher			
Thermischer Speicher	Kohleofen	HT-Ofen (Kohle, Gas, Elektro)		
Wind, Wasser, Biomasse	Heizstab			
	Photovoltaik			

3.2 Mathematische Formulierung

Zielgröße des Optimierungsproblems ist die Minimierung der variablen Kosten von Kraftwerken und dezentralen Erzeugungsanlagen gemäß Formel 1.

$$z = \min \sum_t \sum_i \left(\sum_{pp} P_{pp,i,t}^{PP} \cdot c_{pp,i} - \sum_{p2g} P_{p2g,i,t}^{P2G} \cdot Eff_{p2g,i} \cdot p_{gas,i} + \sum_c \sum_{sc} \sum_{gen} \dot{Q}_{gen,sc,c,i,t}^{GEN} \cdot c_{gen,sc,c,i} \right) \quad (1)$$

- $P_{pp,i,t}^{PP}$: Kraftwerksleistung von Kraftwerk pp in Marktgebiet i und Stunde t
- $c_{pp,i}$: Grenzkosten von Kraftwerk pp in Marktgebiet i
- $P_{p2g,i,t}^{P2G}$: Leistungsbezug von Power2Gas – Anlage $p2g$ in Marktgebiet i und Stunde t
- $Eff_{p2g,i}$: Wirkungsgrad von Power2Gas – Anlage $p2g$ in Marktgebiet i
- $p_{gas,i}$: Gaspreis in Marktgebiet i
- $\dot{Q}_{gen,sc,c,i,t}^{GEN}$: Leistung von Erzeugungsanlage gen in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in t
- $c_{gen,sc,c,i}$: Grenzkosten von Erzeugungsanlage gen in Sub – Zelle sc , Zelle c und Marktgebiet i

Die Restriktionen des Problems können nach systemischen und technologiespezifischen Nebenbedingungen unterschieden werden. Aufgrund der hohen Komplexität erfolgt an dieser Stelle keine vollumfängliche Darstellung, sondern lediglich eine Präsentation der wichtigsten Restriktionen. Systemische Nebenbedingungen sind u.a. die Forderung zur Deckung aller elektrischen und thermischen Lastprofile (Formeln 2 und 3) in den unterschiedlichen Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie etc.). Die elektrische Lastdeckung kann neben zentralen Kraftwerken und Speichern sowie dem internationalen Stromhandel auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher in den verschiedenen Energie-Zellen erfolgen. Darüber hinaus wird die Elektromobilität sowie der Strombezug durch Power2Gas-Anlagen beachtet.

$$\begin{aligned}
 D_{el}(i, t) = & \sum_{pp} P_{pp,i,t}^{PP} + \sum_s (S_{s,i,t}^{PS,turb} - S_{s,i,t}^{PS,pump}) + \sum_j P_{j,i,t} \\
 & - \sum_{p2g} P_{p2g,i,t}^{P2G} + \sum_c \sum_{sc} \sum_{gen} \sigma_{gen,sc,c,i,t} \cdot \dot{Q}_{gen,sc,c,i,t}^{GEN} + \sum_c \sum_{sc} \sum_s (S_{s,sc,c,i,t}^{el,out} - S_{s,sc,c,i,t}^{el,in}) \\
 & + \sum_c \sum_{sc} \sum_e (S_{s,sc,e,i,t}^{emob,out} - S_{s,sc,e,i,t}^{emob,in}) \forall i, t
 \end{aligned} \tag{2}$$

- $D_{el}(i, t)$: Elektrische Last in Marktgebiet i und Stunde t
- $S_{s,i,t}^{PS,turb/pump}$: Leistung der Turbine/Pumpe des Speichers s in Marktgebiet i und Stunde t
- $P_{j,i,t}$: Stromhandel zwischen Marktgebiet j und Marktgebiet i in Stunde t
- $\sigma_{gen,sc,c,i,t}$: Stromkennzahl von Erz. anlage gen in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i
- $S_{s,sc,c,i,t}^{el,out/in}$: Leistung des Speichers s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in Stunde t
- $S_{s,sc,e,i,t}^{emob,out/in}$: Leistung des Elektroautos s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in Stunde t

Die Wärmelastprofile in den Energiezellen werden je Sektor in eine Vielzahl an thermischen Lastdeckungsnebenbedingungen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus überführt. Diese werden über unterschiedliche Kombinationen an Versorgungstechnologien bedient. Neben der Versorgung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, wird auch die Wärmeversorgung durch zentrale Heizkraftwerke (Kraft-Wärme-Kopplung) berücksichtigt. Dies umfasst sowohl die Fernwärmebereitstellung (engl. district heating, dh) für Raumwärme oder Warmwasser in Haushalten und im Gewerbe als auch die Prozesswärmeversorgung (engl. process heating, ph) in der Industrie. Eine verstärkte Flexibilisierung des Fern- und Industrierärmesektors wird durch die Integration von thermischen Speichern und Power2Heat-Anlagen erreicht.

$$\begin{aligned}
 D_{th}(d, i, t) = & \sum_{pp} f_{d,pp,i}^{PP,dh} \cdot \dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,dh} + \sum_{pp} f_{d,pp,i}^{PP,ph} \cdot \dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,ph} \\
 + & \sum_c \sum_{sc} \sum_{dgs} f_{d,gen,sc,c,i}^{GEN} \cdot \dot{Q}_{gen,sc,c,i,t}^{GEN} + \sum_c \sum_{sc} \sum_s f_{d,s,sc,c,i}^{Sth} \cdot (E_{s,sc,c,i,t}^{th} - E_{s,sc,c,i,t+1}^{th}) \\
 + & \sum_c \sum_{sc} \sum_s f_{d,s,sc,c,i}^{HTS} \cdot (S_{s,sc,c,i,t}^{HTS,out} - S_{s,sc,c,i,t}^{HTS,in}) \quad \forall d, i, t
 \end{aligned} \quad (3)$$

$D_{th}(d, i, t)$: Thermische Last d in Marktgebiet i und Stunde t

f_d : Indikatorfunktion $\{0,1\}$, "1" falls Anlage mit Profil verknüpft, "0" sonst

$\dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,dh}$: Fernwärmebereitstellung durch Kraftwerk pp in Marktgebiet i in Stunde t

$\dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,ph}$: Prozesswärmebereitstellung durch Kraftwerk pp in Marktgebiet i in Stunde t

$E_{s,sc,c,i,t}^{th}$: Füllstand des th . Speichers s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in Stunde t

$S_{s,sc,c,i,t}^{HTS,out/in}$: Leistung des HT. Speichers s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in Stunde t

Zur Abbildung des internationalen Stromhandels wird ein lineares Transportmodell integriert. Der Handel zwischen zwei Marktgebieten wird durch die Vorgabe von Net Transfer Capacities (NTC) begrenzt (Formel 4).

$$-NTC_{j,i} \leq P_{j,i,t} \leq NTC_{i,j} \quad \forall i, j, t \quad (4)$$

$NTC_{j,i}$: Net Transfer Capacity zwischen Marktgebiet j und Marktgebiet i in Stunde t

Neben den genannten systemischen Nebenbedingungen können weitere Nebenbedingungen, z.B. in Form einer Lastdeckung je Zelle, hinzugefügt werden. Dies kann dazu verwendet werden, den überregionalen Bezug von Energie einer Zelle zu berechnen bzw. zu minimieren (im Sinne der Betriebsstrategie "Zell-Autarkie-Maximierung"). In dieser Betriebsstrategie sollen die Lasten jeder Zelle möglichst durch Zell-interne Anlagen versorgt werden. Außerdem werden technologiespezifische Nebenbedingungen wie z.B. maximale Leistungsgradienten von Erzeugungsanlagen (Formel 5) beachtet. Die Begrenzung resultiert aus einer zunehmenden thermischen Belastung diverser Komponenten bei schnellerer Leistungsänderung [4].

$$-Grad_{pp,i}^{down,max} \leq P_{pp,i,t}^{PP} - P_{pp,i,t-1}^{PP} \leq Grad_{pp,i}^{up,max} \quad \forall pp, i, t \quad (5)$$

$Grad_{pp,i}^{down,max}$: Gradient für negatives Ramping von Kraftwerk pp in Marktgebiet i und Stunde t

$Grad_{pp,i}^{up,max}$: Gradient für positives Ramping von Kraftwerk pp in Marktgebiet i und Stunde t

In der Modellierung der Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung werden die beiden Optionen der Wärmeauskopplung (Fernwärme dh und Prozesswärme ph) separat berücksichtigt, vgl. Formel 6.

$$0 \leq \frac{P_{pp,i,t}^{PP}}{P_{pp,i,t}^{PP,max}} - \frac{\dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,dh} + \dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,ph}}{\dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,max}} \leq 1 \quad \forall pp, i, t \quad (6)$$

$P_{pp,i,t}^{PP,max}$: Maximale elektrische Leistung von Kraftwerk pp in Marktgebiet i und Stunde t

$\dot{Q}_{pp,i,t}^{PP,max}$: Maximale thermische Leistung von Kraftwerk pp in Marktgebiet i und Stunde t

Speichertechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke oder dezentrale elektrische Speicher sowie Speicher in Elektrofahrzeugen werden auf Basis der Ein- und Ausspeicherleistungen $S_{s,i,t'}^{in}$ und $S_{s,i,t'}^{out}$ modelliert. Die Füllstände werden mittels einer Speicherkontinuitätsgleichung unter Beachtung von Lade- und Endladeverlusten sowie des Initialfüllstandes abgebildet (Formel 7).

$$-E_{s,i}^{init} \leq \sum_{t'=1}^t (S_{s,i,t'}^{in} * Eta_{s,i}^{in} - \frac{1}{Eta_{s,i}^{out}} * S_{s,i,t'}^{out}) \leq E_{s,i}^{max} - E_{s,i}^{init} \quad \forall s, i, t \quad (7)$$

$E_{s,i}^{init}$: Initialfüllstand ($t = 0$) von Speicher s in Marktgebiet i

$E_{s,i}^{max}$: Maximalfüllstand von Speicher s in Marktgebiet i

$Eta_{s,i}^{out/in}$: Wirkungsgrad von Speicher s in Marktgebiet i

Eine andere Option zur Modellierung von Speichern unter Beachtung der Selbstentladung (Füllstandsverluste) ist in Formel 8 dargestellt. Hierzu wird der Füllstand als zusätzliche Entscheidungsvariable verwendet und unter Einfluss des Verlustfaktors $loss_{s,sc,c,i}$ zeitlich fortlaufend berechnet. Im Rahmen des EMMS-Modells werden z.B. industrielle Hochtemperaturspeicher (HTS) über diesen Ansatz modelliert.

$$E_{s,sc,c,i,t+1} = (1 - loss_{s,sc,c,i}) * E_{s,sc,c,i,t} + S_{s,sc,c,i,t}^{in} * Eta_{s,i}^{in} - \frac{1}{Eta_{s,i}^{out}} * S_{s,sc,c,i,t}^{out} \quad \forall s, sc, c, i, t \quad (8)$$

$E_{s,sc,c,i,t}$: Füllstand von Speicher s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i in Stunde t

$loss_{s,sc,c,i}$: Grad der Selbstentladung von Speicher s in Subzelle sc , Zelle c und Marktgebiet i

4 Exemplarische Ergebnisse

Im Folgenden werden Ergebnisse für eine exemplarische Fallstudie präsentiert. Die Definition des Szenarios beinhaltet u.a. die konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, sämtliche Energiebedarfe sowie Brennstoff- und CO₂-Preise. Das Szenario orientiert sich an dem in [5] definierten Zielszenario 2050, mit dem alle im Energiekonzept der deutschen Bundesregierung verankerten energie- und klimaschutzpolitischen Ziele erreicht werden sollen. Die Erzeugungskapazitäten im europäischen Umland sowie die NTCs basieren auf Daten des Projekts e-Highway 2050 [6] sowie dem Netzentwicklungsplan Strom 2015 (Szenario B2035) [7]. Die Brennstoff- und CO₂-Preise sind ebenfalls aus dem NEP 2015 entnommen und in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Brennstoff- und CO₂-Preise (reale Preise, Preisbasis 2011)

Rohöl	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	Biomasse	CO ₂ -Zertifikat
EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/tCO ₂
75	33	1,5	17	41	76

Abbildung 2 (links) stellt die Jahressumme der Stromerzeugung aufgeteilt nach Technologien in den einzelnen europäischen Marktgebieten dar. Aufgrund der unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen sind die Erzeugungsstrukturen der einzelnen Länder sehr unterschiedlich geprägt. Skandinavien weist die höchsten Anteile an Erneuerbaren Energien auf und exportiert große Überschussmengen an EE-Strom insbesondere nach Deutschland.

Der Anteil Erneuerbarer Energien weist in Deutschland gemäß den Zielen der Bundesregierung mit ca. 80% ebenfalls einen hohen Wert auf. Die erzeugten Strommengen aus EE können aber auch hier nicht vollständig national genutzt werden. Daher fließt ein großer Anteil der Handelsflüsse aus Skandinavien zuzüglich des EE-Überschussstroms aus Deutschland weiter in Richtung der großen Lastzentren in Zentral- und Südeuropa. Dies zeigt die bedeutende Rolle von Deutschland für die europäische Energiewende als Export- und Transitland auf (siehe Abbildung 2, rechts).

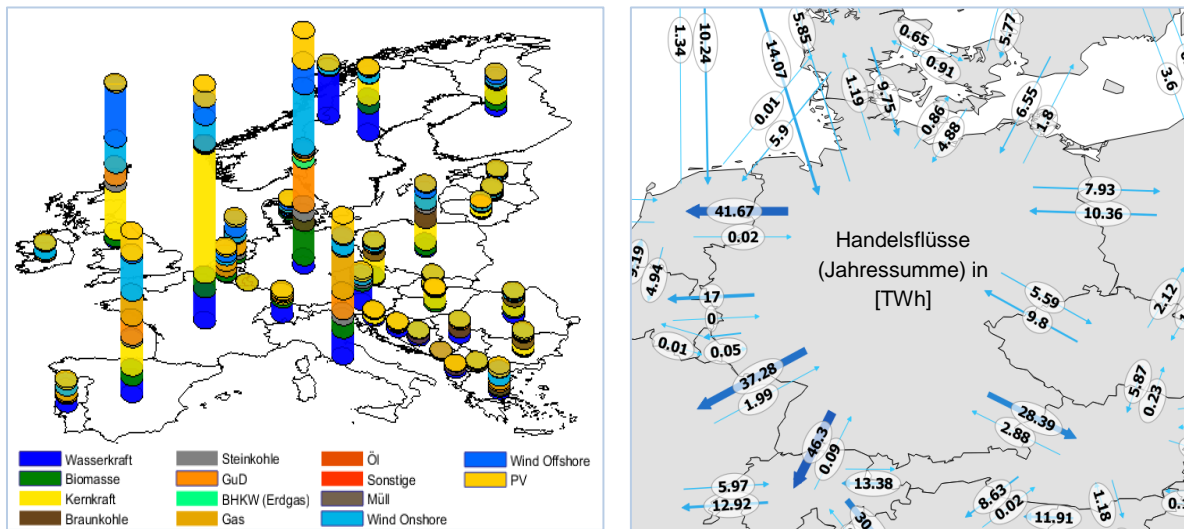


Abbildung 2: Jahressumme der Stromerzeugung je Marktgebiet (links) und internationaler Stromhandel (rechts)

Die Aufteilung der entstehenden Kosten, der Emissionen und des Primärenergieverbrauchs auf die einzelnen Sektoren in Deutschland ist in Tabelle 3 angegeben. Die Werte konnten in allen Sektoren u.a. durch die hohen Anteile an Erneuerbarer Energien und Effizienzmaßnahmen im Vergleich zum heutigen Energiesystem stark reduziert werden. Die Industrie wird zu großen Anteilen weiterhin mit fossilen Brennstoffen versorgt, insbesondere mit Gas (ca. 50% des Primärenergieverbrauchs). Diese werden vor allem im Bereich der Hochtemperaturprozesse benötigt. Jedoch können auch in der Industrie ca. 32% des Wärmebedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Dies wird zu signifikanten Anteilen über Power2Heat-Anlagen durch eine verstärkte Kopplung von Strom- und Wärmesektor erreicht. Das CO₂-Ziel der Bundesregierung mit insgesamt 198 Mio. tCO₂ (-80% gegenüber 1990) wird eingehalten. Die sich ergebende Differenz stellt die Emissionen des Transportsektors dar und wird an dieser Stelle nicht explizit bilanziert.

Tabelle 3: Kosten, Emissionen und Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren

	Kosten [Mio. EUR]	Emissionen [Mio. tCO ₂]	Primärenergieverbrauch [TWh]
Haushaltssektor	6729,97	12,68	172,71
GHD-Sektor	1502,10	4,73	38,57
Industrie	11954,91	63,01	374,68
Zentral	6984,76	81,32	322,81
Gesamt	27171,74	161,74	908,77

Die resultierenden Energieflüsse ausgehend von den Primärenergieträgern zu den Endenergiebedarfen in den einzelnen Sektoren und die Energiewandlungs- und Speicherprozesse durch die verschiedenen Technologien sind in Abbildung 3 dargestellt.

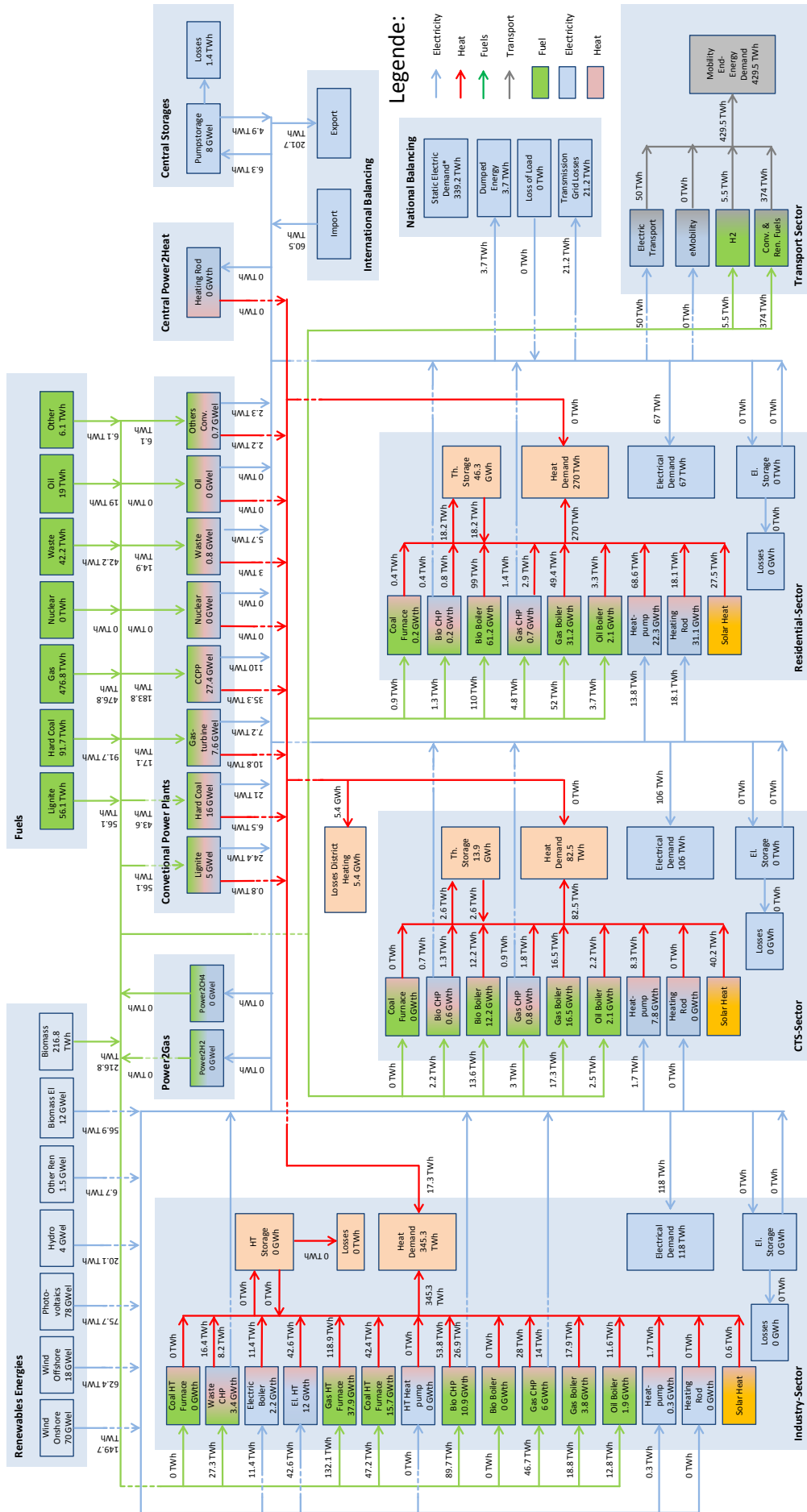


Abbildung 3: Energieflussdiagramm des deutschen Energiesystems

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die European Multimodal Market Simulation (EMMS) ist eine flexible Simulationsumgebung zur gekoppelten Betrachtung dezentraler und zentraler Energiesysteme und ermöglicht die integrierte Untersuchung zukünftiger Energiemärkte (Strom, Wärme, Brennstoffe, Transport etc.) und Energieszenarien. Die multiplen Möglichkeiten der Energiewandlung und Speicherung werden unter Beachtung einer Vielzahl an Flexibilitäten in den gekoppelten Sektoren des Energiesystems modelliert. Außerdem wird der internationale Stromhandel zwischen den einzelnen Marktgebieten berechnet. Dezentrale Systeme werden in Form von Energiezellen in das Modell integriert und können über verschiedene Betriebsstrategien gesteuert werden. Das Technologieportfolio umfasst u.a. konventionelle Kraftwerke und zentrale Speichertechnologien (Pumpspeicher, Power2X etc.) sowie dezentrale Technologien, z.B. KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Gas-Boiler, Elektrodenkessel, thermische und elektrische Speicher etc.. Zusätzlich kann die Elektromobilität als Partialbetrachtung des Transportsektors modelliert werden.

In weiteren Forschungsarbeiten werden zusätzliche technische Restriktionen in das Modell eingebunden, insbesondere Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten. Dies erfordert eine Formulierung als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (GGLP). Darüber hinaus kommt das EMMS-Modell in mehreren Forschungsprojekten zur Anwendung. Hier sollen u.a. Untersuchungen zur Wirkungsweise verschiedener Zell-Betriebsmodi durchgeführt werden. Des Weiteren steht eine Flexibilisierung der Wärmebereitstellung auf verschiedenen Ebenen des Energiesystems im Fokus der Untersuchungen. Darüber hinaus wird die Modellierung der Ausbauplanung von Energiewandlungs- und Speichereinheiten in den verschiedenen Sektoren in zukünftigen Arbeiten untersucht.

6 Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Energiedaten: Gesamtausgabe, Stand Oktober 2015
- [2] Raths, S.; Koopmann, S.; Müller, C. et al.: „The Energy System Development Plan (ESDP)“, ETG-Congress 2015, Bonn, 2015
- [3] Raths, S.: “Multi Level European Electricity Market Simulation using Network Flow Algorithm and Lagrangian Relaxation”, OR2013, 2013
- [4] Schröder, A. et al.: “Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 – Data Documentation 68”, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, 2013
- [5] EWI/GWS/Prognos: „Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2014
- [6] Project e-HIGHWAY 2050, Data sets of scenarios for 2050, 2012
- [7] Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2015