

# DEN ENERGIEMARKT VON MORGEN ERFOLGREICH MITGESTALTEN.

**enervis energy advisors**  
Management Consulting für Energiemärkte

www.enervis.de



**Kurzbeschreibung: Bewertungsmodelle und -ansätze**

## Fundamentalmodell (eMP)

Wie lassen sich Unternehmensstrategien im Erzeugungs- und Beschaffungsmarkt bewerten? Und das in einem Umfeld, welches einem ständigen Wandel unterzogen ist.

Wesentlich für die Beantwortung solcher Fragen ist die Kenntnis der Wirkungsweisen und der Treiber des Marktes sowie deren Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation.

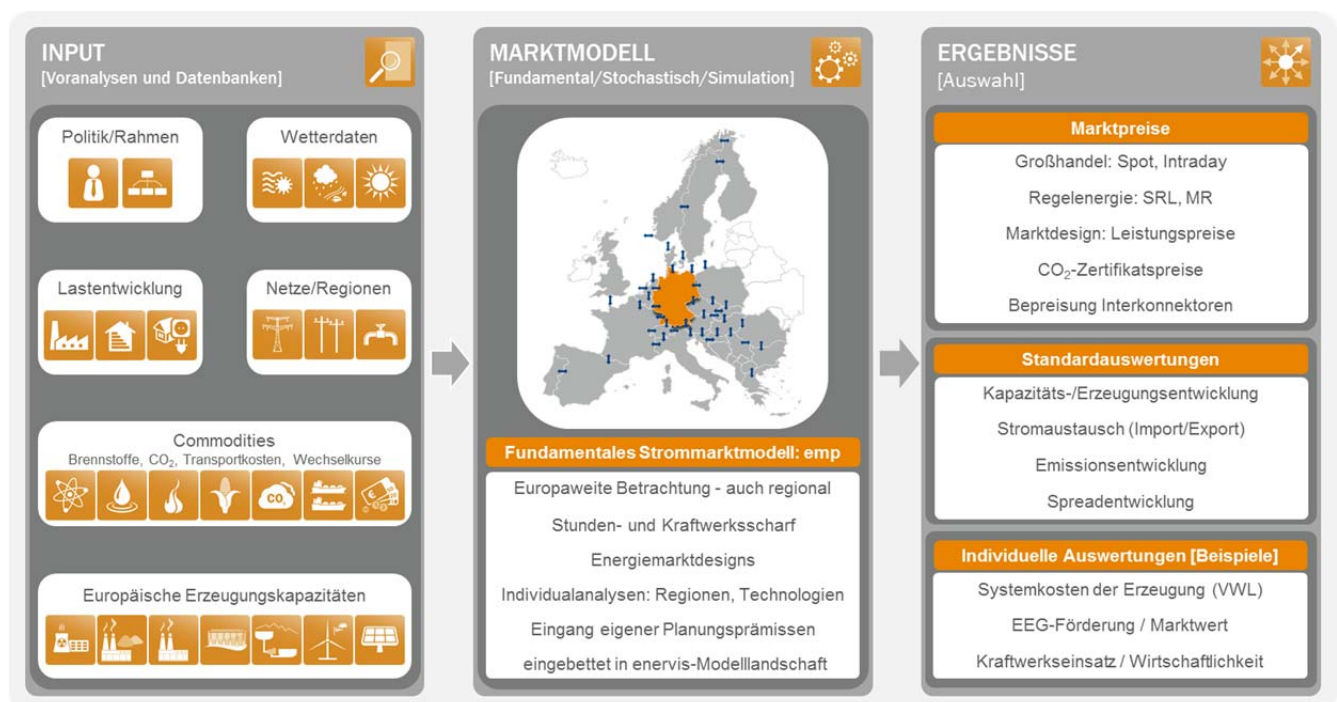


Abb. 1: Übersicht Modellstruktur

enervis hat sich im Rahmen vieler energiewirtschaftlicher Projekte diesen Marktmechanismen gewidmet und aus den Ergebnissen ein **europäisches Marktmodell** (Fundamentalmodell) entwickelt, dass seit

vielen Jahren erfolgreich im Energiemarkt eingesetzt wird.

Mit unseren Modellen bilden wir verschiedenste Marktentwicklungen ab, z. B. simulieren wir

- die verschiedenen Ausgestaltungsvorschläge eines neuen **Energiemarktdesigns (Kapazitätsmärkte)**,
- den Einfluss des Ausbaus der **Erneuerbaren Energien** oder CO<sub>2</sub>-Kosten,
- die Möglichkeiten der Erschließung von **Nachfrageflexibilitäten** etc.

Wir ziehen aus den Analysen Rückschlüsse auf Wettbewerbssituationen, Risikostrukturen und Preisentwicklungen. All das, um die zukünftigen Potenziale und Risiken herauszufiltern und Handlungsspielräume frühzeitig sichtbar zu machen.

### enervis Fundamentalmodell eMP

**enervis Market Power (eMP)** ist ein umfangreiches Marktmodell zur Modellierung, Abbildung und Analyse von Strommärkten, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert. Dieses von enervis entwickelte Modell erlaubt Prognosen der **stündlichen Strommarktpreise** sowie die Analyse der Haupteinflussfaktoren auf die entsprechenden Preisentwicklungen.

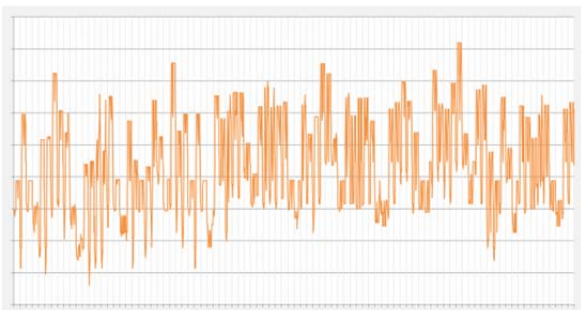


Abb. 2: Screenshot aus dem enervis-Fundamentalmodell, Berechneter stündlicher Strompreis (Quelle: enervis Modell)

Das Fundamentalmodell hat sich als Prognosetool seit mehr als zehn Jahren am Markt bewährt, und kam seitdem bei der Bewertung einer Vielzahl von Investitionsentscheidungen zur Strombeschaffung (u.a. Bewertung von Kraftwerksprojekten, Stromlieferverträgen, Kraftwerksscheiben, Beteiligungen) in verschiedenen europäischen Strommärkten erfolgreich zum Einsatz.

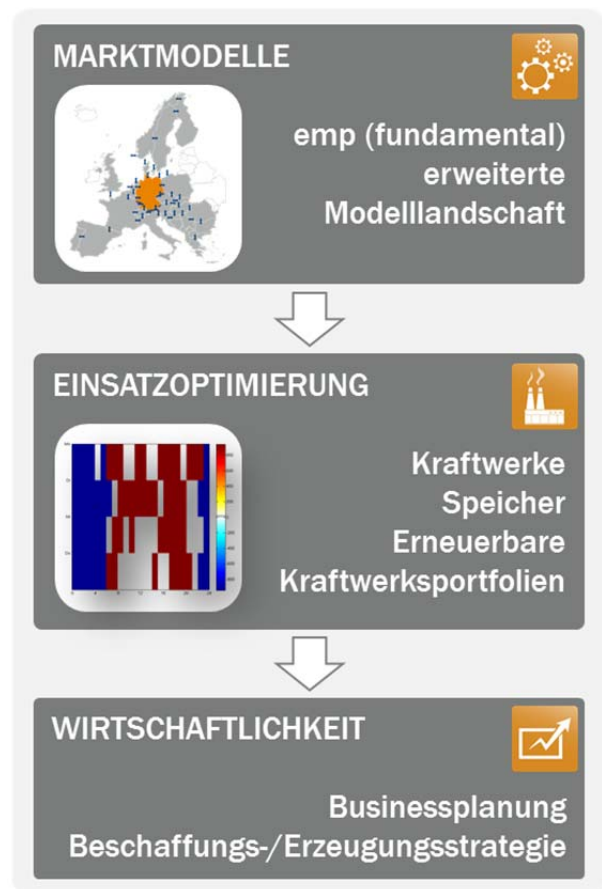


Abb. 3: Übersicht der enervis-Marktmodelle Modellierung verschiedener Märkte zur energiewirtschaftlichen Bewertung von Erzeugungstechnologien und Speichern

### Grundsätzlicher Modellansatz

Die Berechnung langfristiger Marktpreisentwicklungen erfolgt auf der Basis einer detaillierten Beschreibung des Strommarktes.

Dazu werden Marktszenarien entwickelt, die durch unterschiedliche Prämissensets beschrieben werden. Hierfür stützt sich enervis auch auf öffentliche und im Energiemarkt anerkannte Studien (u.a. World Energy Outlook).

Der Ansatz, Marktveränderungen durch verschiedene Marktszenarien zu erfassen und abzubilden, hat sich als ein effektiver und wirksamer Weg herausgestellt, die Spannweite möglicher Marktentwicklungen und deren Auswirkungen auf den Markt (und hier insbesondere den Marktpreis) zu ermitteln.

Darüber hinaus lassen sich über diesen Ansatz ebenfalls Marktrisiken und deren Einfluss auf den

Strommarkt bzw. auf Investitionsentscheidungen ableiten und beschreiben.

Typische Szenarien enthalten Annahmen zu den wesentlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, Ausbaupfade erneuerbarer Energien, Lastentwicklung, Ausbau von Netzkuppelstellen). Im Zeichen der **Energiewende** untersuchen wir verstärkt die Auswirkungen verschiedener zur Diskussion stehender **Marktdesigns** (Kapazitätsmarkt) auf die verschiedenen Marktakteure.

Grundannahme für die Analyse ist dabei immer, dass sich die Entwicklung der Strompreise im Großhandel mittel- und langfristig an den tatsächlichen Kosten der Erzeugung orientiert. Ausgangspunkt der Fundamentalanalyse sind daher unter anderem die individuellen Grenzkosten der Kraftwerke, die Kosten der Kapazitätsbereitstellung sowie der Übertragungskapazitäten ins Ausland für die zu analysierenden Märkte.

### Grenzkostenbetrachtung (EOM)

Im Rahmen der Langfristprognose wird im ersten Schritt die Frage nach der Strompreisentwicklung in einem perfekten und wettbewerbsintensiven Energiemarkt, d. h. ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer, analysiert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen.

Die Kraftwerke werden dabei nach ihren Grenzkosten sortiert. Die so entstehende Angebotskurve wird außerdem dahingehend angepasst, dass die technischen und monetären Beschränkungen der jeweiligen Kraftwerkstypen im Kraftwerkspark, wie zum Beispiel Verfügbarkeiten und Flexibilitätsparameter und -kosten, berücksichtigt werden.

Der Grenzkostenpreis wird durch das letzte gerade noch zur Lastdeckung benötigte Kraftwerk gesetzt. Alle „vorher“ zum Einsatz kommenden Kraftwerke erzielen dadurch einen Deckungsbeitrag auf die Fixkosten. Entscheidend ist deshalb die Struktur der Grenzkostenkurve (auch Merit-Order-Kurve).

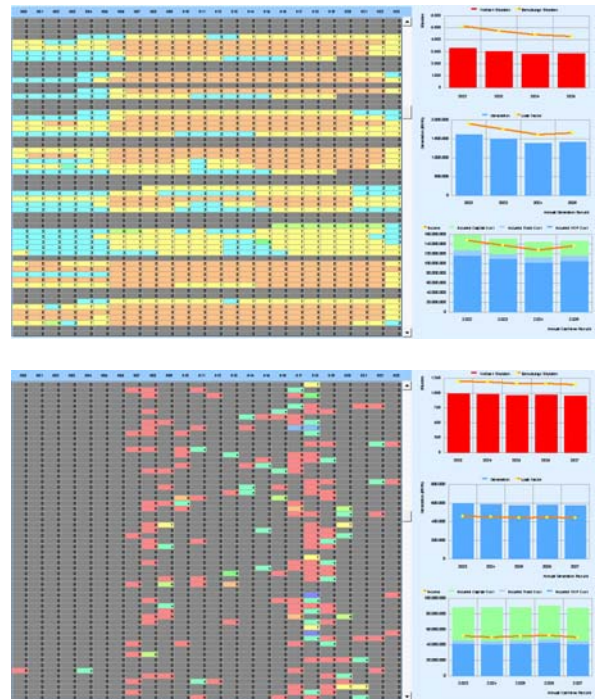


Abb. 4: Screenshot aus dem enervis-Fundamentalmodell, Stündliche Einsatzstrukturen eines GuD (oben) und PSW (Ausspeisung, unten) in einem Szenario in Beispieljahren (Quelle: enervis Modell)

Der Marktpreis ergibt sich schließlich durch das Zusammenführen von Angebots- und Nachfragekurve. Der so abgeleitete Preis repräsentiert die untere Auffanglinie der Marktpreise, da kein Kraftwerksbetreiber bereit sein wird, unterhalb seiner variablen Produktionskosten Strom im Markt anzubieten. Gleichzeitig werden sich die Anbieter mit ihren Angeboten an der jeweiligen Marktsituation und den Kosten des Konkurrenzsystems ausrichten.

### Leistungsmarkt (Kapazitätsmarkt)

Mit der in 2011 beschlossenen „**Energiewende**“ werden sich die energiewirtschaftlichen Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten massiv ändern müssen.

Es ist die Frage zu beantworten: Wie müssen das Energiemarktdesign und die aus ihm resultierenden Anreizstrukturen langfristig verändert werden, damit die gesellschaftlichen Ziele innerhalb eines diversifizierten und wettbewerblich organisierten Marktumfeldes kosteneffizient erreichbar sind?

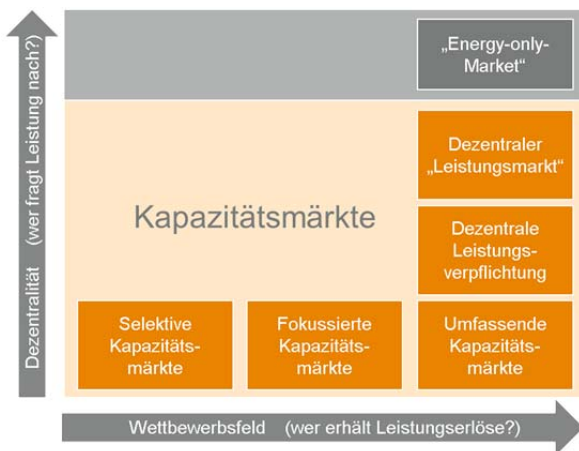


Abb. 5: Ausgestaltungsoptionen und Abgrenzung von in Diskussion befindlichen Marktdesignvorschlägen

Um Antworten auf die Auswirkungen eines veränderten Marktdesigns geben zu können, haben wir unser Fundamentalmmodell erweitert.

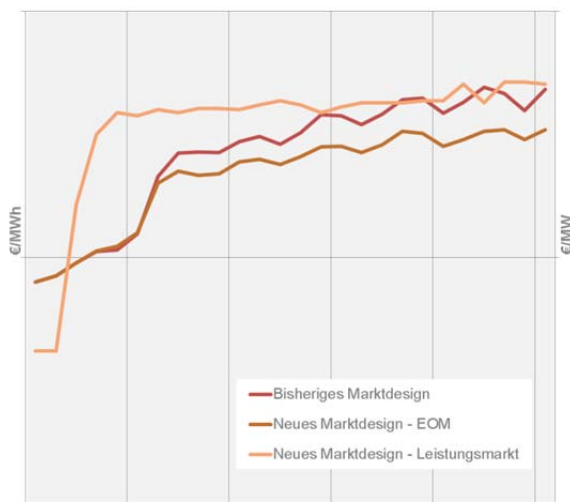


Abb. 6: Beispielhafte Preisentwicklungen für verschiedene Marktdesigns (Quelle: enervis Modelle)

Es ist uns so möglich, alle in Diskussion befindlichen Marktdesignvorschläge innerhalb unseres Fundamentalmmodells zu simulieren und Auswirkungen für die verschiedenen Marktakteure und deren Geschäftsfelder herauszufiltern.

## Modellierung Kraftwerkszubau

Kraftwerksneubauten sowie Ertüchtigungen werden innerhalb des Modells grundsätzlich auf zwei verschiedene Arten abgebildet.

Zum einen werden heute bereits angekündigte oder im Bau befindliche Kraftwerksneubauten oder Ertüchtigungen modell exogen direkt als gesetzte Prämissen berücksichtigt. Zum anderen erfolgen Kraftwerksneubauten bzw. Ertüchtigungen von Kraftwerken modell endogen auf Basis der Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit von neuen Kraftwerken auch unter Berücksichtigung der Deckung der zugehörigen Kapitalkosten.

In diesem Zusammenhang werden für jedes Kraftwerk der erwartete Kraftwerkeinsatz sowie die damit einhergehenden Kosten und Erträge ermittelt. Erst nach diesem Analyseschritt erfolgt modell endogen die Entscheidung, ob eine Investition in einen Kraftwerksneubau oder eine Ertüchtigung zum jeweiligen Zeitpunkt wirtschaftlich sinnvoll ist und getätigt werden sollte. Eine Investition erfolgt nach dieser Maßgabe nur dann, wenn die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Neubau- oder Ertüchtigungsprojektes auch unter der Betrachtung der Deckung der Kapitalkosten positiv ausfällt. Die Modellroutine vergleicht dabei alle zur Verfügung stehenden Kraftwerkstypen – sofern gewollt auch der Zubau der Erneuerbaren – und berücksichtigt im Rahmen des Entscheidungsprozesses die unter den gegebenen Umständen wirtschaftlichsten Alternativen.

## Modellierung Einspeisung Erneuerbarer Energien

Eine wesentliche Grundlage der Marktmodellierung bildet neben einer umfangreichen stets aktuellen Datenbank der verschiedenen europäischen Kraftwerksparks, eine umfassende Lastdatenbank mit zeitlich detailliert aufgelösten Nachfrage- und Laststrukturen sowie Einspeisestrukturen Erneuerbarer Energien in den europäischen Strommärkten.

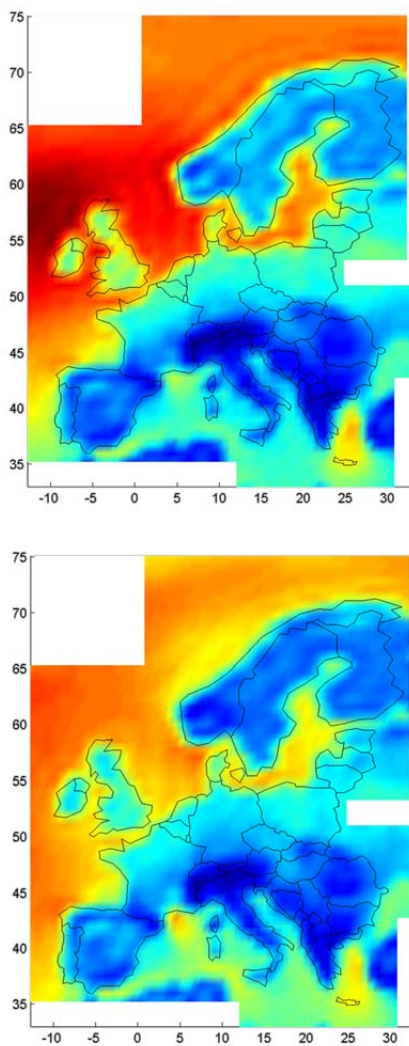


Abb. 7: Beispielhafte Darstellung verschiedener Wetterlagen (Windschwach/Windstark), Quelle: enervis Modelle

Die Verfügbarkeit der verschiedenen Erneuerbaren wird im Vorfeld über eine sehr umfangreiche historische Wetterdatenbank hergeleitet, die Windgeschwindigkeiten auf verschiedenen Höhen genauso berücksichtigt, wie Globalstrahlung und Niederschläge. Und dies für einen Zeitraum von mehr als zwei Jahrzehnten und für über 3.000 Messpunkte in Europa.

Wir treiben diesen Aufwand, da alle europäischen Strommärkte künftig von deutlich zunehmenden Erzeugungsbeiträgen aus Erneuerbarer Energien geprägt sein werden. Das heißt, dass zum einen eine detaillierte und realitätsnahe Prognose bzw. Abbildung der volatilen, stochastischen Einspeisung Erneuerbarer Energien (insbesondere Photovoltaik und Wind) künftig wichtiger wird.

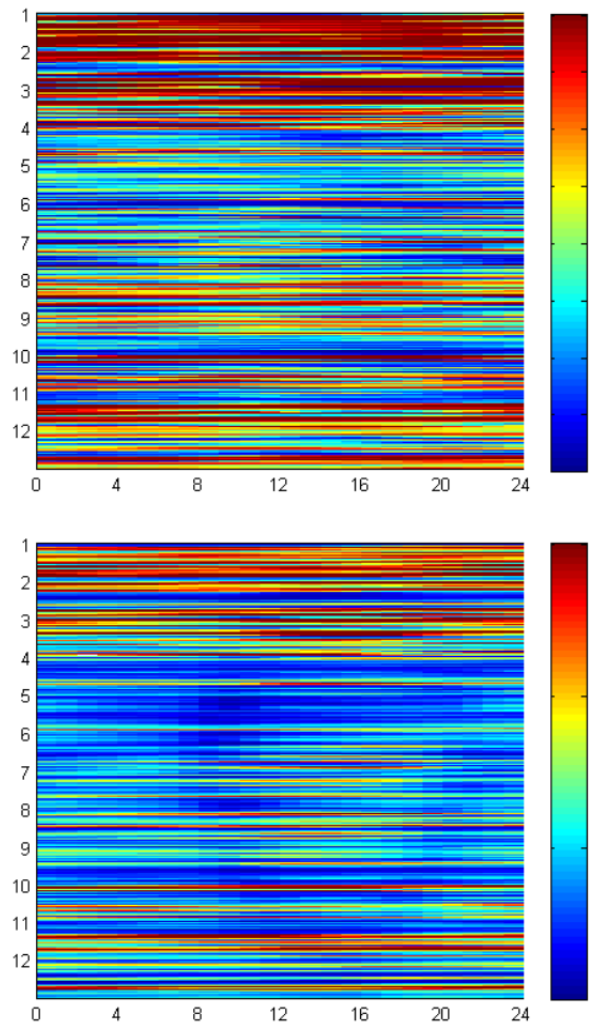


Abb. 8: Stündliche Wendeinspeisestrukturen Wind-offshore (oben) und Wind-onshore (unten) in einem windstarken Jahr skaliert an der jeweils verfügbaren Kapazität (Quelle: Modellierung enervis Modell)

Zum anderen werden die Erneuerbaren Energien zu einem wesentlichen Markttreiber und eine den Gesamtmarkt nachhaltig beeinflussende Größe, welche beispielsweise die Nutzung und Entwicklung von Stromspeichern direkt tangiert.

Das enervis Fundamentalmmodell berücksichtigt diese Entwicklungen in entsprechendem Maße umfänglich. Die künftigen Einspeisestrukturen von Wind-onshore, Wind-offshore und Photovoltaik werden, wie dargestellt, auf Basis langjähriger, stundenscharfer und regional differenzierter Referenzdaten, stundengenau in den Strompreisprognosen abgebildet und geben so ein Höchstmaß von Volatilität und möglichen Strukturverschiebungen durch die zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien wie-

der. Dadurch werden die Auswirkungen auf bereits existierende Stromspeicher (i.W. Pumpspeicherkraftwerke) und deren künftige Einsatzstruktur im Detail erkennbar.

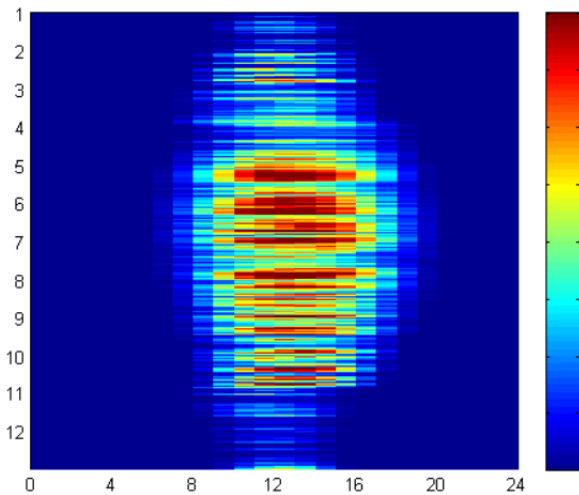


Abb. 9: Darstellung der stündlichen Einspeisestruktur PV in einem Modelljahr skaliert an der verfügbaren PV-Kapazität (Quelle: Modellierung enervis-Modell)

Jedoch können auch neue, innovative Speichertechnologien (Elektromobilität, Power to Gas etc.) und Maßnahmen zum Lastmanagement (Demand Side Management etc.) berücksichtigt und in entsprechend stundengenauer Detailschärfe modelliert werden.

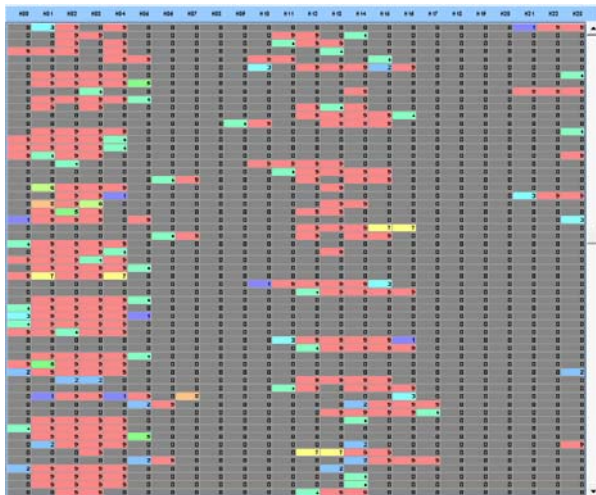


Abb. 10: Screenshot aus dem enervis-Fundamentalmodell, Stündliche Nachfragestrukturen gesteuerter Batterieladung E-Mobilität in einem Szenario in Beispieljahren (Quelle: enervis Modell)

## Stromimporte und -exporte

Bei der Modellierung beschränken wir uns selbstverständlich nicht auf die Darstellung Deutschlands, sondern beziehen die europäischen Strommärkte des UCTE-Netzgebietes mit in die Betrachtung ein.

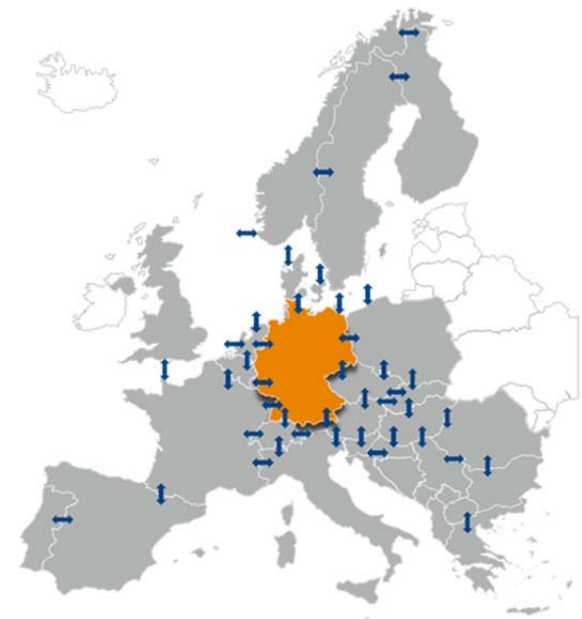


Abb. 10: Integriertes europäisches Strommarktmodell in den Grenzen des UCTE Netzverbundes, wie im eMP hinterlegt (Quelle: enervis)

Diese sind entsprechend detailliert hinsichtlich der individuellen aktuellen Marktstrukturen und erwarteten zukünftigen Veränderungen berücksichtigt. Grundsätzlich ist das Fundamentalmodell daher als ein europäisches Marktmodell einzustufen.

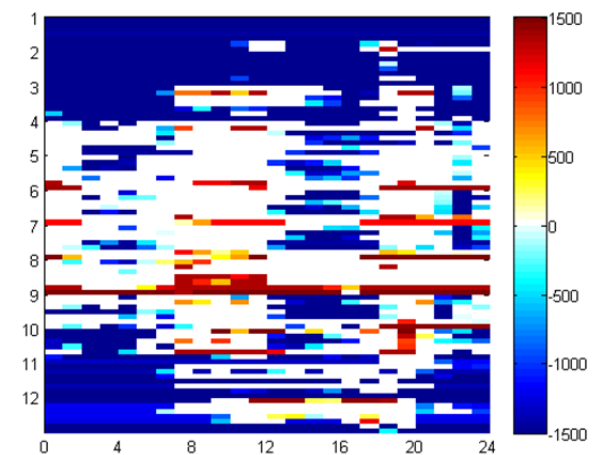


Abb. 11: Darstellung stündliche Engpassleistung (in MW) an einer Kuppelstelle in einem Beispieljahr eines Szenarios (Quelle: Modellierung enervis-Modell)

Über die Abbildung der Übertragungskapazitäten (NTC) und der Übertragungskosten zwischen den verschiedenen Ländern werden der Stromaustausch und dessen Auswirkungen auf die Preisentwicklung in den Ländern bzw. Regionen simuliert.

Dabei kann auch ein geplanter Ausbau der Kuppelstellen berücksichtigt werden. Die jeweiligen Stromübertragungsmengen und die dazugehörigen resultierenden Kosten an den jeweiligen Grenzkuppelstellen werden auf Stundenbasis berechnet und können stündlich abgebildet werden.

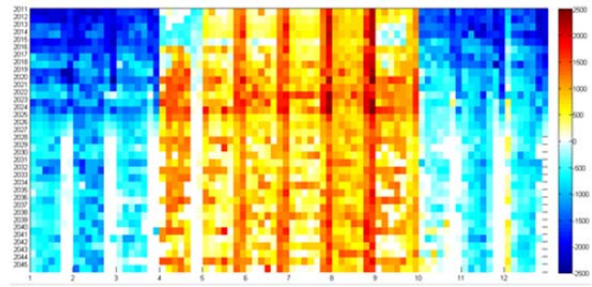


Abb. 12: Langfristige tägliche Auslastung (in MW) einer Kuppelstelle in einem Szenario  
(Quelle: Modellierung enervis-Modell)

## Modellierung Regellenergimärkte

Die Preissimulationsberechnungen für den **Sekundärregelleistungsmarkt** erfolgen modellintegriert, das heißt, dass die Stromspotpreismodellierung im Fundamentalmmodell auf Basis eines stündlichen Kraftwerkseinsatzes simultan auch den Sekundärregelleistungsmarkt abbildet. Dazu wird ein Regelleistungsbedarf unterstellt, der von dem Kraftwerkspark vorzuhalten ist.

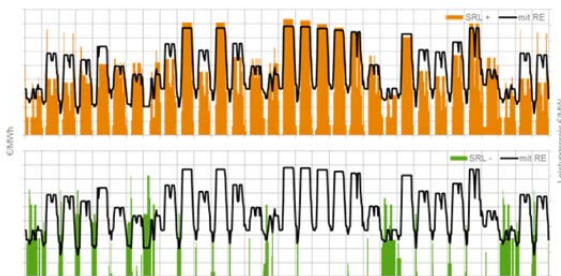


Abb. 13: Beispiel: Verlauf der modellierten Leistungspreise für positive SRL (oben) und negative SRL (unten) und den korrespondierenden Strompreisen  
(Quelle: Modellierung enervis-Modell)

Die aus der Leistungsvorhaltung resultierenden technischen Restriktionen (u.a. Lastgradient, Totzeit) können zu einem, gegenüber einer reinen Spotmarktmodellierung, angepassten Einsatz der Kraftwerke am Spotmarkt führen. Eine Anpassung des Kraftwerkseinsatzes resultiert in Zusatzkosten (für den Kraftwerkspark), der die Leistungsvorhaltekosten (vereinfacht: Leistungspreis) bestimmt.

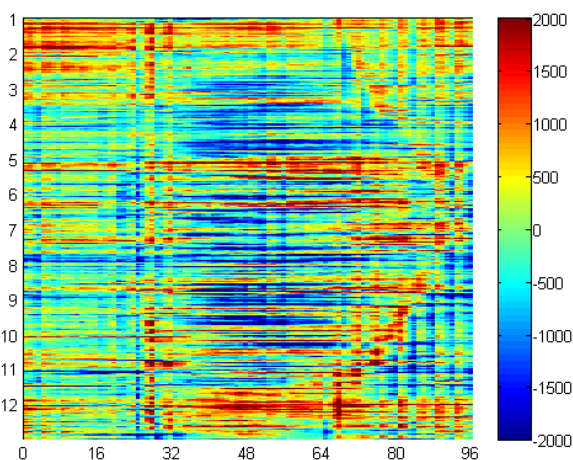


Abb. 14: Datenbasis Regellenergieabrufe  
(Quelle: Modellierung enervis-Modell)

Für die zukünftige Preisentwicklung von signifikanter Bedeutung ist die Integration von Erneuerbaren Energien (v.a. Wind) in dieses Marktsegment und die Bedarfsentwicklung (Leistung). Die Modellierung erfolgt auf Stundenbasis, wird in der Ergebnisdarstellung zu einem Wochenprodukt aggregiert.

Arbeitspreis und Abrufwahrscheinlichkeit stehen in direktem Zusammenhang. Bei negativer Sekundärregelleistung liegt die Abrufwahrscheinlichkeit bei einem hohen Arbeitspreis höher als bei einem geringen, bei positiver Sekundärregelleistung verhält es sich umgekehrt.

Der **Minutenreservemarkt** wird zunächst nicht durch ein Opportunitätskostenmodell abgebildet, da das Preisniveau zum Teil stark durch nicht-konventionelle und opportunitätskostenfreie Erzeugungseinheiten geprägt ist. Die Preismodellierung setzt auf historischen Preisdaten auf, die für den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben werden. Dabei erfolgt die Skalierung auf Basis des Opportunitätskostenverlaufs. Die Leistungspreise werden tagesscharf für jeweils 6 Stundenblöcke für positive und negative Minutenreserve ausgegeben.



## Modellierung Intradaymarkt

Für die Simulation der Intradaypreise wird die historische Preisentwicklung von Intraday- und Spotmarkt (Day ahead) verglichen. Datenbasis sind dabei jeweils die seitens der EPEX bereitgestellten Daten. Der Intradaymarkt wird als Ergänzung des Spotmarktes gesehen. Derzeit sind Preise am Spotmarkt und am Intradaymarkt stark korreliert. Am Intradaymarkt kann sowohl Strom gekauft als auch verkauft werden.

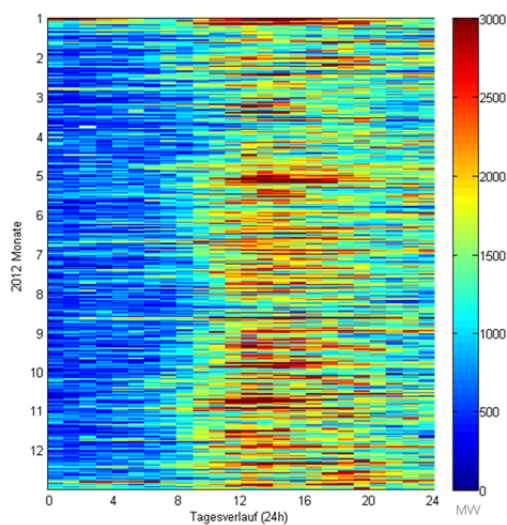


Abb. 15: Gehandelte Mengen Stundenkontrakte 2012  
(Quelle: Berechnungen enervis)

Da es keine einheitlichen Preis für jede Stunde gibt, wird jeweils ein „niedriger“ und ein „hoher“ Intradaypreis modelliert, der ein realistisches Preisintervall angibt, für das eine Stunde gehandelt werden kann. Die Datenbasis ist dabei von Extrempreisen bereinigt. Für jedes Marktszenario werden damit jeweils 2 Preisreihen ermittelt.

Seit Ende 2011 werden Viertelstundenkontrakte gehandelt, wobei sich die gehandelten Kontrakte vorwiegend auf Vormittags- und Nachmittagsstunden konzentrieren.

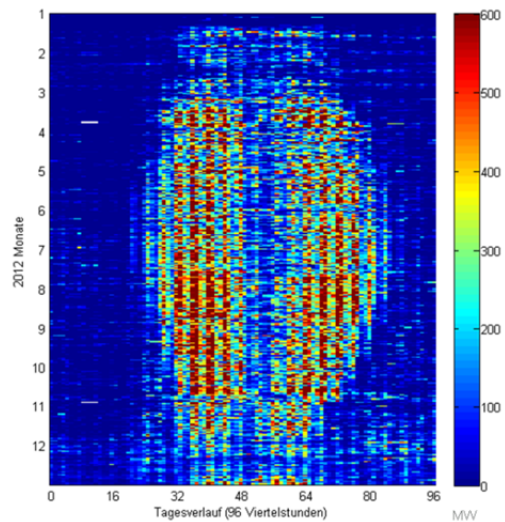


Abb. 16: Gehandelte Mengen Viertelstundenkontrakte 2012  
(Quelle: Berechnungen enervis)

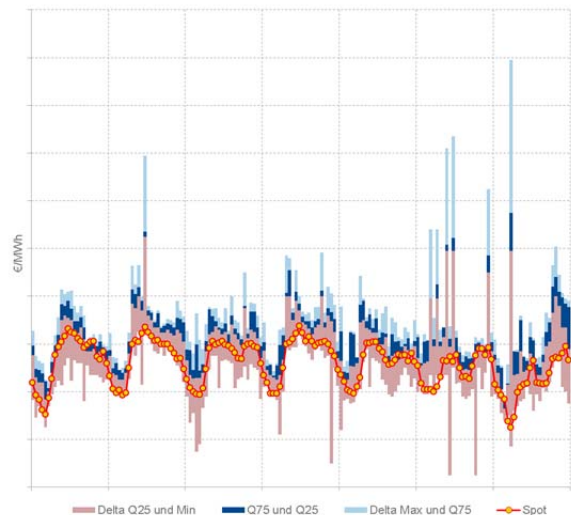


Abb. 17: Modellierungsansatz Intradaypreis  
(Quelle: Modellierung enervis-Modell)

## Unsere Auftraggeber. Eine Auswahl.

Zu unseren Mandanten zählen nationale wie internationale Strom- und Gasversorger auf allen Ebenen der Energiewirtschaft, energieintensive Industriezweige, Interessenverbände und Kommunen.

