

Smart Markets als marktbasierter Ergänzung zum deutschen Engpassmanagement - Konzeptionierung anhand eines Modellbeispiels

Tanja Mast, Benedikt Hümmer, Uwe Holzhammer

Technische Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES), Esplanade 10
D-85049 Ingolstadt, +49841 / 9348 - 6498, tanja.mast@thi.de, www.thi.de/go/energie

Kurzfassung: Die kostenbasierte Beschaffung von Engpassmanagement im deutschen Stromnetz hat ein Ablaufdatum. In der Strombinnenmarkt-VO sieht die EU eine marktbasierter Beschaffung für alle EU-Staaten vor. Das ‚Smart Market‘-Konzept könnte als marktbasierter Element in das bestehende Engpassmanagement integriert werden und bereits kurzfristig die EU-Vorgaben erfüllen. Darüber hinaus könnte es ein kosteneffizientes Engpassmanagement schaffen, das verstärkt Flexibilitäten in die Engpassbewirtschaftung einbindet, die Integration erneuerbarer Strommengen verbessert, sowie regional differenzierte Investitionsanreize liefert. In diesem Beitrag wird anhand eines Modellbeispiels gezeigt, wie Smart Markets systemisch konzeptioniert werden um diesen Ansprüchen gerecht zu werden.

Keywords: netzdienliche Flexibilität, marktbasierter Engpassmanagement, Smart Market

1 Heranführung

1.1 Motivation

Derzeit entwickelt sich der Netzausbau in Deutschland nicht synchron zur vermehrten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Die Verzögerung des Netzausbaus führt zu Engpasssituationen im Stromnetz [1]. Im Jahr 2020 betragen die Gesamtkosten fürs Engpassmanagement ca. 1,4 Mrd. Euro [2]. Seit Oktober 2021 werden Engpasssituationen in Deutschland mit dem sogenannten Redispatch 2.0 durch regulatorische Eingriffe in den Betrieb von Erzeugungsanlagen (inkl. EE- und KWK-Anlagen) und Speicher ab 100 kW gelöst [3]. Die Anlagen in dieser Leistungsklasse sind zur Teilnahme am Redispatch 2.0 verpflichtet und werden im Rahmen der technischen Möglichkeiten zur Leistungsanpassung angewiesen, um den Engpass aufzulösen.

Die EU-Binnenmarktverordnung [4], die seit Anfang 2020 in Kraft ist, sieht für die EU-Mitgliedsstaaten eine marktbasierter Engpassbewirtschaftung mit Einbezug aller Erzeuger, Speicher und Verbraucher vor. Deutschland nutzt eine zeitlich befristete Ausnahmeregelung [5], um den - zwar reformierten, aber immer noch kostenbasierten - Redispatch 2.0 [3, 6] weiterhin umzusetzen. Die Anlagen können somit keine zusätzlichen Einnahmen durch die Beteiligung an der Engpassbeseitigung erzielen und haben daher keinen Anreiz, sich freiwillig netzdienlich zu verhalten.

1.2 ‚Smart Market‘-Konzept

Das ‚Smart Market‘-Konzept könnte als marktbasierter Elements in das bestehende Engpassmanagement integriert werden und bereits kurzfristig die EU-Vorgaben erfüllen.

Durch den marktbasieren Ansatz sollen die Kosten reduziert und verstärkt kleinere Flexibilitäten in die Engpassbewirtschaftung eingebunden werden. Darüber hinaus könnten Smart Markets die Integration erneuerbarer Strommengen verbessern und zu regional differenzierten Investitionsanreizen führen.

Der negative und positive Bedarf der Leistungsanpassung zur Behebung von Netzengpässen, der über diese neuen Märkte bereitgestellt werden soll, wird aus den Engpässen im Stromnetz abgeleitet. Über diese Einschaltssignale sind Smart Markets zeitlich und räumlich begrenzt [7]. Sie stellen eine marktbasierende Ergänzung des kostenbasierten Regimes innerhalb der Gebotszone Deutschland dar und finden sich im zeitlich Ablauf der Engpassbewirtschaftung zwischen dem DayAhead-Abschluss und dem Redispatch 2.0 wieder [7, 8]. Der Redispatch 2.0 bleibt somit als Rückfalloption erhalten, sollten Smart Markets die Engpässe nicht oder nur teilweise auflösen können.

Die relevanten Netzknoten für das Anheben der Wirkleistung nach dem Engpass und dem Einsenken der Wirkleistung vor dem Engpass werden zu Marktgebieten zusammengefasst und spiegeln eigenständige Smart Markets je Wirkungsrichtung wider. In diesen Märkten stehen die lokal verfügbaren, flexiblen Kapazitäten im Wettbewerb um eine kostenoptimale Engpassbewirtschaftung. Bei der Marktlösung wird die standortspezifische Wirksamkeit eines Teilnehmers auf den Engpass innerhalb der Marktgebiete berücksichtigt.

Da bei Smart Markets auf Leistungsgrenzen verzichtet wird, können auch kleinteiligere Flexibilitäten (z.B. Lasten und Erzeuger < 100 kW), die vom Redispatch 2.0 ausgeschlossen sind, am Smart Market teilnehmen. Für die Smart Market Teilnahme müssen jedoch alle Akteure über eine Fernsteuereinrichtung verfügen. Der Smart Market Ansatz ermöglicht damit die Beteiligung am Engpassmanagement für bisher nicht genutztes Flexibilitätspotential. Daneben könnte der ‚Smart Market‘-Ansatz regelbare EE-Erzeugungsanlagen (Biomasse) und KWK-Anlagen, die Teil des aktuellen Redispatch 2.0 sind, zur netzdienlichen Fahrplananpassung anreizen. Eine Effizienzsteigerung gegenüber dem Redispatch 2.0 sollte für diese Anlagen eine Voraussetzung für eine ‚Smart Market‘-Teilnahme sein.

Das Market-Clearing am Smart Market erfolgt über einen einheitlichen Marktpreis (pay-as-cleared). Hierdurch können Marktteilnehmer Zusatzerlöse erwirtschaften [9], die Innovation und Kosteneffizienz anreizen. Nach dem ‚Smart Market‘-Ansatz werden ausschließlich mobilisierte Energiemengen vergütet, eine Vergütung von Kapazitätsvorhaltung ist nicht vorgesehen.

Angereizt durch die Aussicht auf Zusatzerlöse, können die Marktteilnehmer freiwillig Gebote am Smart Market abgeben. Aggregatoren, wie z.B. Direktvermarkter, können hierbei kleinteilige Flexibilitäten innerhalb eines Marktgebietes bündeln und stellvertretend am Smart Market agieren. Die Zusatzerlöse sind durch eine regulatorische Preisobergrenze gedeckelt [10]. Dementsprechend werden Gebote, die die finanzielle Obergrenze übersteigen, vom Smart Market ausgeschlossen. Die Preisobergrenze stellt zusammen mit dem Wettbewerb unter den Marktteilnehmern die Kosteneffizienz im Smart Market sicher.

2 Modellbeschreibung

2.1 Market-Clearing

Um die deutschlandweiten Effekte dieser dezentralen und temporär begrenzten Smart Markets quantifizieren zu können, wird im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz geförderten Forschungsprojektes *EOM-Plus* (FKZ 03EI1012A) ein mehrstufiges Strommarktmodell mit dem ‚Smart Market‘-Modell gekoppelt. Mit der Modellkopplung können erstmalig quantitative und qualitative Aussagen zu den kurz- und mittelfristigen Auswirkungen bei einer deutschlandweiten Einführung von Smart Markets getroffen werden. Dieser Beitrag beschreibt das ‚Smart Market‘-Modell. Mit dem Modell soll das Agieren der Flexibilitäten an Smart Markets abgebildet und die mobilisierbaren Flexibilitäts-Potentiale sowie die Marktergebnisse (Kosten/Einnahmen und Menge) bestimmt werden.

Im Folgenden werden ‚Smart Market‘-Lösungen für eine beispielhafte Leitung aufgezeigt, für die ein Engpass prognostiziert wird. Über ein mehrstufiges Strommarktmodell werden Engpässe im deutschen Übertragungsnetz anhand des DayAhead-Marktergebnisses für ein 11-Knoten-Modell prognostiziert (siehe Konferenzbeitrag von Lukas Lang). Für jede Engpasssituation werden die relevanten Knoten je Wirkungsrichtung bestimmt und zu einem Marktgebiet zusammengefasst (Abbildung 1). Zusammen mit dem Engpassvolumen und den jeweiligen Preisobergrenzen für negative und positive Leistungsanpassung aus dem mehrstufigen Strommarktmodell, dienen diese Daten als Input für das ‚Smart Market‘-Modell. Die ‚Smart Market‘-Lösungen werden getrennt nach Wirkungsrichtung als eigenständige Marktgebiete bestimmt (Abbildung 1).

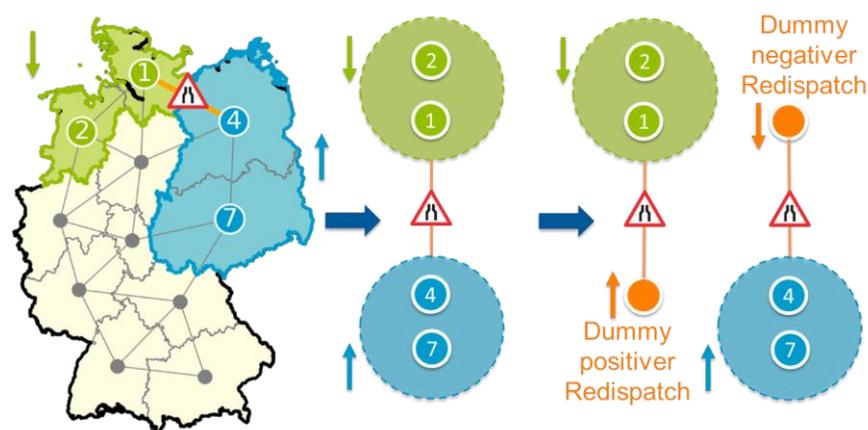


Abbildung 1: Prinzip der Festlegung der ‚Smart Market‘-Gebiete

Da der Redispatch 2.0 als Referenzprozess herangezogen wird, ist die Zielfunktion der ‚Smart Market‘-Optimierung an Redispatch-Modelle angelehnt. So werden im ‚Smart Market‘-Modell die Kosten für die Engpassbewirtschaftung je Leitung minimiert. Diese Methodik entspricht einer Wohlfahrtsmaximierung zur Bestimmung der Einsatzreihenfolge/Merit Order. Die Kosten für die Engpassbewirtschaftung setzen sich aus den volkswirtschaftlichen Kosten fürs Leistungssaldo erhöhen und den Erlösen fürs Leistungssaldo reduzieren zusammen. Die spezifischen Kosten/Erlöse werden hierfür mit der angepassten Leistung je Zeitschritt multipliziert (siehe Formel (1)). $Q_{t,j,n}^{flex}$ entspricht dabei der Differenz zwischen ursprünglich geplanter Leistung (Ursprungsfahrplan) und der neu ermittelten Leistung (‚Smart Market‘-Fahrplan) einer Flexibilitätsoption je Zeitschritt. Leistungsanpassungen im Smart Market sind

in gleicher Höhe am entgegengesetzten Ende der Leitung zu kompensieren (Formel (2)), um eine ausgeglichene Energiebilanz im Gesamtsystem zu gewährleisten. Da die Smart Markets getrennt nach Wirkungsrichtung gelöst werden, wird bei der Berücksichtigung des Bilanzausgleichs zwischen Referenzkosten des positiven bzw. des negativen Redispatch als dummy-Wert ($C_t^{rd,balance}$) differenziert.

(1)	$\min_{Q_t^{flex}} \sum_{t=0}^T \left(\underbrace{\left(C_t^{rd,balance} * Q_t^{balance} \right)}_{\text{Kosten/Erlöse Bilanzausgleich}} + \underbrace{\sum_{n=0}^N \sum_{j=0}^J \left(C_{t,j}^{flex} * Q_{t,j,n}^{flex} \right)}_{\text{Kosten/Erlöse Smart Market}} \right)$	Zielfunktion
(2)	$\sum_{n=0}^N \sum_{j=0}^J Q_{t,j,n}^{flex} = - Q_t^{balance}; j \in J, n \in N, t \in T_{cong}$	Bilanzausgleich

Für die Engpassleitung (L_{cong}) wird das prognostizierte Engpassvolumen als obere bzw. untere Begrenzung der Lastflussänderung festgelegt (Formel (3)). Die angereizte Lastflussänderung durch den Smart Market kann somit kosteneffizient einen Beitrag zur Entlastung tragen und den Engpass im Idealfall vollständig lösen. Bei der ‚Smart Market‘-Lösung wird die standortspezifische Wirksamkeit eines Teilnehmers auf den Engpass berücksichtigt. Dazu wird eine stark vereinfachte Lastflussberechnung integriert, die sich allein auf die Engpassleitung beschränkt (Formel (4)). Für die Einzelbetrachtung einer Engpassleitung liegt der Referenzknoten der verwendeten PTDF-Matrix am entgegengesetzten Ende der Leitung (vgl. Redispatch-Bilanzausgleich) und beinhaltet lediglich die relevanten ‚Smart Market‘-Knoten und die Engpassleitung (siehe Tabelle 1).

(3)	$F_{t,min}^{cong} \geq F_{t,l}^{cong} \geq F_{t,max}^{cong}; t \in T_{cong}, l \in L_{cong}$	Engpassvolumen
(4)	$F_{t,l}^{cong} = PTDF_{l,n} * \sum_{j=0}^J Q_{t,j,n}^{flex}; t \in T_{cong}, n \in N, l \in L_{cong}, j \in J$	2. Kirchhoff Gesetz

2.2 Marktteilnehmer/Flexibilitätsoptionen

2.2.1 Gebotsermittlung

Die Gebote der Akteure setzen sich aus der angebotenen Energiemenge ($Q_{t,j,n}^{flex}$) und den spezifischen Kosten je Zeitschritt ($C_{t,j}^{flex}$) zusammen. Jede Flexibilitätsoption wird nach betriebswirtschaftlich optimierten Ursprungsfahrplänen betrieben, die sich abhängig vom Einsatzzweck ergeben. Während flexible Biogasanlagen sich z.B. nach dem DayAhead-Strompreis ausrichten, optimieren PV-Speicherbatterien im Haushalt den Eigenstromverbrauch. Angereizt durch Smart Markets weichen flexible Kapazitäten zur netzdienlichen Anpassung von diesen Ursprungsfahrplänen ab. Die Fahrplanabweichung ist durch Flexibilitätspotentiale in negative und positive Richtung limitiert (Formel (5)).

(5)	$\bar{Q}_{t,j,n,min}^{flex} \leq Q_{t,j,n}^{flex} \leq \bar{Q}_{t,j,n,max}^{flex}; j \in J, n \in N, t \in T$	Flexibilitätspotentiale
-----	---	-------------------------

Die Potentiale werden durch technische bzw. sozio-ökonomische Leistungslimits je Anlage (P_{max}/P_{min}) begrenzt (Abbildung 2). Im ‚Smart Market‘-Modell werden die vorhandenen Flexibilitätspotentiale (Leistungserhöhung/ -reduktion) im Verteilnetz an den Knotenpunkten je Technologie aggregiert und als Zeitreihe hinterlegt.

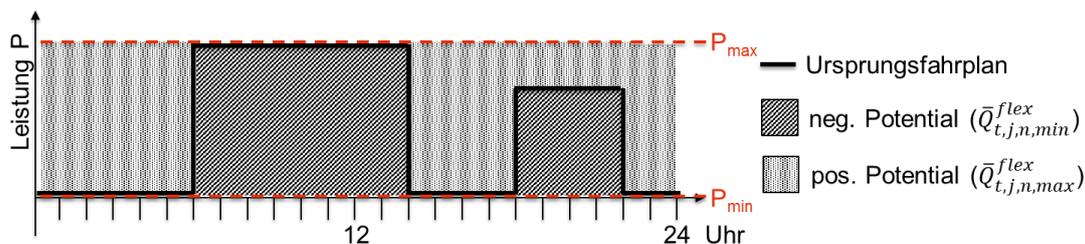


Abbildung 2: Prinzip der Potentialermittlung für ‚Smart Market‘-Anpassungen aus dem Ursprungsfahrplan

Die spezifischen Kosten der Gebote stellen den Mehraufwand durch die Fahrplanabweichung dar (Grenzkostengebot) und müssen bei einer Aktivierung durch den Smart Market finanziell mindestens kompensiert werden. Die drei Hauptkomponenten und die allgemeine Methodik zur Berechnung von Grenzkostengeboten in Smart Markets werden in [10] detailliert vorgestellt und können sowohl für Erzeugungsanlagen als auch für Lasten angewendet werden. Da in der hier vorgestellten Konzeptionierung der Redispatch 2.0 mit dem bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber als Referenz gilt, müssen bei der betriebswirtschaftlichen Ermittlung der Gebotshöhe die Ausgleichenergiekosten nicht berücksichtigt werden. Demnach beruhen die Gebote im Wesentlichen auf Zusatzkosten und Kosten/Erlöse durch den angepassten ‚Smart Market‘-Fahrplan (Formel (6)).

<p>(6) $C_{t,j,n}^{flex} = \begin{cases} C_j^{var} & \text{für } t \in T_{cong} \\ -C_t^{spot} & \text{für } t \notin T_{cong} \end{cases}$</p>	<p>Kostenkomponente der Gebote</p>
--	------------------------------------

Eine Abweichung von den Ursprungsfahrplänen, kann zu Zusatzkosten in Form von Zusatzstarts, Komfort- oder Produktionsverlusten führen. Dies sind spezifische Kosten (€/MWh), die während der netzdienliche Anpassung im Engpasszeitraum anfallen.

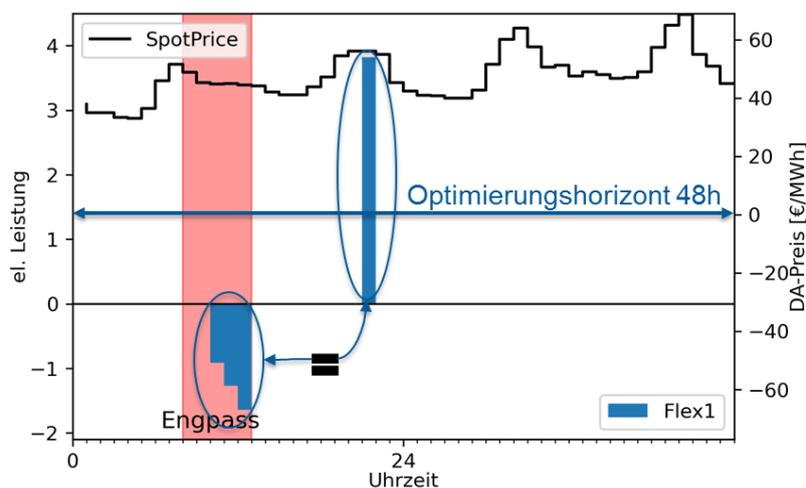


Abbildung 3: Prinzip des energetischen Ausgleichs einer Flexibilitätsoption innerhalb des Optimierungshorizonts

Im Modellbeispiel müssen Fahrplanänderungen, die durch den Zuschlag am Smart Market hervorgerufen werden, von den Marktteilnehmern außerhalb des Engpasszeitraums ausgeglichen werden (vgl. Formel (8) bzw. (9) bzw. (12)) um weitere Zusatzkosten durch Über- oder Unterproduktion von Strom/Wärme/Gas oder Gütern zu vermeiden. Hierfür wird unterstellt, dass die Akteure sich für diesen intertemporalen Energieausgleich an prognostizierten Intraday bzw. DayAhead-Preisen orientieren. Der erwartete Strompreis zum Zeitpunkt der verschobenen Produktion stellt beim Leistungssaldo reduzierten Erlöse dar und kann die Kosten des Gebots senken, während beim Leistungssaldo erhöhen der Nachkauf am

Strommarkt Zusatzkosten darstellt und zu höheren Gebotskosten führt. Das aufgestellte Minimierungsproblem sorgt dafür, dass der Zeitpunkt der nachgeholten Produktion ökonomisch günstig gewählt wird, um die Gebote und damit die Kosten fürs Engpassmanagement möglichst gering zu halten. Als Prognosehorizont für die Strompreise werden 48 Stunden angenommen. Außerhalb des Engpasszeitraums (sowohl davor als auch danach) kann die angepasste Energiemenge im Rahmen der technischen Möglichkeiten frei verschoben werden (siehe Abbildung 3).

Da sich die Gebote aus mehreren Komponenten zusammensetzen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, sind die Gebote eines Marktteilnehmers ex ante nicht bekannt, sondern werden im Modell zusammen mit dem Market-Clearing als durchschnittliche Gebote für die betrachtete Engpasssituation ermittelt. Um diese ex post zu berechnen werden die resultierenden ‚Smart Market‘-Anpassung ($Q_{t,j,n}^{flex}$) während des Engpasszeitraums mit den Zusatzkosten (C_j^{var}) multipliziert und außerhalb des Engpasses mit dem Spotmarkt-Preis (C_t^{spot}) der jeweiligen Stunde. Die Summe aus den stündlichen Kosten wird durch die im Smart Market angepassten Strommenge geteilt um spezifische Gebotskosten in €/MWh zu erhalten (siehe Formel (7) linke Seite). Anhand der bezuschlagten Flexibilitätsoptionen, kann damit für jeden Zeitschritt während des Engpasses nach dem ‚Merit Order‘-Prinzip der ‚Smart Market‘-Preis als Einheitspreis für das Marktgebiet bestimmt werden. Um die Kosteneffizienz gegenüber dem regulatorischen Redispatch 2.0 sicherzustellen, werden die zulässigen Gebote im Smart Market durch die Preisobergrenze in Formel (7) begrenzt. Die Preisobergrenzen werden regulatorisch für jede Wirkungsrichtung festgelegt.

(7)	$\frac{\sum_{t=0}^T (C_{t,j,n}^{flex} * Q_{t,j,n}^{flex})}{\sum_{t_{cong}=0}^{T_{cong}} Q_{t,j,n}^{flex} } < \bar{C}_{max}^{flex}; j \in J, n \in N, t \in T, t_{cong} \in T_{cong}$	Preisobergrenze
-----	---	-----------------

2.2.2 Technologiespezifische Restriktionen

Sowohl für die Aktivität am Smart Market als auch fürs Nachholen/Vorziehen der Produktion unterliegen die Marktteilnehmer technologiespezifischen Restriktionen. Im Modellbeispiel werden folgende drei repräsentative Flexibilitätsoptionen abgebildet: Lastverschiebung, flexible Biogasanlage und PV-Batterie-System.

Lastverschiebung

Da eine Lastverschiebung mit Komfortverlust bzw. Produktionseinschränkungen verbunden ist, wird in [11] die Verwendung einer maximalen Verschiebedauer je Lasttyp als Technologie-Restriktion vorgeschlagen und im ‚Smart Market‘-Modell implementiert. So müssen die angepassten Energiemengen innerhalb der Verschiebedauer ausgeglichen werden (Formel (8)) und können nur am Anfang (A) und Ende (E) des Engpasszeitraum verschoben werden (siehe Abbildung 4).

(8)	$\sum_{t=0}^T Q_{t,Last,n}^{flex} = 0; t \in [t_{cong,A} - \Delta t; t_{cong,A} + \Delta t] \text{ bzw. } [t_{cong,E} - \Delta t; t_{cong,E} + \Delta t]$	Energieausgleich Lastverschiebung
-----	---	--------------------------------------

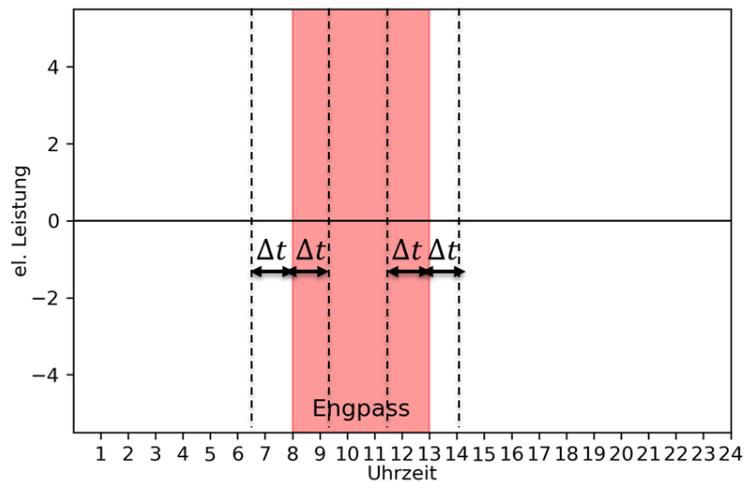


Abbildung 4: Prinzip der Lastverschiebung zur netzdienlichen Anpassung während Engpasszeiten

Flexible Biogasanlagen

Für Biogasanlagen ermöglicht die flexible Stromeinspeisung durch das BHKW ($Q_{t-1,BGA,n}^{origin} + Q_{t-1,BGA,n}^{flex}$) eine netzdienliche Anpassung im Rahmen des Smart Markets. Diese Flexibilität wird jedoch durch den Biogasspeicher beschränkt. Zu jedem Zeitpunkt muss sichergestellt sein, dass der Speicherfüllstand weder die minimale Grenze unterschreitet noch die maximale Grenze überschreitet (Formel (10)). Der Gasspeicher stellt somit über den gesamten Optimierungshorizont eine Restriktion für den Energieausgleich (Formel (9)) dar. Zur Berechnung des Gasspeicherfüllstands werden die Gasproduktionsrate ($Q_{t-1,BGA,n}^{in}$) und die ursprünglich geplante BHKW-Leistung ($Q_{t-1,BGA,n}^{origin}$) zu jedem Zeitpunkt benötigt (Formel (11)). Um die Rückwirkungen der ‚Smart Market‘-Anpassungen auf den jährlich optimierten Ursprungsfahrplan gering zu halten, werden die Gasspeicherfüllstände am Anfang und Ende des Optimierungshorizonts auf den Ursprungswert fixiert.

(9)	$\sum_{t=0}^T Q_{t,BGA,n}^{flex} = 0; t \in T$	Energieausgleich BGA
(10)	$\bar{E}_{BGA,n}^{sto} \leq E_{t,BGA,n}^{sto} \leq E_{BGA,n}^{sto,max}; n \in N, t \in T$	Gasspeicherlimits
(11)	$E_{t,BGA,n}^{sto} = E_{t-1,BGA,n}^{sto} + Q_{t-1,BGA,n}^{in} + Q_{t-1,BGA,n}^{origin} + Q_{t-1,BGA,n}^{flex}$	Gasspeicherfüllstand

PV-Batterie-Systeme

Im PV-Batterie-System stellen das PV-Einspeiseprofil und das Haushaltslastprofil zwei unveränderliche Größen dar, die das verfügbare Potential für Netzdienstleistungen beeinflussen. Fürs Modell werden sie zu einer residualen Last ($Q_{t-1,PSp,n}^{residual}$) zusammengefasst. Die veränderbare Größe stellt die Netzeinspeisung bzw. der Netzbezug ($Q_{t-1,PSp,n}^{netz} - Q_{t-1,PSp,n}^{flex}$) dar. Der Energieausgleich kann über den gesamten Optimierungshorizont erfolgen (Formel (12)). Er wird jedoch über die Batteriespeicherkapazität technisch beschränkt. Denn auch die Batterie kann nur innerhalb ihrer minimalen und maximalen Speichergrenzen betrieben werden (Formel (13)). Der Ladezustand kann für jeden Zeitpunkt über die aktuelle residuale Last und die Bezugs- bzw. Einspeiseleistung zum Stromnetz nach Formel (14) berechnet werden. Auch hier werden die Speicherfüllstände am Anfang und Ende des

Optimierungshorizonts auf den Ursprungswert fixiert um die Rückwirkungen der ‚Smart Market‘-Anpassungen auf den jährlich optimierten Ursprungsfahrplan gering zu halten.

(12)	$\sum_{t=0}^T Q_{t,PSp,n}^{flex} = 0; t \in T$	Energieausgleich PV-Speicher
(13)	$\bar{E}_{PSp,n,min}^{sto} \leq E_{t,PSp,n}^{sto} \leq \bar{E}_{PSp,n,max}^{sto}; n \in N, t \in T$	Batteriespeicherlimits
(14)	$E_{t,PSp,n}^{sto} = E_{t-1,PSp,n}^{sto} + Q_{t-1,PSp,n}^{residual} + Q_{t-1,PSp,n}^{netz} - Q_{t-1,PSp,n}^{flex}$	Batteriespeicherfüllstand

3 Verwendete Daten und Datenaufbereitung

In dem Modellbeispiel wird eine ‚Smart Market‘-Lösung für eine typische Engpasssituation im Szenariojahr 2025 – abgeleitet aus einem mehrstufigen Strommarktmodell - bestimmt. Es wird ein Engpass auf Leitung L3 am 02. März 2025 zwischen 8 und 11 Uhr mit dem Volumen von -47,24 MW je Stunde ausgewählt. Für die Leitung L3 sind die Knoten N1 und N2 fürs Leistungssaldo reduzieren und die Knoten N4 und N7 fürs Erhöhen relevant (siehe Abbildung 1). Tabelle 1 zeigt die Sensitivitäten der relevanten Knoten, die je nach Richtung der Leistungsanpassung zu einem Marktgebiet zusammengefasst werden. Die Referenzknoten mit den Werten „Null“ in Tabelle 1 repräsentieren jeweils den Redispatch für den Bilanzausgleich.

Tabelle 1: PTDF für Engpassleitung L3; links: Leistungssaldo reduzieren; rechts Leistungssaldo erhöhen

Leitung \ Knoten	N1	N2	N4
L3	0,4672	0,2562	0

Leitung \ Knoten	N1	N4	N7
L3	0	-0,4672	-0,4039

Die durchschnittlichen Kosten für negativen und positiven Redispatch zur Berechnung der kalkulatorischen Preise für den Redispatch 2.0 im Bemessungszeitraum 01.10.2021 bis 30.09.2022 werden mit -20,23 bzw. 88,10 €/MWh aus [11] für die Preisobergrenze (\bar{C}_{max}^{flex}) und die Kosten des Bilanzausgleichs ($C_t^{rd,balance}$) herangezogen.

Das ‚Smart Market‘-Modell wird in stündlicher Auflösung aufgestellt. Daher werden alle Input-Zeitreihen in anderer Auflösung auf dieses Zeitintervall vereinheitlicht.

Als repräsentativer Vertreter einer verschiebbaren Last wird die E-Mobilität mit einer Verschiebedauer von 5 Stunden [12] herangezogen. Da Biogasanlagen mit einer doppelten Überbauung (Flexfaktor FF=2) im aktuellen Bestand am häufigsten vertreten sind, steht diese Konfiguration im Modell stellvertretend für flexible Biogasanlagen, wobei ein Gasspeicher mit max. 6 Stunden Stillstandsdauer angenommen wird. Ein typisches PV-Speichersystem im Haushalt wird wie in [13] konfiguriert. Im Modellbeispiel ist jede der Flexibilitätsoptionen an allen vier Knoten vorhanden. Je Technologie wurden normierte Ursprungsfahrpläne erstellt. Für die Biogasanlagen mit FF2 und PV-Batteriespeicher ist die Methodik dazu in [9] bzw. [13] beschrieben. Anhand der installierten Leistungen und Gas- bzw. Batteriespeicherkapazitäten je Technologie und Landkreis können diese auf NUTS3-Ebene skaliert werden um die Potentiale und Speicherlimits zu bestimmen. Für E-Mobilität können die Potentiale für das Szenario 2025 auf NUTS3-Ebene und die Lastverschiebedauer über [14] bestimmt werden. Für die Biogasanlagen mit FF2 und PV-Batteriespeicher werden die installierten Leistungen je Landkreis aus dem Marktstammdatenregister [15] entnommen und anhand des Szenario B2035 aus dem Netzentwicklungsplan 2021 [16] für 2025 interpoliert. Die Landkreise werden

mit den 11 Netzgebieten (siehe Abbildung 1) aus dem Übertragungsnetzmodell verschnitten. So wird jeder Landkreis einem Netzknoten zugeordnet und die lokalen Potentiale auf die Netzknoten aggregiert.

Für die variablen Kosten der Gebote werden pauschale Kosten je Technologie angenommen. Die Kosten für die Lastverschiebung der E-Mobilität werden mit 10 €/MWh [14] angesetzt. Für PV-Batteriespeicher wurde in Anlehnung an Daten aus [14] von 50 €/MWh ausgegangen. Die Berechnung des Zusatzaufwands für Biogasanlagen wird in [10] und [13] ausführlich beschrieben und besteht im Wesentlichen aus den Kosten für einen zusätzlichen Start des BHKW. In diesem Beitrag wird vereinfacht davon ausgegangen, dass durch die ‚Smart Market‘-Aktivität kein zusätzlicher Start notwendig ist. Die variablen Kosten für Biogasanlagen mit FF2 werden somit mit 0 €/MWh angenommen. Die Kosten/Erlöse fürs Vorziehen bzw. Nachholen der ‚Smart Market‘-Anpassungen, als zweite Komponente der Gebote, werden durch die stündlichen Strompreise bestimmt. Vereinfacht wird unterstellt, dass die durchschnittlichen Intraday-Preise je Stunde den DayAhead-Preisen entsprechen. Die zugrundeliegende DayAhead-Strompreiszeitreihe für das Szenariojahr 2025 stammt aus einem fundamentalen Strommarktmodell auf Basis des Wetterjahres 2012 und des Netzentwicklungsplans aus dem Jahr 2019 [17, 18].

4 Ergebnisse

Mit den beiden Modelldurchläufen fürs Leistungssaldo reduzieren und erhöhen kann systemisch gezeigt werden, wie durch Smart Markets das Volumen des regulatorischen Redispatch gesenkt und teilweise sogar vollständig ersetzt werden kann. Die Ergebnisse in Tabelle 2 zeigen, dass fürs Leistungssaldo reduzieren mit den hier beispielhaft ausgewählten Flexibilitätspotentialen der Engpass auf Leitung L3 vollständig durch den Smart Market gelöst werden kann (kein verbleibendes Redispatch-Volumen). Der Bilanzausgleich auf der gegenüberliegenden Seite der Leitung (Leistungssaldo erhöhen) hingegen, kann unter den techno-ökonomischen Restriktionen nur in der letzten Stunde des Engpasses über den Smart Market bereitgestellt werden. In den anderen Stunden muss auf den Redispatch zurückgegriffen werden.

Tabelle 2: Ergebnisse für die beiden Modelldurchläufe: Leistungssaldo reduzieren und erhöhen

Engpass- stunde	Leistungssaldo reduzieren					Leistungssaldo erhöhen				
	SmMa- Volume gesamt [MW]	SmMa- Volume n N1 [MW]	SmMa- Volume n N2 [MW]	Verbl. Redisp atchvol umen [MW]	SmMa- Preis [€/MWh]	SmMa- Volume gesamt [MW]	SmMa- Volume n N4 [MW]	SmMa- Volume n N7 [MW]	Verbl. Redisp atchvol umen [MW]	SmMa- Preis [€/MWh]
1	-127,54	-69,04	-58,50	0	-51,42	0	0	0	-47,24	-
2	-101,12	-101,12	0	0	-51,42	0	0	0	-47,24	-
3	-101,12	-101,12	0	0	-51,42	0	0	0	-47,24	-
4	-119,10	-79,29	-39,81	0	-3,81	101,12	101,12	0	0	48,87

Die Ergebnisse zeigen zudem, dass die ‚Smart Market‘-Preise teils deutlich unter den durchschnittlichen Redispatch-Kosten aus [11] mit -20,23 bzw. 88,10 €/MWh liegen und somit Kosten gegenüber dem regulatorischen Redispatch eingespart werden können.

Am Beispiel fürs Leistungssaldo reduzieren wird in Abbildung 5 gezeigt, wie durch den Smart Market flexible Kapazitäten zur netzdienlichen Fahrplananpassung angereizt werden. Auf Grund der limitierten Verschiebedauer der E-Mobilität kann diese Lastnachfrage nur innerhalb dieses Zeitkorridors vor oder nach dem Engpass verschoben werden. Um die Gebote möglichst niedrig zu halten, wird die Last im Rahmen der technischen Restriktionen in Stunden mit hohen Spot-Markt-Preisen verschoben. Diese ökonomische Effizienz ist auch bei den anderen betrachteten Technologien PV-Speicher und Biogasanlage zu beobachten. Jedoch haben PV-Speicher und Biogasanlagen auf Grund anderer technischer Restriktionen (siehe Abschnitt 2.2.2) die Möglichkeit ihre Netzeinspeisung bzw. -bezug über einen längeren Zeitraum zu verschieben. Im Modellbeispiel ist eine Verschiebung von 28 Stunden (BGAs) bzw. 30 Stunden (PV-Speicher) zu erkennen.

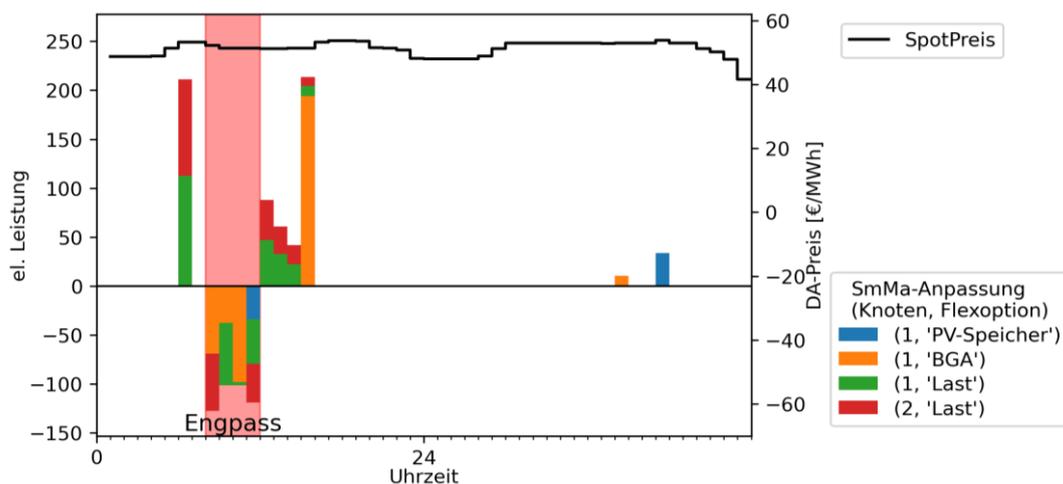


Abbildung 5: Fahrplananpassungen verschiedener Flexibilitätsoptionen durch einen Smart Market, Beispiel Leistungssaldo reduzieren

Auf der Seite des Leistungssaldo erhöhen, ist die Leistungsanpassung des aggregierten Flexibilitätspotentials der Biogasanlagen mit FF2 an Knoten 4 in der letzten Stunde des Engpasses ausreichend um den Engpass in dieser Stunde zu lösen. Dies wird zu Zeiten niedriger Spot-Markt-Preise ausgeglichen, um auch hier die Gebote möglichst gering zu halten (siehe Abbildung 6 im Anhang).

Die Modellergebnisse zeigen, dass auf beiden Seiten des Engpasses die Flexibilitätspotentiale an den Knoten mit höherer Sensitivität auf die Engpassleitung (siehe Tabelle 1) bevorzugt für die Marktlösung herangezogen werden, die nach Formel (4) und (1) zu geringeren ‚Smart Market‘-Kosten führen.

5 Ausblick

Um die deutschlandweiten Effekte einer Integration von Smart Markets in das Engpassmanagement zu untersuchen, werden im ‚Smart Market‘-Modell weitere Flexibilitätsoptionen mit ihren lokalen Potentialen implementiert und der Datensatz des Übertragungsnetzes auf 317 Knoten erweitert. Zusätzlich werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt und für verschiedene Szenarien ‚Smart Market‘-Lösungen berechnet um die Kostenreduktion gegenüber dem Redispatch 2.0, die Integration zusätzlicher erneuerbarer Strommengen bei gleichbleibendem Netzausbau sowie regional differenzierte Investitionsanreize für kleinere Flexibilitäten quantifizieren zu können.

6 Literatur

- [1] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer und B. Tersteegen, „Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany: Conclusions from the project "Beschaffung von Redispatch"“, 7. Okt. 2019.
- [2] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit: Bericht für das Jahr 2020“, 2021.
- [3] *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz: NABEG*, 2021.
- [4] (Keine Angabe), *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*, 2019.
- [5] J. Nysten und J. Hilpert, „Markt oder kein Markt? – Das Konzept des Redispatch 2.0 auf dem Prüfstand des EU-Rechts“, *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ)*, Nr. 10, 351 ff, 2021.
- [6] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG*, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf
- [7] BDEW, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, Berlin, 10. Feb. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf.
- [8] Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Studie im Auftrag von Agora Energiewende“. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap, März 2017.
- [9] T. Mast, B. Hümmer und U. Holzhammer, „Erlöspotential für Biogasanlagen an Smart Markets“ in *Tagungsband Zukünftige Stromnetze*, Conexio GmbH, Hg., 2021, S. 224–245.
- [10] B. Hümmer, T. Mast, M. Koller und U. Holzhammer, „Smart Markets in Southern Germany: Key factors for profits of biogas plants“ in *17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Stockholm, Sweden, 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.
- [11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, *Redispatch: Kalkulatorische Preise - Veröffentlichung*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>.
- [12] W. Heitkoetter, B. U. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert, „Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset“, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://arxiv.org/pdf/2009.05122>.
- [13] B. Hümmer, T. Mast, U. Holzhammer und G. Vogler, „Biogasanlagen als Aktuer am SmartMarket - zusätzliches Erlöspotential heben: Gemeinsamer Abschlussbericht“, [noch nicht veröffentlicht].
- [14] W. Heitkoetter, B. U. Schyska und D. Schmidt, *dsmlib - region4FLEX example (Supplementary Material for the manuscript: Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset)*, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://zenodo.org/record/3988921#.YEiVA-cxm70>
- [15] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (Zugriff am: 26. April 2021).

- [16] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf: Zahlen, Daten, Fakten“, 2021. Zugriff am: 3. Mai 2021.
- [17] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse, „SCOPE: Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems“, Kassel, 2016.
- [18] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW, Hg., „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 2019. Zugriff am: 31. Januar 2020.

7 Anhang

Tabelle 3: Durchschnittliche Gebote der Flexibilitätsoptionen im Modellbeispiel

Leistungssaldo reduzieren			Leistungssaldo erhöhen		
Knoten	Flexoption	Ø Gebot	Knoten	Flexoption	Ø Gebot
1	Last	-63,01 €/MWh	4	BGA	48,87 €/MWh
1	BGA	-51,42 €/MWh			
1	PV-Speicher	-3,81 €/MWh			
2	Last	-63,01 €/MWh			

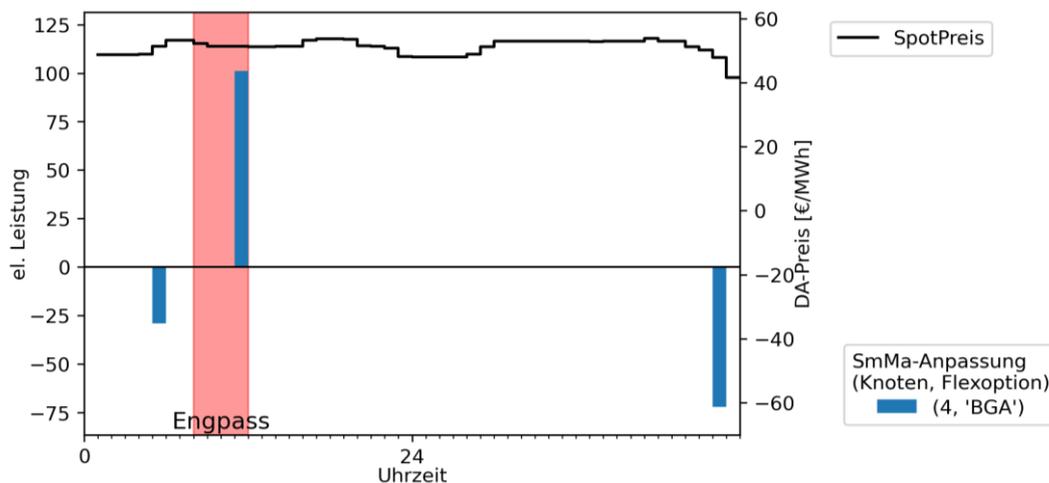


Abbildung 6: Fahrplananpassungen verschiedener Flexibilitätsoptionen durch einen Smart Market, Beispiel Leistungssaldo erhöhen