

## Projektbroschüre



### Biogasanlagen am Smart Market

#### Kurzfassung:

*Aktuell führen hohe temporäre Einspeiseleistungen durch fluktuierende, erneuerbare Energiequellen (Wind+PV) und unflexible meist konventionelle Erzeugungsanlagen zu lokalen Überlastungen des Stromnetzes. Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem wird sich die Problematik von Netzengpässen aufgrund von sehr starken EE-Ausbau und schleppenden Netzausbau noch verschärfen. Aktuell wird diesen Netzengpässen durch regulatorische Eingriffe der Netzbetreiber z. B. in den Anlagenbetrieb der Stromproduzenten begegnet. Diese regulatorischen Eingriffe sind mit hohen Kosten verbunden.*

*Im Forschungsprojekt **SmartBio** wurde ein marktbasierter Ansatz zur Engpassbehebung und dessen Wirkung auf Biogasanlagen erforscht. In sogenannten Smart Markets stehen flexible Kapazitäten (u.a. Biogasanlagen) im lokalen Wettbewerb um eine kostenoptimale Engpassbewirtschaftung. Hierdurch soll eine Kosten- und CO<sub>2</sub>-Reduktion im Vergleich zum aktuellen, rein kostenbasierten, Engpassmanagement erzielt werden. Eine wichtige Rolle hierbei können Biogasanlagen spielen, da sie ihre Produktion netzdienlich anpassen können. Smart Markets stellen für Biogasanlagen eine neue Möglichkeit dar Zusatzerlöse zu erwirtschaften. Die einfache Integration der marktbasierter Engpassbewirtschaftung in bestehende Geschäftsmodelle, Nutzung vorhandener IT-Infrastruktur für die Marktteilnahme und vorhandene Erfahrungen als Strommarktteilnehmer stellen hervorragende Voraussetzungen für Biogasanlagen als Smart Market Akteure dar.*



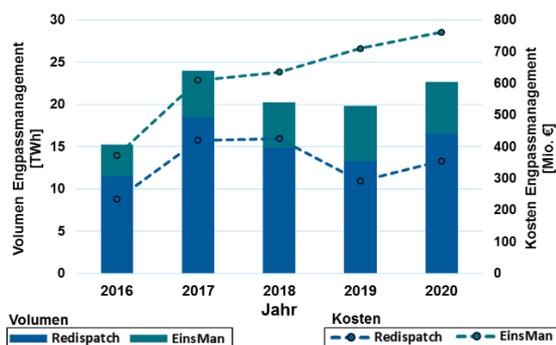
## Engpassmanagement gestern und heute

### Engpässe im deutschen Stromnetz

Da der Ausbau fluktuierender, erneuerbarer Energien (Wind+PV) schneller voranschreitet als der Netzausbau, können temporäre Leistungsspitzen teilweise nicht durchs Stromnetz transportiert werden. Im Übertragungsnetz treten somit vermehrt Engpässe auf. Ein typisches Beispiel hierfür ist die Überlastung von Nord-Süd-Leitungen, wenn Windstrom aus dem Norden nicht in die Verbrauchszentren im Süden geleitet werden kann. Zusätzlich treten auch solargetriebene Engpässe an Verknüpfungspunkten zwischen Verteil- und Übertragungsnetz auf, wenn der in den unteren Netzebenen anfallende Solarstrom nicht durch das übergelagerte Netz abtransportiert werden kann. Zur Lösung der Engpässe muss vor dem Engpass das Leistungssaldo reduziert und nach dem Engpass das Leistungssaldo erhöht werden, um die Versorgung sicher zu stellen.

### Engpassmanagement

In erster Linie wurden vom Netzbetreiber konventionelle Kraftwerke mit Leistungen >10 MW im sogenannten Redispatch für die Engpassbewirtschaftung zum Hoch- und Herunterregeln eingesetzt. Reichten die vorhandenen Kapazitäten nicht aus, so wurden auch EE- und KWK-Anlagen >100 kW beim Einsenken abgeschaltet (EinsMan). Die entstehenden Kosten für diese Maßnahmen wurden und werden über die Netzentgelte auf den Strom-Endkunden umgelegt. Sowohl das Volumen an Engpassmanagement als auch die Kosten bewegen sich in den letzten Jahren auf einem hohen Niveau (2020: ca. 1,1 Mrd. €).



Kosten und Volumen des Engpassmanagement in Deutschland (Eigene Darstellung nach Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit: Gesamtes Jahr 2020, Bundesnetzagentur, 2021)

### Redispatch 2.0

Zum 1. Oktober 2021 trat unter dem Namen Redispatch 2.0 ein reformiertes Engpassregime in Kraft. Damit werden nun alle Erzeugungsanlagen und Speicher >100 kW, sowie fernsteuerbare Anlagen <100 kW, zu einem einheitlichen Engpassmanagement-Verfahren zusammengefasst. Der Einspeisevorrang von KWK- und EE-Anlagen wird über sogenannte Mindestfaktoren beim Herunterfahren sichergestellt. Mit der Neuregelung übernimmt der Netzbetreiber den bilanziellen Ausgleich für diese Anlagen, wodurch das bisherige finanzielle Risiko beim Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter deutlich reduziert wird. Mit der Zusammenführung des Einspeisemanagements und des Redispatch soll eine Reduktion der Kosten beim Engpassmanagement erreicht werden. Es ist zu erwarten, dass Biogasanlagen mit dem RD 2.0 regelmäßiger in das Engpassmanagement mit einbezogen werden, als in der Vergangenheit.

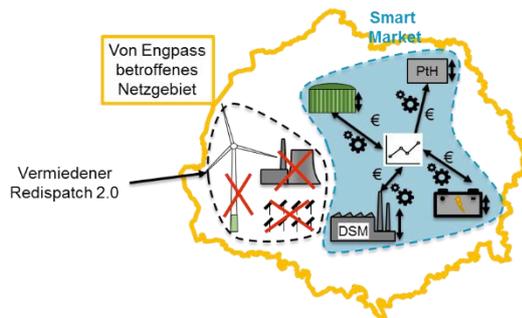
### Was bleibt?

Auch mit der Einführung des Redispatch 2.0 sind betroffenen Anlagentypen und Leistungsklassen nach wie vor zur Beteiligung am Engpassmanagement verpflichtet. Die regulatorischen Anweisungen zur Leistungsanpassung durch den Netzbetreiber werden weiterhin nach dem Kostendeckungsprinzip entschädigt, wodurch die betroffenen Anlagen keine Zusatzerlöse erwirtschaften können und gleichzeitig Eingriffe in ihre Betriebsabläufe akzeptieren müssen.

Mittelfristig muss Deutschland die europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung umsetzen, die seit Januar 2020 in Kraft ist. Darin wird Zugang für alle Erzeuger, Speicher und Lasten (ohne Mindestleistung) und marktbasierter Mechanismen für den Redispatch gefordert. Die Ausnahmeregelung, auf die sich Deutschland aktuell bezieht, stellt keine dauerhafte Lösung dar. Daher wurde im von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. geförderten Forschungsprojekt SmartBio (FKZ: 22405116) die mögliche Rolle von flexiblen Biogasanlagen in einem marktbasiereten Engpassmanagementregime erforscht.

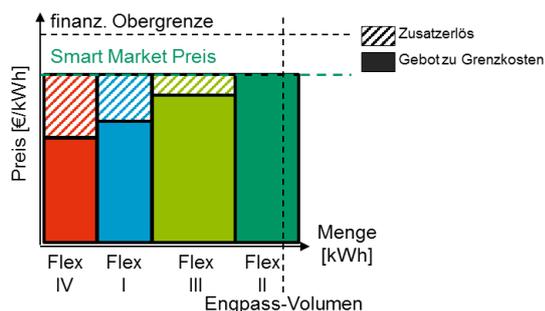
## Smart Markets & mögliche Marktteilnehmer

### Definition von Smart Markets



Schema ‚Smart Market‘-Ansatz

Der ‚Smart Market‘-Ansatz stellt eine mögliche Ergänzung des kostenbasierten Redispatch 2.0 um ein marktbasierendes Element dar. Mit dem Redispatch 2.0 als Referenzprozess ergibt sich ein Bedarf negativer und positiver Leistungsanpassung zur Behebung von Netzengpässen, der über diese neuen Märkte bereitgestellt werden könnte. Der lokale Bedarf an Leistungsanpassung wird aus den Engpässen im Stromnetz abgeleitet. Über diese Einschalt-signale wären Smart Markets zeitlich und räumlich auf Gebiete mit Netzengpässen begrenzt. Regionale Flexibilitätsoptionen konkurrieren an den Smart Markets um die Teilnahme an der Engpassbehebung, indem sie eine netzdienliche Leistungsanpassung bepreisen und am Smart Market anbieten.



‚Pay-as-cleared‘-Prinzip

Die Kosten für den Redispatch 2.0 dienen im Smart Market als Preisobergrenze für die Gebote um die Kosteneffizienz sicher zu stellen. Die Vergütung erfolgt über das pay-as-cleared Marktträumungsprinzip. Das heißt, die Gebote werden aufsteigend sortiert (Merit Order). Ist das anfallende Engpassvolumen abgedeckt oder wird die

Preisobergrenze überschritten, so setzt das letztgezogene Gebot den Preis für alle bezuschlagten Gebote fest. Durch diesen Einheitspreis, der zum Teil deutlich über den individuellen Geboten liegen kann, haben die Marktteilnehmer die Chance Zusatz Erlöse am Smart Market zu erzielen.

Smart Markets würden sich im zeitlichen Ablauf der Engpassbewirtschaftung zwischen dem Day-Ahead-Abschluss und dem Redispatch 2.0 eingliedern. Der Redispatch 2.0 bliebe somit als Rückfalloption erhalten, falls über den Smart Market nicht das gesamte Engpassvolumen abgedeckt werden kann.

### Ziele von Smart Markets

Mit dem Smart Market Ansatz wird das Ziel verfolgt das Redispatch 2.0-Volumen (v.a. EE-Abregelung) sowie die Kosten der Engpassbewirtschaftung in Summe zu reduzieren und gleichzeitig zusätzliche Erlöse für flexible Kapazitäten zu generieren. Besonders relevant ist die Chance auf Zusatz Erlöse für Biogasanlagen, die auf die EEG-Förderungen angewiesen sind und in der Post-EEG-Phase mit einer sinkenden Förderintensität rechnen müssen.

### Marktteilnehmer am Smart Market

Im Forschungsprojekt SmartBio fokussierten sich die Smart Markets auf Akteure im Verteilnetz. Als mögliche Marktteilnehmer wurden hier regelbare EE-Anlagen (v.a. Biogas), verschiebbare Lasten und stationäre Speicher betrachtet. Durch einen diskriminierungsfreien Zugang (ohne festgelegte Anlagentypen und Mindestleistung) integriert dieser Ansatz bisher ungenutzte Flexibilitätspotentiale in das Engpassmanagement. Die Akteure müssen dabei nicht selbst an diesen neuen Märkten aktiv sein, sondern können über Aggregatoren/Dienstleister ihre Flexibilität am Smart Market vermarkten. Grundvoraussetzung ist hierfür eine Fernsteuerbarkeit der Anlagen durch die Aggregatoren. Die Teilnahme an Smart Marktes ist freiwillig und die abgegebenen Gebote können frei von regulatorischen Vorgaben abgegeben werden.

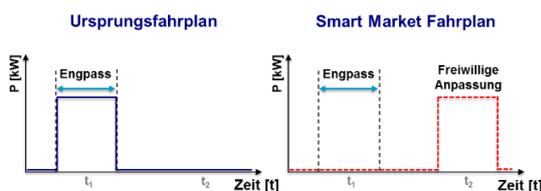
## Biogasanlagen als Akteur in Smart Markets

### Wirkung von Smart Markets auf BGA-Betriebsweise

Die Teilnahme an einem Smart Market stellt für Biogasanlagen primär eine weitere Vermarktungsoption der produzierten Strommengen und damit ein weiteres Geschäftsmodell dar. Die Aktivität am Smart Market kann von Direktvermarktern als Aggregatoren übernommen werden, da diese Erfahrungen in der Teilnahme an Strom- und Regelleistungsmärkten haben und über Fernsteuereinrichtungen bereits auf die Anlagensteuerung zugreifen können.

Da Smart Markets lokal und temporär auf Netzengpasssituationen begrenzt sind, ist die Verfügbarkeit der Biogasanlagen zu Netzengpasszeiten eine wichtige Voraussetzung. Die Verfügbarkeit für den Smart Market wird aus den Ursprungsfahrplänen der Anlagen abgeleitet, welche sich je nach Betriebsstrategie beispielsweise an Day-Ahead-/Intraday-Strommarkt, Regelenergiemarkt oder lokaler Wärmenachfrage ausrichten. Je nach Standort der BGA (vor oder hinter dem Netzengpass), kann ein Bedarf zur Reduktion oder Erhöhung der Einspeiseleistung erforderlich sein. D.h. für die Reduktion muss im Ursprungsfahrplan ein geplanter Betrieb zu Engpasszeiten vorliegen. Umgekehrt muss der Ursprungsfahrplan für Biogasanlagen nach einem Engpass eine Erhöhung der Erzeugungsleistung zu Engpasszeiten zulassen, um am Smart Market aktiv zu werden. In beiden Fällen muss die Leistungsanpassung während des Smart Markets nach der Engpasssituation in entgegengesetzter Richtung ausgeglichen werden. Durch diesen Ausgleich bleibt der Anspruch auf Förderinstrumente wie z.B. die Flexprämie unverändert.

Beispiel Biogasanlage: Leistungssaldo reduzieren



Schema Leistungsanpassung im Smart Market

Der Ausgleich der Smart Market Anpassungen kann für den aktuellen Tag am Intraday-Markt oder an Folgetagen am Day-Ahead-Markt erfolgen.

### Technisches Potential von Biogasanlagen

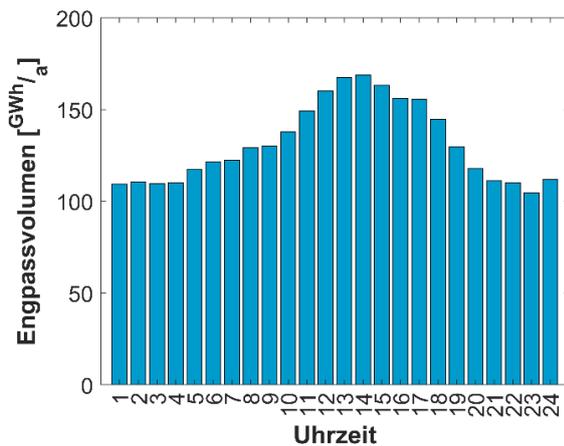
Von den nach Marktstammdatenregister aktuell über 10.600 Biogasanlagen in Deutschland sind ca. 80 % der Anlagen in der geförderten Direktvermarktung. Ungefähr 50 % dieser Anlagen nimmt die Flexprämie in Anspruch, mit steigender Tendenz. Somit weist ein immer stärker wachsender Teil des Anlagenbestandes die technische Voraussetzung auf, den Strom bedarfsorientiert zu produzieren. Über Direktvermarkter werden diese Anlagen bereits gebündelt und können auf Preissignale aus dem Strommarkt sowie Regelenergiemarkt reagieren. Der Direktvermarkter verfügt hierfür bereits über einen Fernsteuerzugriff auf die Anlage. Dadurch ist die für die Teilnahme am Smart Market notwendige IT-Infrastruktur und Anlagentechnik (z.B. ausreichender Gasspeicher) bei vielen Biogasanlagen bereits vorhanden. Zusatzerlöse am Smart Market können somit direkt die gesamtwirtschaftliche Situation von Biogasanlagen verbessern, da für eine Marktteilnahme häufig keine neuen Investitionen getätigt werden müssten.

Aufgrund der langjährigen Erfahrung am Strommarkt (und Regelenergiemarkt) und der vorhandenen technischen Ausstattung stellt der aktuelle Bestand an Biogasanlagen ein bereits vorhandenes, erneuerbares Flexibilitätspotential dar, welches sich einfach durch den ‚Smart Market‘-Ansatz in die marktbasierende Engpassbewirtschaftung integrieren lässt.

## Einflussfaktoren auf Zusatzerlöse von Biogasanlagen

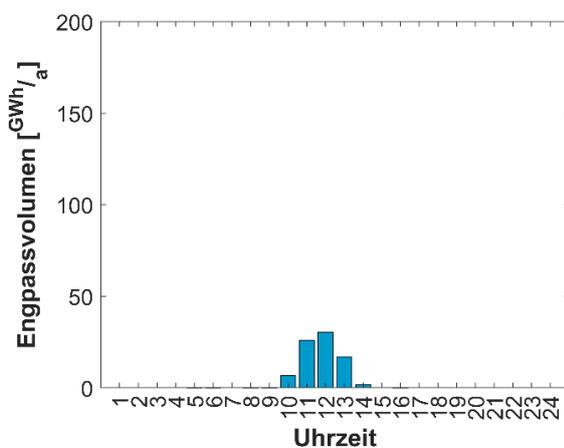
### Engpasscharakteristik

Im Rahmen von SmartBio wurde Nord-Süd-Engpässen für das Jahr 2025 eine starke Korrelation zur Windeinspeisung in Norddeutschland unterstellt. Der dadurch hervorgerufene Bedarf an Leistungsreduktion im Norden und Leistungserhöhung im Süden lässt sich durch ein hohes Engpassvolumen charakterisieren. Engpässe können hier quasi zu jeder Tageszeit auftreten und mehrere Stunden bis Tage andauern.



Charakteristik windgeprägter Nord-Süd-Engpässe

Zusätzlich wurden Engpässe in Süddeutschland für das Szenariojahr 2025 modelliert, die durch hohe Solareinspeisung verursacht werden. Hier konzentriert sich das Engpassvolumen, welches sich auf deutlich geringerem Niveau befindet, auf die Mittagszeit. Engpässe dauern nicht länger als sechs Stunden an.



Charakteristik solargeprägter Engpässe Süddeutschland

### Flexibilität des Anlagenkonzeptes

Die Verfügbarkeit von Biogasanlagen hängt stark vom Anlagenkonzept (Überbauungsgrad & Gasspeichergroße) im Zusammenspiel mit der Engpasscharakteristik ab. Je flexibler ein BGA-Anlagenkonzept ist, desto besser kann die Stromproduktion in Zeiten mit niedrigen Strompreisen umgangen werden. Sehr flexible Biogasanlagen umfahren daher die solargetriebenen Engpässe in Süddeutschland vollständig im Ursprungsfahrplan und könnten nicht zur Engpassbehebung im Smart Market Ansatz beitragen. Sie tragen dadurch aber auch nicht zur Engpasssituation bei.

Bei der Bewirtschaftung der modellierten, längeren Nord-Süd-Engpässe können im Szenariojahr 2025 auch flexiblere Anlagenkonzepte über den Smart Market einen Beitrag leisten. Aufgrund des hohen Volumens und der tendenziell regelmäßigeren und längeren Engpasssituationen können hier Biogasanlagen deutlich häufiger an Smart Markets aktiv sein. Die Teilnahmedauer ist dabei durch den Gasspeicherfüllstand der Biogasanlagen zu Engpasszeiten beschränkt. Aufgrund der zum Teil hohen regionalen, installierten Leistung können bei erfolgreicher Marktteilnahme große Energiemengen zur Engpassbewirtschaftung durch Biogasanlagen bereitgestellt werden.

### Konkurrenz am Smart Market

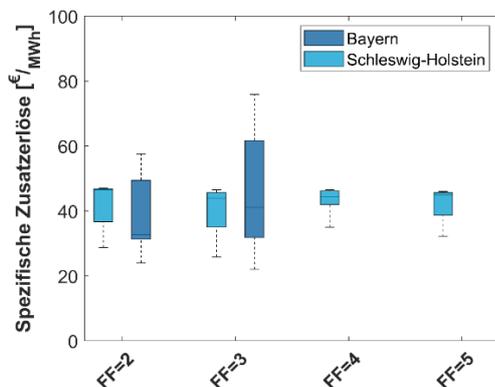
Biogasanlagen konkurrieren laut der Projektergebnisse am Smart Market hauptsächlich mit Technologien aus dem Haushalts- sowie dem GHD-Sektor und mit der E-Mobilität. Für Signale zum „Leistungssaldo reduzieren“ vor einem Engpass unterbieten Biogasanlagen im Rahmen der SmartBio-Modellierung einen Großteil der konkurrierenden Gebote (z.T. deutlich). Dies erhöht die Chance auf Zusatzerlöse. Bei Signalen zum „Leistungssaldo erhöhen“ nach einem Engpass sind die Gebote flexibler Lasten häufig auf ähnlichem Niveau wie die Gebote der Biogasanlagen. Insgesamt sind die Gebote deutlich näher an der Gebotsobergrenze. Die Chance auf Zusatzerlöse ist dementsprechend geringer.

## Beitrag von Biogasanlagen an Smart Markets auf Akteurs- und Systemebene

### Akteursebene (Biogasanlagen)

Die Modellergebnisse im Forschungsprojekt SmartBio zeigen, dass Biogasanlagen sowohl beim „Leistungssaldo reduzieren“ als auch beim „Leistungssaldo erhöhen am Smart Market aktiv sind und somit ein Beitrag zur Engpassbehebung leisten und dabei Zusatzerlöse erwirtschaften können.

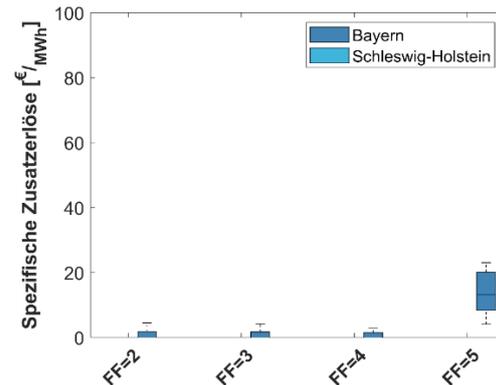
Besonders gute Chance auf Zusatzerlöse haben Biogasanlagen beim Signal „Leistungssaldo reduzieren“. Hier bewegen sich die errechneten spezifischen Erlöspotentiale am Smart Market zwischen 22 und 76 € pro MWh bewirtschaftetes Engpassvolumen. Teilnahme am Smart Market führt zu einer Steigerung der jährlichen Stromerlöse zwischen 0 und ca. 40 %, wobei vor allem Biogasanlagen in norddeutschen Regionen mit regelmäßigen Engpässen stark profitieren. Bei verstärkten EE-Ausbau in Süddeutschland und einer deutlichen Verschärfung der solargeprägten Engpässe, könnten relevante Zusatzerlöse auch für das Einsenken in Süddeutschland möglich werden.



Spezifische Zusatzerlöse der untersuchten BGAs beim Einsenken

Beim „Leistungssaldo erhöhen“ nach dem Engpass ergibt sich für Biogasanlagen aufgrund der Konkurrenzsituation am Smart Market ein eingeschränktes Potential für Zusatzerlöse. Auch durch mögliche Verschärfungen von Engpasssituationen in der Zukunft sind keine relevanten Steigerungen des Erlöspotentials zu erwarten. Die theoretischen, spezifischen Zusatzerlöse liegen unter den in SmartBio angenommenen Rahmenbedingungen zwischen 0 und

23 € pro MWh bewirtschaftetes Engpassvolumen. Für Biogasanlagen in Süddeutschland ergibt sich eine jährliche Steigerung der Stromerlöse von unter 3 %. Durch das festgelegte Marktdesign ist eine finanzielle Schlechterstellung der Biogasanlage durch die Teilnahme an Smart Markets ausgeschlossen.



Spezifische Zusatzerlöse der untersuchten BGAs beim Hochfahren

### Systemebene

Biogasanlagen stellen ein vorhandenes Flexibilitätspotential dar. Dieses ermöglicht eine schnelle Integration großer Leistungen in Smart Markets. Projektergebnisse zeigen, dass für Nord-Süd-Engpässe der Bedarf an negativer Leistungsanpassung in Norddeutschland um ca. 8 % (ca. 7 % durch BGAs) und der Bedarf an positiver Leistungsanpassung in Süddeutschland um 29 % (ca. 3 % durch BGAs) über den Smart Market reduziert werden kann. Bei solargetriebenen Engpässen im süddeutschen Verteilnetz konnten Smart Markets 26 % (ca. 14 % durch BGAs) des Engpassvolumen abdecken.

Die stärkere Integration von Biogasanlagen in das Engpassmanagement führt zu CO<sub>2</sub>-Einsparungen im deutschen Energiesystem im Vergleich zum aktuellen Redispatch 2.0. Zum einen wird die Abregelung klimaneutraler Strommengen (Wind+PV) reduziert, die nicht gespeichert oder zeitlich verschoben werden können. Zum anderen wird beim „Leistungssaldo erhöhen“ das Hochfahren fossiler Großkraftwerke teilweise durch CO<sub>2</sub>-arme Biogasanlagen ersetzt.

## Impressum

### Herausgeber:

Technische Hochschule Ingolstadt (THI)

Esplanade 10  
85049 Ingolstadt

info@thi.de

### Autorinnen und Autoren:

Benedikt Hümmer (THI)

Tanja Mast (THI)

Uwe Holzhammer (THI)

Gilbert Vogler (SWRO)

### Bildnachweis:

Wenn nicht anders am Bild verzeichnet, liegen die Bildrechte bei den Herausgebenden.

### Förderung:

Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft

Förderkennzeichen: 22405116



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Ingolstadt, Dezember 2021

