

# Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement

Jonas Höckner, Simon Voswinkel, Christoph Weber, Nikolaus Kramer, Maximilian Rinck, Steffen Hofer, Stefan Börries und André Herrmann

Der massive Zubau erneuerbarer Energieanlagen hat in den letzten Jahren zu einem starken Anstieg der Kosten des Engpassmanagements geführt. Die ambitionierten Ausbauziele der Erneuerbaren und neue Grundsätze der Netzplanung (Spitzenkappung) machen ein effizientes Engpassmanagement in Zukunft zwingend notwendig. Einen marktbasierter Ansatz stellen „Smart Markets“ dar, die aktuell in verschiedenen Schaufenstern des SINTEG-Förderprogramms erprobt werden. In diesem Artikel wird die Funktionsweise des börsengestützten Flexibilitätsmarktes aus dem Projekt enera vorgestellt. Auch wird aufgezeigt, mit welchen Maßnahmen dabei strategisches Verhalten, insbesondere das sog. Inc-Dec-Gaming wie in Hirth et al. (06/2019) dargestellt, verhindert werden kann.

Die Energiewende verursacht große Veränderungen im Energiemarkt. Neben dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie empfiehlt die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung den Ausstieg aus der Kohle bis zum Jahr 2038 [1]. Diese Entscheidungen erfordern in Deutschland eine rasante Transformation zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden, stärker dezentralen Energiesystem. Die Entwicklung geht einher mit einer Verlagerung der Erzeugung in die Verteilnetze sowie dem Aufkommen neuer, flexibler Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Sie stellt somit sowohl Verteil- als auch Übertragungsnetzbetreiber vor große Herausforderungen bei der Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung.

## Herausforderungen in den Energienetzen

Auf der Übertragungsebene liegen die Herausforderungen vor allem in der Stabilisierung der gesamten Versorgung und der Integration der stark steigenden erneuerbaren Erzeugungsleistungen in den europäischen Gesamtverbund. Als wirksames Instrument des Netzengpassmanagements nutzen Übertragungsnetzbetreiber u.a. Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung und Stabilität der Netze. Hierzu passen diese insbesondere die Fahrpläne von Großkraftwerken an, d.h. die Erzeugung wird vor dem Engpass gesenkt und hinter dem Engpass entsprechend erhöht. Diese Eingriffe erfolgen vornehmlich im Nord-Süd-Transport des im Norden erzeugten Windstroms in die Verbrauchszentren im Süden.

Mit der Abschaltung vieler Großkraftwerke und der Verlagerung der Erzeugungsleistung in das Verteilnetz kommt dezentralen Flexibilitätsoptionen als Teil des Engpassmanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber in Zukunft eine steigende Bedeutung zu. Durch die Entwicklung kommt es immer häufiger auch zu Engpässen im Verteilnetz. Zusammen mit den neuen Grundsätzen der Netzplanung (Spitzenkappung) steigt auch für den Verteilnetzbetreiber die Bedeutung eines effizienten Engpassmanagements. Folglich müssen sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreiber dazu befähigt werden, vergleichbares Flexibilitätspotenzial auf nachgelagerten Spannungsebenen zu identifizieren, zu bewerten und dieses dann als Teil des Engpassmanagements nutzen zu können.

## Redispatch nach NABEG 2.0

Ein erster Schritt in diese Richtung ist mit der Verabschiedung des NABEG im April 2019 erfolgt, wodurch das Engpassmanagement ab Oktober 2021 neu geordnet wird [2]. Durch das Gesetz sollen unter anderem die Energiemengen und die damit verbundenen Kosten des Engpassmanagements reduziert werden. Hierzu wird das Einspeisemanagement der Erneuerbaren (nach § 14 EEG i.V.m. § 13 (2) EnWG) in den planwertbasierten Redispatch (nach § 13 (1) EnWG) integriert. Daraus folgt, dass künftig alle Einspeiser mit einer Leistung >100 kW Teil des planwertbasierten Engpassmanagements werden. Für die Netzbetreiber ergeben sich hieraus neue Aufgaben. Einerseits erhöht sich die Anzahl der am Redispatch beteiligten Anlagen sowie der im Prozess involvierten Netzbetreiber

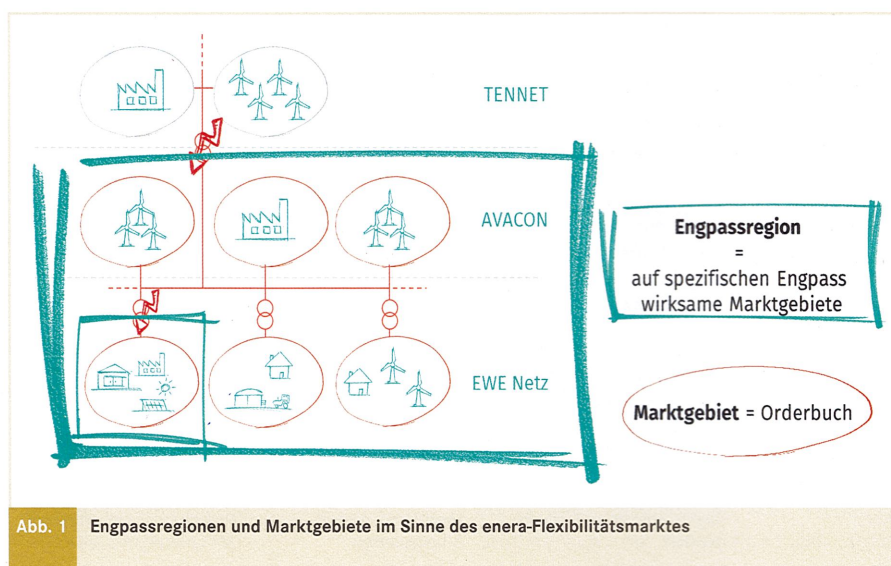


Abb. 1 Engpassregionen und Marktgebiete im Sinne des enera-Flexibilitätsmarktes



signifikant. Für die meisten Verteilnetzbetreiber besteht darüber hinaus erstmals überhaupt die Möglichkeit, ein planwertbasiertes Engpassmanagement selbstständig zur Engpassbehebung durchzuführen (vgl. [3]).

## EU setzt auf marktbasierendes Netzengpassmanagement

Um auch Lasten, Speicher und Kleinanlagen in den Redispatch-Prozess zu integrieren, werden in Deutschland, u.a. im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms, aktuell verschiedene Konzepte für Märkte und Plattformen für lokale Flexibilität konzipiert und erprobt. Vorrangig kommen hier marktbasierende Ansätze zur Beschaffung von Redispatch- bzw. Flexibilitätspotenzialen zum Einsatz, wie sie als Teil des „Clean Energy Package“ durch die EU als Norm vorgegeben werden [4]. Im Schaufensterprojekt enera ist dabei in Kooperation mit der EPEX Spot ein börsengestützter Flexibilitätsmarkt implementiert worden. Der enera-Flexibilitätsmarkt soll als Teil des SINTEG-Förderprogramms zeigen, dass Flexibilitätsmärkte einen Beitrag zu einem effizienten Netzengpassmanagement leisten können. Auf dem Flexibilitätsmarkt agieren die Netzbetreiber als Käufer von regionaler Flexibilität, die gezielt zur Behebung von prognostizierten Engpässen beitragen kann.

## Funktionsweise des enera-Flexibilitätsmarktes

Der in enera entwickelte und zunächst für eine Modellregion im Nordwesten Deutschlands implementierte Markt wurde in die Handelssysteme der EPEX Spot integriert, um sowohl den technischen Implementierungsaufwand als auch die Eintrittsbarrieren für Händler möglichst gering zu halten. Er orientiert sich am bestehenden Marktdesign und greift auf das im Intraday-Handel verwendete System zurück. Der Markt erlaubt daher den kontinuierlichen Handel mit Produkten auf stündlicher oder viertelstündlicher Basis. Die Handelsteilnehmer stellen kontinuierlich Gebote in die Orderbücher ein. Nachfrageseitig werden dabei ausschließlich die Netzbetreiber aktiv, während auf der Angebotsseite verschiedene Akteure Flexibilitätspotenziale bündeln und einzeln oder aggregiert vermarkten

können. Aktuell sind bereits sechs Flexibilitätsvermarkter am enera-Markt zertifiziert. Insgesamt umfasst das Flexibilitätsangebot somit über 150 dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten Einspeiseleistung von über 200 MW, die Einbindung großer Verbraucher mit einer maximalen Entnahmeleistung von knapp 50 MW wird derzeit realisiert.

Treffen sich Angebot von und Nachfrage nach Flexibilität bzgl. Volumen und Preis, kommt ein Handelsgeschäft zustande, das per „trade confirmation“ an die beteiligten Marktteilnehmer kommuniziert wird. Die Definition der Produkte selbst geschieht unabhängig von der Handelsinfrastruktur. Während im Großhandelsmarkt die Lieferung von 1 MW regelzonenscharf über ein (viertel-)stündliches Zeitintervall gehandelt wird, so erfolgt der Handel im enera-Flexibilitätsmarkt in sog. lokalen Orderbüchern als Bereitstellung von 1 MW Flexibilität in der Region Y. Um einen regional möglichst zielgenauen Flexibilitätsabruf zu gewährleisten, wurde die Modellregion in 23 Marktgebiete unterteilt. Für jedes dieser Marktgebiete existiert ein eigenes lokales Orderbuch an der EPEX. Die Definition der Regionen erfolgt in Zusammenarbeit mit den beteiligten Netzbetreibern auf Basis der Netztopologie, um innerhalb jeder Region in etwa dieselbe Sensitivität von Anlagen auf die betroffenen Netzelemente (Umspannwerke, Leitungen) zu gewährleisten (vgl. Abb. 1).

## Nachweisführung durch eine zusätzliche Plattform

Das Produkt „Flexibilität“ unterscheidet sich vom Großhandelsprodukt „Nominierung in den Bilanzkreis“ darin, dass es die Abweichung zu einem vorher angemeldeten Fahrplan (Baseline) darstellt, eben die Verhal-

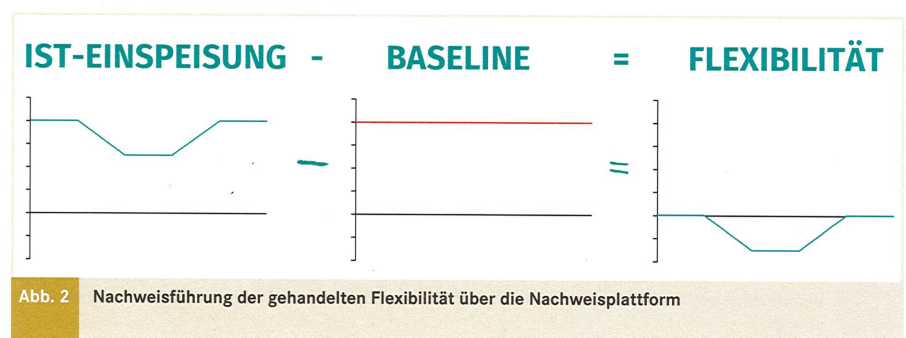
tenänderung, die der jeweilige Netzbetreiber aus operationeller Sicht benötigt.

Zur Verifizierung der physischen Lieferung der gehandelten Flexibilität wird neben dem enera-Markt eine Nachweisplattform implementiert. Diese Nachweisführung basiert auf der Bereitstellung von notwendigen Stamm- und Bewegungsdaten, sowohl durch den entsprechenden Anschlussnetzbetreiber der Flexibilitätsoptionen als auch durch den Flexibilitätsanbieter selbst. Jeder angebotsseitige Marktteilnehmer muss, um am enera-Markt teilnehmen zu können, kontinuierlich anlagenscharfe Fahrpläne (Baseline) übermitteln. Diese können jederzeit aktualisiert werden, bis der Netzbetreiber in einem Engpassfall auf dem Markt aktiv wird und ein Angebot kontrahiert. Sobald dies der Fall ist, wird der übermittelte Fahrplan des entsprechenden Flexibilitätsanbieters eingefroren. Zusätzlich wird die Ist-Einspeisung der Anlagen erfasst, die ihre Flexibilität auf dem Markt verkauft haben. Als Flexibilität kann dann die Differenz zwischen angemeldetem Fahrplan und tatsächlicher Ist-Einspeisung kontrolliert werden (vgl. Abb. 2).

Ziel einer erweiterten Nachweisführung ist neben der Verifikation der korrekten Erfüllung der physischen Lieferverpflichtung auch die Identifikation von missbräuchlichem Marktverhalten durch Market-Monitoring.

## Inc-Dec-Gaming in Redispatchmärkten

Eine aktuell intensiv diskutierte Herausforderung für marktbasierendes Engpassmanagement ist strategisches Verhalten, insbesondere in Form des sog. „Inc-Dec-Gaming“. Diese Problematik wurde auch von Hirth et al. in der et 6/2019 aufgegrif-





fen [5]. Beim Inc-Dec-Gaming passen Akteure ihr Bietverhalten auf dem Spotmarkt so an, dass sie ihre Erlöse zusammen mit dem Flexibilitätsmarkt (bzw. Redispatchmarkt) maximieren [6]. Dies führt zu unerwünschten Effekten wie der Verzerrung von Preissignalen auf dem Spotmarkt, Verstärkung von bestehenden Engpässen und insgesamt höheren Systemkosten. Konkret äußert sich INC-DEC Gaming darin, dass Anbieter ihr Verhalten am Spotmarkt anpassen, so dass sie anschließend auf dem Flexibilitätsmarkt für eine Korrektur dieses Verhaltens zusätzlich bezahlt werden [7]. Dabei ist Inc-Dec-Gaming kein ausschließlich marktspezifisches Problem, sondern stellt immer dann ein Problem dar, wenn Zusatz Erlöse durch die Bereitstellung von Flexibilität generiert werden können (z.B. auch über Rabatte in den Netzentgelten bei flexiblem Verhalten).

Hirth et al. ist zuzustimmen, dass Inc-Dec-Gaming in Redispatch- und Flexibilitätsmärkten grundsätzlich ein Problem darstellt. Allerdings treffen im Kontext des enera-Marktes aufgrund des spezifischen Marktdesigns deren Annahmen nur teilweise zu. Darüber hinaus werden dort zwar vier Maßnahmen zur Verhinderung von Inc-Dec-Gaming diskutiert und als wenig überzeugend eingestuft, in enera wird jedoch ein weiterer, auf die Ausgestaltung dieses Marktes angepasster Ansatz umgesetzt: Market Monitoring.

### Inc-Dec-Gaming im enera-Markt

Ein wichtiger Unterschied des enera-Marktes im Vergleich zum Modell von Hirth et al. ist, dass es sich nicht um einen zweistufigen Markt (Day-Ahead- und Redispatchmarkt) handelt, sondern um einen Flexibilitätsmarkt, der parallel zum Intradayhandel stattfindet. Aus diesem Grund müssen sich Anbieter im enera-Markt nicht am Spotmarkt positionieren, um am Flexibilitätsmarkt Gaming-Potenziale ausnutzen zu können. Gaming erfolgt hier ausschließlich über die Abgabe „strategischer Fahrpläne“ und verlagert sich somit auf den enera-Markt, sodass bei einem regional begrenzten Markt keine stärkeren Rückwirkungen auf den Spotmarkt zu erwarten sind.

Um sich dementsprechend auf dem enera-Markt für eine ohnehin geplante Fahrweise bezahlen zu lassen, müsste vorher eine Baseline übermittelt werden, die eine andere als die eigentlich (ohne Flexibilitätsmarkt) geplante Fahrweise suggeriert (siehe Abb. 3). Flexibilitätsanbieter müssten also ihre Fahrpläne anpassen, sobald sie einen Engpass erwarten. Dadurch könnte bei dem Vergleich der tatsächlichen IST-Einspeisung mit der Baseline eine Flexibilitätslieferung vorgetäuscht werden, obwohl ohne den enera-Markt die tatsächliche Fahrweise die gleiche gewesen wäre.

### Market Monitoring als Gegenmaßnahme

Vorausgesetzt, dass die Marktregeln dieses Verhalten verbieten, kann strategisches Verhalten mit Market Monitoring festgestellt werden. Hierfür ist eine Regel essenziell: Die übermittelten Fahrpläne müssen bindenden Charakter haben. Sie dürfen zwar aktualisiert werden, der letzte übermittelte Fahrplan muss jedoch eingehalten werden. Ist dies der Fall, lässt sich mit Hilfe statistischer Methoden feststellen, ob erwartete Engpässe zu systematisch unterschiedlichen Fahrplänen führen – ob also die Anbieter immer, wenn sie einen Engpass erwarten, ihre Fahrpläne anpassen,

um für die Beseitigung dieses Engpasses bezahlt zu werden. Dies bedeutet nicht, dass die Fahrpläne in Engpasszeiten gleich den Fahrplänen in engpassfreien Zeiten sein müssen. Es müssen natürlich weitere Faktoren berücksichtigt werden, welche die unterschiedlichen Fahrpläne zu Engpasszeiten erklären könnten, wie z.B. niedrigere Strompreise. Ein statistisches Modell zur Überprüfung der Fahrpläne wird aktuell im Rahmen des Projekts erstellt und soll in den verbleibenden eineinhalb Projektjahren erprobt und evaluiert werden.

Wird eine systematische Abweichung der gemeldeten Fahrpläne durch das Modell identifiziert, müssen in den Marktregeln festgelegte Sanktionen greifen. Dies kann z.B. den Ausschluss eines Händlers vom Flexibilitätsmarkt oder hohe Strafzahlungen zur Folge haben. Vergleichbare Strafregelungen sind bereits zur Unterbindung von strategischem Verhalten umgesetzt worden (vgl. Großbritannien) und entfalten bereits durch ihre Existenz eine abschreckende Wirkung („Regulatory Threat“).

### Fazit

Der enera-Flexibilitätsmarkt demonstriert, dass sich mit Hilfe eines lokalen Flexibilitätsmarktes Engpässe marktbasierend lösen lassen und bietet somit eine Möglichkeit, die von der EU präferierte Lösung eines marktbasierenden Engpassmanagements zu erproben. Dabei kann die Übermittlung von Fahrplänen und die Messung von Ist-Werten zur Erkennung von unerwünschtem Verhalten, insbesondere in Form von INC-DEC Gaming, genutzt werden. Im Rahmen des Projekts soll gezeigt werden, dass Market Monitoring in Kombination mit sachgerechten Marktregeln, die entsprechende Sanktionsmöglichkeiten beinhalten, strategisches Verhalten im enera-Flexibilitätsmarkt verhindern kann.

Die Demonstration und Evaluation des enera-Flexibilitätsmarktes ermöglicht, diese Form des Engpassmanagements im Praxis-kontext vertieft zu untersuchen. Auf dieser Basis können fundiert die Vorteile der marktbasierenden Einbindung zusätzlicher Flexibilitäten in das Engpassmanagement gegen eventuelle Nachteile im Hinblick auf strategisches Verhalten abgewogen

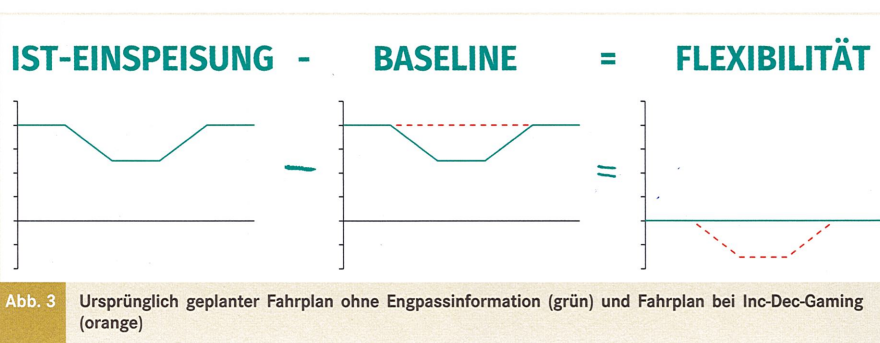


Abb. 3 Ursprünglich geplanter Fahrplan ohne Engpassinformation (grün) und Fahrplan bei Inc-Dec-Gaming (orange)



werden. Die in dem Projekt gesammelten Erfahrungen hinsichtlich der Nutzung und Koordination von dezentralen Flexibilitätsoptionen als Teil des Engpassmanagements können zudem zur erfolgreichen Umsetzung der NABEG-Richtlinien beitragen.

## Anmerkungen

[1] Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht, Stand Januar 2019, <https://www.bmu.de/themen/klimaenergie/klimaschutz/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/>.

[2] „Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ vom 13.05.2019. Novelle des „Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz“ (NABEG). [http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&jumpTo=bgbl119s0706.pdf](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl119s0706.pdf)

[3] Schuster, H., Kaltschnee, J., Nykamp, S., Maeding, S.: „Ansätze zur Verhinderung von Gaming bei planwertbasiertem Engpassmanagement“ in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69.Jg. Heft 1-2/2019, S.76-79.

Der Beitrag wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „enera“, Teil des Förderprogramms SINTEG des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), mit dem Förderkennzeichen 03SIN321 erstellt.



[4] European Parliament legislative resolution of 26 March 2019 on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast), [http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0227\\_EN.html](http://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2019-0227_EN.html)

[5] Hirth, L., Maurer, C.; Schlecht, I.; Tersteegen, B.: „Strategisches Bieten in Flex-Märkten“ in Energiewirtschaftlichen Tagesfragen, 69.Jg. Heft 6/2019, S.52-56.

[6] Hirth, L., Schlecht, I.: Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power), Berlin 2019.

[7] Für eine ausführliche Beschreibung sei auf weiterführende Literatur verwiesen [3, 5, 6].

*J. Höckner, S. Voswinkel, Wissenschaftliche Mitarbeiter, Prof. Dr. C. Weber, Inhaber des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Essen; Dr. M. Rinck, Senior Business Developer, EPEX Spot SE, Leipzig; S. Hofer, Referent, TenneT TSO GmbH, Bayreuth; Dr. N. Kramer, Senior Projektmanager enera, EWE AG, Oldenburg; Dr. S. Böttcher, Referent Netzführungskonzepte, A. Herrmann, Referent Smart Market, EWE Netz GmbH, Oldenburg [jonas.hoeckner@uni-due.de](mailto:jonas.hoeckner@uni-due.de)*

# BEKANNTMACHUNG AUSSCHREIBUNG

## Ausschreibung von Strom RLM, Strom SLP, Erdgas und smart Metern (inkl. Messstellenbetrieb/MSB) der Evangelischen Kirche in Hessen und Nassau.

Die Evangelische Kirche in Hessen und Nassau schreibt für all ihre ca. 1.200 zuständigen Körperschaften (Gesamtkirche, Kirchengemeinden, Dekanate, kirchliche Verbände, etc.) Bündelungsverträge zur Belieferung mit Strom RLM, Strom SLP, Erdgas, sowie den Umbau ihrer Abnahmestellen auf smart meter inkl. Messstellenbetrieb aus.

### ZUR AUSSCHREIBUNG GELANGEN STROMSEITIG:

- ▶ 5 RLM-Zähler
- ▶ Voraussetzung: OK-Power-Label, Grüner-Strom-Label oder vergleichbarer Güte
- ▶ Energievolumen voraussichtlich ca. 1.500.000 kWh/a
- ▶ Lieferbeginn ab 01.01.2020
- ▶ Vertragslaufzeit bis 31.12.2022 bzw. 2023

### ZUR AUSSCHREIBUNG GELANGEN STROMSEITIG:

- ▶ 4.050 SLP-Zähler
- ▶ Voraussetzung: OK-Power-Label, Grüner-Strom-Label oder vergleichbarer Güte
- ▶ Energievolumen voraussichtlich ca. 17.500.000 kWh/a
- ▶ Lieferbeginn ab 01.01.2020
- ▶ Vertragslaufzeit bis 31.12.2022 bzw. 2023

### ZUR AUSSCHREIBUNG GELANGEN GASSEITIG:

- ▶ 1.475 Zähler
- ▶ Voraussetzung: Mindestens 5% Biogas
- ▶ Energievolumen voraussichtlich ca. 87.600.000 kWh/a
- ▶ Lieferbeginn ab 01.01.2020
- ▶ Vertragslaufzeit bis 31.12.2022 bzw. 2023

### ZUR AUSSCHREIBUNG ZUR UMSTELLUNG AUF SMART METER INKL. MESSSTELLENBETRIEB GELANGEN:

- ▶ 1.530 Zähler Strom
- ▶ 1.440 Zähler Gas
- ▶ Erweiterung auf Unterzähler möglich
- ▶ Vertragsbeginn 01.01.2020
- ▶ Vertragslaufzeit entsprechend Eichfrist 8 Jahre

Für jeden Ausschreibungsteil kann ein eigenständiges Angebot abgegeben werden. Eine Gesamtvergabe wäre wünschenswert, wird aber nicht zwingend vorausgesetzt. Die detaillierten Ausschreibungsunterlagen sind anzufordern über [s.jay@bfe-institut.com](mailto:s.jay@bfe-institut.com). Ein indikatives Angebot ist bis spätestens 31.08.2019 abzugeben. Der Zuschlag erfolgt bis spätestens 30.09.2019.

[www.bfe-institut.com](http://www.bfe-institut.com)