

ENKO

DAS KONZEPT ZUR
VERBESSERTEN
INTEGRATION VON
GRÜNSTROM INS
NETZ

VORWORT

SEHR GEEHRTE DAMEN UND HERREN,

um die Energiewende zum Erfolg zu bringen, müssen wir die Erneuerbaren Energien besser in das bestehende Energiesystem integrieren und die Verwertung des Stroms aus Erneuerbaren Energien vor Ort erhöhen. Dies gilt insbesondere für ein Land wie Schleswig-Holstein mit seinem hohen Anteil an Windenergie.

Aus diesem Grund sind wir, die Schleswig-Holstein Netz AG und die ARGE Netz GmbH & Co. KG, seit 2016 Konsortialpartner im Förderprogramm Norddeutsche Energiewende 4.0 (NEW 4.0). NEW 4.0 verfolgt das Ziel, konkrete Lösungen für eine umweltfreundliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien in der Schaufensterregion Norddeutschland zu demonstrieren.

Hierzu haben wir ein Konzept zur verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien als Vorschlag für einen neuen Koordinationsmechanismus entwickelt (kurz: das ENKO-Konzept).

Mit diesem Konzept kann in Zeiten hoher Grünstrom einspeisung lokale Flexibilität genutzt werden, um drohende Netzengpässe frühzeitig zu reduzieren und damit die Kosten des Engpassmanagements zu senken.

Gemeinsam mit den Partnern des NEW 4.0 Konsortiums werden wir das ENKO-Konzept in NEW 4.0 umsetzen und erproben. ENKO steht dabei für „ENergie intelligent KOordinieren“.

Unser Ziel ist, die Region Schleswig-Holstein und Hamburg bereits 2035 zu jeder Zeit zu 100 % sicher und zuverlässig mit regenerativem Strom zu versorgen. Im Kern steht dabei die digitale Koordinations-Plattform ENKO, die ihren Testbetrieb im Winter 2018/2019 beginnen wird.

Auf den folgenden Seiten möchten wir Ihnen die Grundprinzipien und Abläufe des ENKO-Konzepts sowie die resultierenden Vorteile vorstellen.

Mit Hilfe der Erkenntnisse aus der Erprobung dieses Konzepts im Rahmen des Forschungsprojekts NEW 4.0 wollen wir konkrete Lösungsvorschläge für ein Gelingen der Energiewende ableiten und damit einen wichtigen Beitrag für diese leisten. Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre.

Freundliche Grüße
Matthias Boxberger & Dr. Martin Grundmann



MATTHIAS BOXBERGER
Aufsichtsratsvorsitzender der
Schleswig-Holstein Netz AG



DR. MARTIN GRUNDMANN
Geschäftsführer der
ARGE Netz GmbH & Co. KG

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

1. AUSGANGSSITUATION

1. AUSGANGSSITUATION



Das deutsche Energiesystem der Zukunft zeichnet sich im Wesentlichen durch dezentral verteilte erneuerbare Energiequellen aus. Hinzu kommen eine hohe Volatilität und eine geringere Planbarkeit der Einspeisung aus Erneuerbaren. Die sich ergebende Komplexität erfordert eine stärkere digitale Vernetzung und Flexibilisierung des Energiesystems. Flexible Einspeiser, Lasten und Speicher können einen wertvollen Beitrag für eine sichere und effiziente Energieversorgung leisten.

Um die volatile Erzeugung besser mit dem Verbrauch im Energiesystem zu harmonisieren und die Randbedingungen der Energienetzinfrastruktur besser zu berücksichtigen, sollte die Flexibilität dieser Anlagen auch netzdienlich genutzt werden. Lösungen zur Synchronisation auf lokaler und regionaler Ebene werden hierfür eine zunehmende Rolle spielen.

Der Großteil dieser Anlagen ist bereits heute mit wachsender Anzahl im Verteilnetz angeschlossen. Verteilnetzbetreiber übernehmen somit eine zunehmende Verantwortung für die sichere und zuverlässige Versorgung aus Erneuerbaren Energien. Der sichere Betrieb der Verteilnetze ist eine grundlegende Voraussetzung für die überregionale Gesamtsystemstabilität in Deutschland. Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber gewährleisten diese bereits heute gemeinsam und in komplementärer Verantwortung. Zudem ist ein weiterer Zubau der Erneuerbaren Energien erforderlich, um die deutschen Klimaschutzziele zu erreichen. Der gleichwohl notwendige Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze läuft jedoch nicht in der notwendigen Geschwindigkeit. Dies führt insbesondere in den von Erneuerbaren Energien geprägten nördlichen Regionen Deutschlands häufig zu Netzengpässen.¹

Die Netzbetriebsmittel stoßen sowohl in diesen Regionen als auch auf den Transportwegen zu den Lastzentren

häufig an ihre Kapazitätsgrenzen. Zur Behebung der Netzengpässe und Aufrechterhaltung der Netzstabilität werden prioritär konventionelle Erzeugungsanlagen heruntergefahren. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet.

In einigen Fällen reicht die damit erzeugte Entlastungswirkung auf den Engpass nicht aus und Erneuerbare Energieanlagen müssen zusätzlich abgeschaltet werden. Dieser Vorgang wird als Einspeisemanagement bezeichnet.²

Damit dem Betreiber einer Anlage zu Erzeugung Erneuerbarer Energie hierdurch kein Nachteil entsteht, erhält er gemäß § 15 Abs. 1 EEG eine Entschädigungszahlung in fast vollständiger Höhe der ihm entgangenen Erlöse. Diese Entschädigungen werden vom Netzbetreiber gezahlt und auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Tatsächlich ist die Häufigkeit der Abschaltungen und die Höhe der hieraus resultierenden Entschädigungszahlungen in Deutschland von 2016 auf 2017 um 64 % auf 610 Mio. € deutlich angestiegen.³

Der mit 59 % größte Anteil dieser Abschaltungen erfolgte in Schleswig-Holstein.³ Ausgelöst wurden sie durch den weiten Transportbedarf in Richtung der Lastzentren sowie durch den hohen Anteil Erneuerbarer Energien mit zeitweise hohen Einspeisespitzen durch hohes Winddargebot.

¹ Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (MELUR) (2016): Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015, Kiel

² §§ 13, 14 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) und §§ 14, 15 EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)

³ Bundesnetzagentur (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, Bonn

1. AUSGANGSSITUATION

DIE KOSTENEXPLOSION UNTERSTREICHT DIE NOTWENDIGKEIT FÜR NEUE ANSÄTZE:

Ziel sollte sein, lokale sektorenübergreifende Flexibilitätspotentiale in die Lage zu versetzen, erneuerbaren Strom zu nutzen und so Netzengpässe zu mindern. Die Digitalisierung und Flexibilisierung machen es möglich – für eine effizientere und gesamtwirtschaftlich günstigere Energieversorgung. Flexibilität ist in diesem Zusammenhang die Veränderung von Einspeisung oder Verbrauch als Reaktion auf ein externes Signal mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.⁴ Bisher ungenutzte Flexibilitätspotenziale können dabei durch aktives Netzengpassmanagement, bei dem es zu einem freiwilligen Handeln zwischen Marktakteuren und Netzbetreibern kommt, erschlossen werden.

Diese Maßnahmen sind in die gelbe Phase des Ampel-Konzepts des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einzuordnen.⁵ Die gelbe Phase beschreibt, wie marktgetriebene Interaktionen zwischen Anlagenbetreibern als Anbieter von Flexibilität und Netzbetreibern als Nachfrager von Flexibilität zur Verhinderung von Systeminstabilität und Netzengpässen genutzt werden können. Insbesondere Verbrauchsanlagen, Erzeugungsanlagen, die bisher nicht verpflichtend am Redispatch nach § 13 (1) EnWG teilnehmen müssen, als auch Erneuerbare

Energieanlagen, die nicht Teil des Einspeisemanagement-Prozesses nach § 13 (2) EnWG sind, bieten ein großes Potenzial für eine solche Maßnahme.

Auch mit Blick in die Zukunft ist dies ein relevantes Thema, da davon auszugehen ist, dass eine vollständige Behebung der Engpässe im Rahmen des Netzausbaus nicht erzielt wird. Gemäß EnWG können Netzbetreiber in der Ausbauplanung der Verteilnetze einen „Rest-Engpass“ berücksichtigen: Um die Netze nicht „auf die letzte Kilowattstunde“ auszubauen, ist eine Spitzenkappung der Einspeisung aus EEG-Anlagen um bis zu 3 % der Jahresenergiemenge erlaubt.⁶

Weitere Engpässe können durch einen von der Prognose abweichenden Ausbau von Erneuerbaren Energien und durch generelle Planungsunsicherheiten entstehen. Folglich wird neben dem Netzausbau ein marktnaher Mechanismus benötigt, damit über die Nutzung flexibler Anlagen und durch das Zusammenspiel beider Maßnahmen die Engpässe gemindert und gesamtwirtschaftlich effizient behoben werden.

Bisher existiert jedoch kein Mechanismus, der den freiwilligen Austausch von Flexibilität zwischen Anbietern und Netzbetreibern koordiniert. Es wird eine Lösung benötigt, die Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern einen Anreiz

bietet, dieses Flexibilitätspotential zu nutzen, wenn es für die Stabilität des Gesamtsystems am besten und wirtschaftlich am effizientesten ist.

Um dieses Problem zu lösen, wurde das ENKO-Konzept entwickelt. ENKO befähigt Netzbetreiber dazu, über eine digitale Koordinations-Plattform Flexibilität zu kontrahieren. Die lokale Verwertung des erneuerbaren Stroms kann helfen, die Häufigkeit von Netzengpässen zu mindern und die Kosten für das Engpassmanagement zu reduzieren. Dies wirkt sich positiv auf Netzentgelte aus und verringert CO₂-Emissionen.

DIESES PAPIER BESCHREIBT DAHER IN DEN FOLGENDEN KAPITELN DREI ELEMENTE:

- Vorteile von ENKO im Vergleich zu bisher genutzten Engpassmanagement-Maßnahmen
- Funktionsweise von ENKO
- Grundvoraussetzungen für die Umsetzung von ENKO

⁴ Bundesnetzagentur 2017: Flexibilität im Stromversorgungssystem – Diskussionspapier

⁵ BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept, Berlin, S. 6

⁶ VDE (2017): Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad, S. 11

2. VORTEILE VON ENKO ALS LÖSUNGSANSATZ

2. VORTEILE VON ENKO ALS LÖSUNGSANSATZ

Die Abregelung von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie im Rahmen des Einspeisemanagements und die damit verbundenen Kosten sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen.⁷ Gleichzeitig besteht das Ziel der Bundesrepublik Deutschland, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80–95 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren.

ENKO kann die Kostensteigerung adressieren und einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende leisten. Damit bedient es zentrale Handlungsfelder des „Aktionsplans Stromnetz“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie⁸.

ENKO verringert die Kosten für Engpassmanagement, indem kostenintensives Einspeisemanagement in Teilen verhindert wird und stattdessen kostengünstigere Flexibilität genutzt wird. Praktisch bedeutet dies, dass ein flexibler Verbraucher zu Zeiten des Engpasses mehr Strom verbraucht oder ein flexibler Einspeiser⁹ weniger Strom einspeist.

Die Abregelung von Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements ist somit im reduzierten Maße oder im Idealfall gar nicht mehr notwendig, da der Engpass durch die Flexibilität verringert beziehungsweise aufgelöst wird. Auf diese Weise können durch ENKO auch die CO₂-Emissionen gesenkt werden, da ENKO die

Sektorenkopplung fördert, die Verwertungsquote der Erneuerbaren Energien erhöht und den Bedarf an konventioneller Erzeugung reduziert.

Flexibilitätsanbieter erhalten als Anreiz für ihre freiwillige Leistungserbringung einen finanziellen Ausgleich. Damit muss der Netzbetreiber weniger regulatorisch eingreifen und Flexibilitätsanbieter erhalten einen wirtschaftlichen Anreiz, wenn sie sich netzdienlich verhalten. Der Netzbetreiber stellt dabei sicher, dass die Kosten des Engpassmanagements reduziert werden und damit die Nutzung der freiwilligen Flexibilität stets günstiger im Vergleich zur alternativen Einspeisemanagement-Maßnahme ist. Die verringerten Kosten für Engpassmanagement durch ENKO resultieren schließlich in positiven finanziellen Effekten auf die Netzentgelte, von denen alle Netzkunden profitieren.

Die ENKO-Plattform bietet für Flexibilitätsanbieter eine diskriminierungsfreie, einfache und transparente Schnittstelle. Das digitale und anwenderfreundliche Produkt ermöglicht Anbietern einen einfachen Zugang, ohne dass eine spezielle Software oder technische Schnittstelle zur Teilnahme benötigt wird.

Das Ziel, das Einspeisemanagement zu reduzieren, hat zudem einen unmittelbar positiven Einfluss auf die

Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien. Ihre Anlagen werden nun seltener abgeschaltet. Während sie für die Einspeisung eine EEG-Vergütung bekommen, erhalten sie für die Abschaltung eine Entschädigungszahlung. Die Zahlung entschädigt die entgangene EEG-Vergütung, jedoch im Regelfall in Höhe von 95 %¹⁰, sodass sich der Anlagenbetreiber bei nicht erfolgter Abregelung besser stellt. Darüber hinaus gibt es weniger Eingriffe in die Betriebsführung und auch administrative Aufwände werden reduziert.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist die Konzeptionierung ENKOs, die eine potenzielle bundesweite Anwendung zur Maximierung der volkswirtschaftlichen Vorteile ermöglicht. Netzbetreiber sämtlicher Netzebenen können an der Plattform teilnehmen. Die Anzahl der teilnehmenden Netzbetreiber ist nicht limitiert. Zudem werden keine netzbetreiberspezifischen Mechanismen oder Abläufe über ENKO abgebildet und die Produktausgestaltung für Flexibilitätsanbieter ist an bestehende Marktprozesse angelehnt.

⁷ Bundesnetzagentur (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, Bonn

⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018: AktionsplanStromnetz

⁹ Anlagen, die nicht unter die heutige Engpassmanagement-Regelung fallen

¹⁰ Gemäß § 15 (1) EEG: 95 % der entgangenen Einnahmen werden entschädigt. Falls die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, werden ab dann 100 % entschädigt.

3. BESCHREIBUNG DES ENKO-KONZEPTS

3. BESCHREIBUNG DES ENKO-KONZEPTS

Kernbestandteil von ENKO ist eine digitale Plattform, die Flexibilitätsinformationen zwischen Netzbetreibern auf der Nachfrageseite sowie Flexibilitätsanbietern auf der Angebotsseite koordiniert.

Die ENKO-Plattform fungiert somit als Enabler des Koordinationsmechanismus zwischen den beteiligten Akteuren. Sie ermöglicht es, dass die Akteure mit Hilfe der bereitgestellten Informationen über Flexibilitätsbedarfe und -angebote zusammenfinden und ihre Dienste netzdienlich und für das Gesamtsystem effizient nutzen.

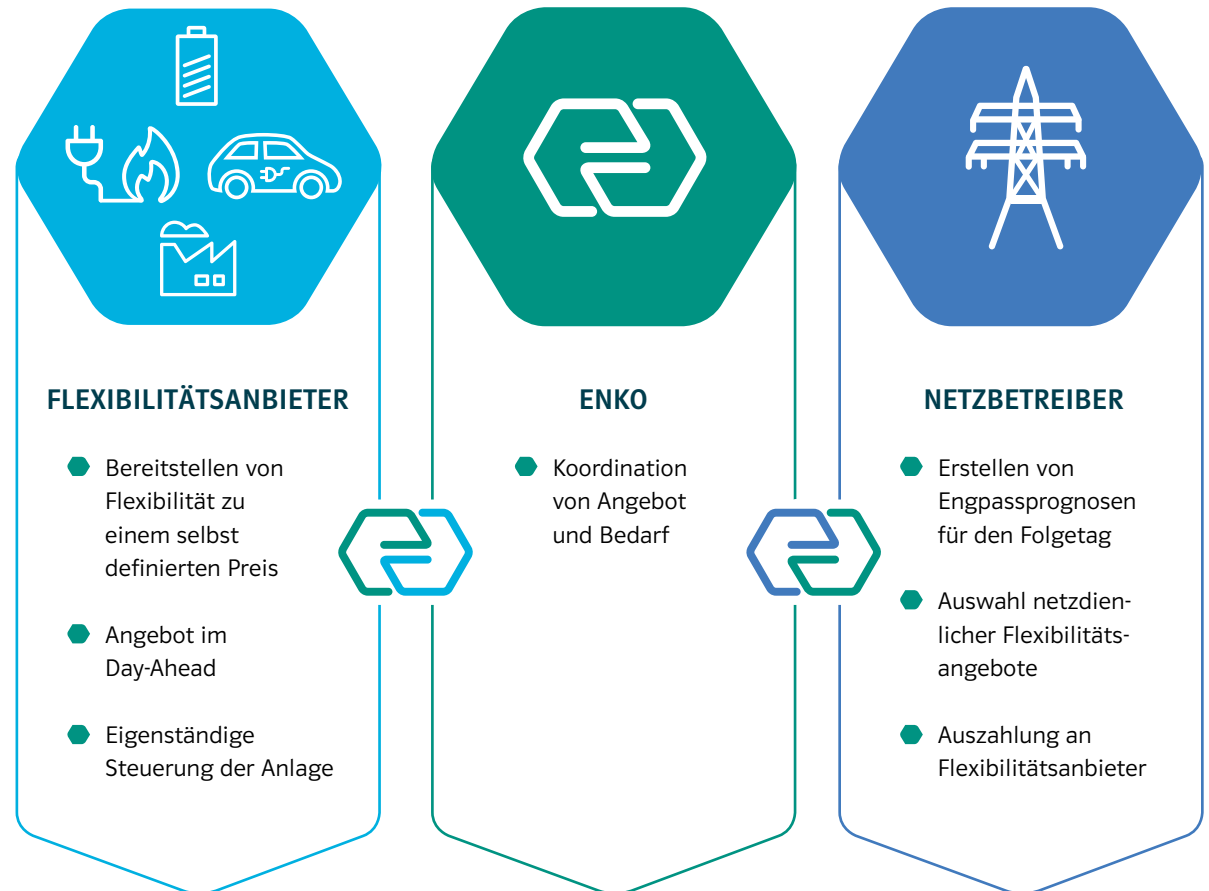


Abbildung 1: Funktionsverteilung im ENKO-Konzept

3. BESCHREIBUNG DES ENKO-KONZEPTS

GRUNDPRINZIPIEN DER AUSGESTALTUNG

Das ENKO-Konzept wurde basierend auf drei Grundprinzipien ausgestaltet:

1

EINFACHHEIT & TRANSPARENZ:

Einfache, diskriminierungsfreie Teilnahme und transparente Konzipierung des ENKO-Prozesses

2

STANDARDISIERUNG & DIGITALISIERUNG:

Entwicklung einer standardisierten, digitalen Lösung

3

SUBSIDIARITÄTSPRINZIP:

Subsidiäre Netzführung, die die Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber generell und im Rahmen des Engpassmanagements beschreibt

EINFACHHEIT & TRANSPARENZ

Elementar für die erfolgreiche Umsetzung von ENKO und die Erreichung der volkswirtschaftlichen Vorteile ist es, möglichst viele Flexibilitätsanbieter für eine Teilnahme an ENKO zu gewinnen und so ein hohes Flexibilitätsvolumen für eine effektive Vermeidung von Netzengpässen zu erreichen. Damit dies gelingt, wurde der ENKO-Prozess einfach, transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet.

STANDARDISIERUNG & DIGITALISIERUNG

ENKO wurde als standardisierte Blaupause für ganz Deutschland entwickelt. Im Kern steht die digitale Koordinations-Plattform, welche auf den neuesten Technologien aufgebaut ist und eine nachhaltige IT-Lösung für die Nutzung von netzdienlicher Flexibilität bietet. Sie berücksichtigt bestehende Prozesse und Formate für den Austausch zwischen den Akteuren.

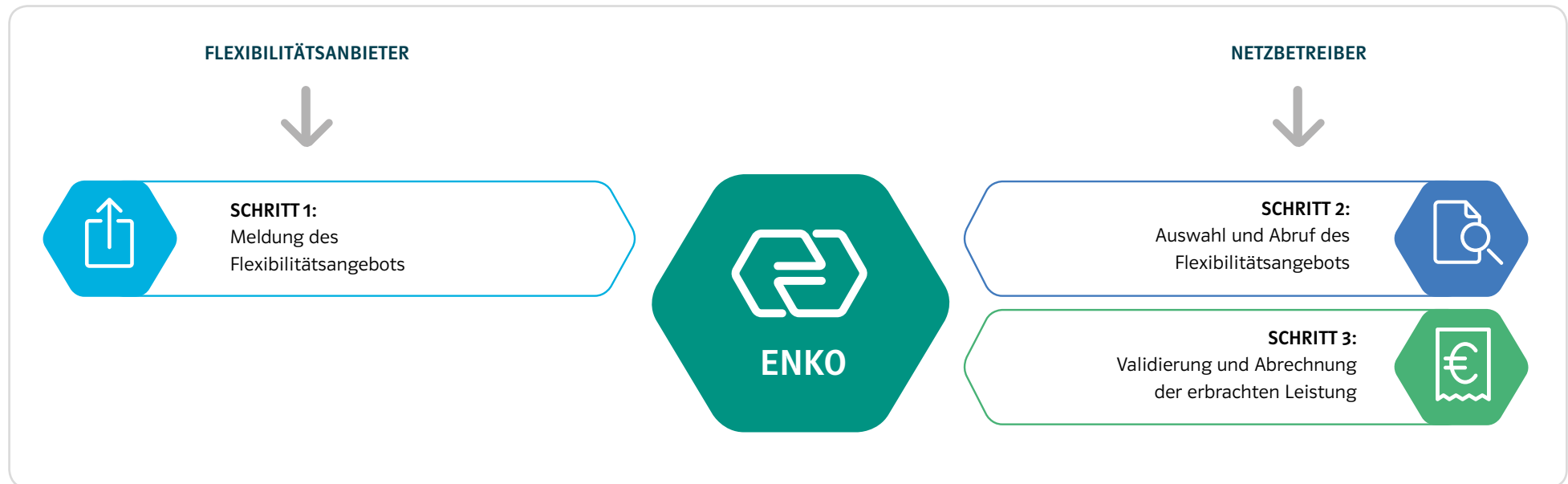
SUBSIDIÄRE NETZFÜHRUNG (SUBSIDIARITÄTSPRINZIP)

Die Zusammenarbeit über alle Netzebenen und zwischen über- und unterlagerten Netzbetreibern als Kaskade ist bereits jetzt ein wesentlicher Bestandteil der Energiewirtschaft und Netzführung. Auf diese Weise werden Problemstellungen im Netz, wie zum Beispiel Netzengpässe, über die Grenzen des Netzes eines Betreibers hinaus in Zusammenarbeit gelöst. Wichtig ist jedoch, dass jeder Netzbetreiber zunächst in seinem Netzgebiet für die Stabilität verantwortlich ist. Dieses Prinzip findet auch bei der Ausgestaltung von ENKO Anwendung. Bei der Zusammenarbeit verschiedener Netzbetreiber zur Bewirtschaftung von Engpässen werden nur die zur Vermeidung des Engpasses notwendigen Daten über ENKO ausgetauscht. Jeder Netzbetreiber ist dabei ausschließlich für Anlagen zuständig, die in seinem eigenen Netzgebiet angeschlossen sind. Somit ist auch hinsichtlich der Datensicherheit die subsidiäre Netzführung äußerst effizient.

3. BESCHREIBUNG DES ENKO-KONZEPTS

PROZESSABLAUF AUF DER ENKO-PLATTFORM

der ENKO-Prozess lässt sich in drei Schritten darstellen:



Die nachfolgend angegebenen Zeitfenster im Day-Ahead spiegeln den aktuellen Stand der Konzeptionierung des ENKO-Prozesses wieder.

In einer ersten Testphase werden die konkreten Auswirkungen der gewählten Zeitfenster auf die Flexibilitätsgebote sowie die Genauigkeit der prognostizierten Flexibilitätsbedarfe untersucht und fließen direkt in den weiteren

Entwicklungsprozess von ENKO ein. Eine Erweiterung um weitere Zeitfenster, auch im Intraday, ist somit nicht ausgeschlossen.

3. BESCHREIBUNG DES ENKO-KONZEPTS

SCHRITT 1: MELDUNG DES FLEXIBILITÄTSANGEBOTS

Der erste Schritt des ENKO-Prozesses besteht darin, dass die Flexibilitätsanbieter bis 13:00 Uhr des Vortags ihr verfügbares Flexibilitätsvolumen an die ENKO-Plattform melden. Konkret erfolgt dies, indem Flexibilitätsanbieter für die verfügbaren Zeiträume am Folgetag ein festes Volumen an Flexibilität mit einem selbstgewählten Preis an die Plattform melden. Durch die Freiheit der Anbieter bei der Preisgestaltung können diese gemäß ihrer jeweiligen Kostenstruktur einen für sie machbaren Preis bestimmen. Aufgrund der Heterogenität der verschiedenen Flexibilitätsanbieter ist dieser Aspekt sehr wichtig, da das Angebot von Flexibilität für mehr Anbieter attraktiv wird und somit eine hohe Zahl freiwilliger Teilnehmer auf der Plattform sichergestellt werden kann.

SCHRITT 2: AUSWAHL UND ABRUF DES FLEXIBILITÄTSANGEBOTS

Im zweiten Schritt ermitteln die Netzbetreiber zwischen 13:00 und 14:00 Uhr, welche Flexibilitäten einen Zuschlag erhalten.

Grundlage hierzu sind die von den jeweiligen Netzbetreibern prognostizierte Engpässe und den daraus resultierenden Flexibilitätsbedarf. Die eingegangenen Flexibili-

tätsgebote werden zunächst an die jeweiligen Anschlussnetzbetreiber geleitet. Der nachfolgende Engpassbehebungsprozess wird gemäß der Kaskade über die Netzebenen von unten nach oben koordiniert. Verteilnetzbetreiber wählen folglich zuerst die Flexibilitätsangebote aus, welche Engpässe in ihrem Netzgebiet am effizientesten beheben. Das hieraus resultierende Entlastungspotential auf überlagerte Engpässe sowie das restliche Flexibilitätspotential an den Netzverknüpfungspunkten wird über die ENKO-Plattform an die angrenzenden Netzbetreiber bereitgestellt. Diese können aus einer aggregierten Merit-Order sowie aus dem Flexibilitätsangebot im eigenen Netz die effizienteste Engpassmanagementmaßnahme bestimmen.

Der Netzbetreiber erstellt dabei auf Basis der beiden Faktoren Sensitivität und Preis eine kostensensitive Merit-Order, d. h. eine sortierte Auflistung aller nutzbaren Anlagen zur Behebung des Engpasses. Mit Hilfe der Merit-Order wählt dieser nun die Flexibilität aus, mit denen er Engpässe in seinem Netzgebiet reduzieren oder vollständig beheben kann. Der Netzbetreiber stellt stets sicher, dass die gesamte Engpassmaßnahme kosteneffizient ist und eine Erhöhung der Verwertungsquote aus Erneuerbaren Energien erreicht wird. Über die ENKO-Plattform werden die Flexibilitätsanbieter abschließend über ihren Zuschlag informiert.

Am Folgetag ist die Flexibilität dann entsprechend dem Angebot eigenverantwortlich zu erbringen. Eigenverantwortlich bedeutet, dass es kein Schaltsignal zur Aktivierung der Flexibilität seitens des Netzbetreibers gibt, dieser nicht in die Betriebsführung der Anlagen eingreift und dass beispielsweise bei Verbrauchsanlagen die benötigte Energie für die Verbrauchserhöhung vom Anbieter selbst zu beschaffen ist.

SCHRITT 3: VALIDIERUNG UND ABRECHNUNG DER ERBRACHTEN LEISTUNG

Nachdem der Flexibilitätsanbieter die bezuschlagte Leistung erbracht hat, erfolgt eine Überprüfung durch den Anschlussnetzbetreiber. Bei der Validierung wird zum einen analysiert, ob der Flexibilitätsanbieter die bezuschlagte und damit für die Vermeidung des Netzengpasses eingeplante Leistung tatsächlich erbracht hat. Zum anderen wird sichergestellt, dass es sich um eine „echte“ zusätzliche Leistungserbringung handelt und der Flexibilitätsanbieter nicht nur den ursprünglich geplanten Fahrplan ausgeführt hat. Nach erfolgreicher Validierung rechnet der Netzbetreiber die Leistung ab und stellt dem Flexibilitätsanbieter eine Gutschrift aus.

4. VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE UMSETZUNG DES ENKO-KONZEPTS

4. VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE UMSETZUNG DES ENKO-KONZEPTS

In den vorherigen Kapiteln wurde eingehend auf das Konzept von ENKO und dessen Vorteile eingegangen. Um ENKO in der Praxis umsetzen und die aufgeführten Vorteile realisieren zu können, sind drei Voraussetzungen zu schaffen bzw. aufrechtzuerhalten.

Das ENKO-Konzept sieht vor, dass jeder Netzbetreiber weiterhin für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Steuerung seines Netzes verantwortlich ist. Darüber hinaus muss die Koordination des Engpassbehebungsprozesses gemäß dem kaskadierten Vorgehen zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Jeder Netzbetreiber kennt die Beschaffenheit seines eigenen Netzes inklusive der darin angeschlossenen Anlagen am besten. Daher sollte die Auswahl der Flexibilität auch stets durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgen, um größtmögliche Sicherheit, Systemstabilität und Nutzen zu gewährleisten. Die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen soll dabei als ein Grundprinzip der heutigen Netzführung weiterbestehen.

Um langfristig eine möglichst netzdienliche Integration von Erneuerbaren Energien zu gewährleisten, sollten zudem Maßnahmen ergriffen werden, die den Grad der Flexibilisierung von Erzeugung- und Verbrauchsanlagen erhöhen. Bezüglich der Flexibilisierung von Verbrauchsanlagen kann die Förderung der Sektorenkopplung eine erhöhte

Flexibilität schaffen. Bei der Sektorenkopplung wird Strom aus Erneuerbaren Energien auch für andere Sektoren, wie Wärme, Mobilität und Industrie, genutzt, um dort den Einsatz von fossilen Energien zu reduzieren.¹¹ Auch die Steigerung des Digitalisierungs- und Automatisierungsgrads, welche eine erhöhte Steuerbarkeit des Verbrauchs mit sich bringen, sollten in diesem Zusammenhang vorangetrieben werden.

Eine weitere Voraussetzung besteht darin, dass alle Akteure durch die Nutzung von ENKO keine finanziellen Nachteile gegenüber ihren heute üblichen Prozessen erfahren. Bei den Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien ist dies grundsätzlich durch die Fortzahlung der Einspeisevergütung gegeben. Zur Vermeidung wirtschaftlicher Nachteile und Sicherstellung der freiwilligen Teilnahme von Flexibilitätsanbietern muss die Auszahlung eines selbst festgelegten Preises möglich sein. Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass Flexibilitätsanbieter keine finanziellen Nachteile hinsichtlich individueller Netznutzungsentgelte erfahren¹². Bei den Netzbetreibern ist der Vergleich zu den etablierten Engpassmanagementmaßnahmen zu führen. Die Vermittlung von Flexibilität in der gelben Ampelphase des BDEW beruht auf einer freiwilligen Teilnahme der Anbieter auf Basis eines Preises für erbrachte Flexibilität. Der Netzbetreiber darf durch die effiziente Nutzung von Flexibilität zur Engpassbewirt-

schaffung finanziell nicht schlechter gestellt werden als im derzeitigen Regulierungsrahmen. Um eine flächendeckende Nutzung von ENKO über NEW 4.0 hinaus zu ermöglichen, sollte die Kostenanerkennung für Zahlungen an Flexibilitätsanbieter in der Anreizregulierung geregelt und nicht gegenüber etablierten Engpassmanagementmaßnahmen benachteiligt werden. Bei der Ausgestaltung der zukünftigen Rechtslage sollten hierbei die Ergebnisse des Praxistests von ENKO berücksichtigt werden.

¹¹ BMWi (2016): Energiewende direkt, Ausgabe 14/2016

¹² Gemäß §19 II Stromnetzentgeltverordnung

NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende



WWW.ENKO.ENERGY

Schleswig-Holstein Netz AG
Schleswag-HeinGas-Platz 1
25451 Quickborn

ENKO@sh-netz.com
www.sh-netz.com

ARGE Netz GmbH & Co. KG
Haus der Zukunftsenergien
Otto-Hahn-Straße 12-16
25813 Husum

info@arge-netz.de
www.arge-netz.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages