

*Das Kopernikus-Projekt SynErgie*

# STELLUNGNAHME IM RAHMEN DER KONSULTATION DES OPTIONENPAPIERS ZUM STROMMARKTDESIGN DER ZUKUNFT

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

# Stellungnahme im Rahmen der Konsultation des Optionenpapiers zum Strommarktdesign der Zukunft

## Der Beitrag des Kopernikus-Projekts SynErgie zum Gelingen der Energiewende.

Das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) von 2016 bis 2026 mit über 100 Mio. Euro geförderte Kopernikus-Projekt SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung – hat zum Ziel, innerhalb von zehn Jahren, im Einklang mit rechtlichen und sozialen Aspekten, alle technischen Voraussetzungen zu schaffen und Handlungsempfehlungen für marktseitige Voraussetzungen abzuleiten, um den **Energiebedarf der deutschen Industrie mit dem fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren**. SynErgie trägt damit in ganz Deutschland zu einer gesellschaftlich akzeptierten sowie kosteneffizienten Realisierung der Energiewende auf Basis Erneuerbarer Energien bei und **unterstützt den Green Deal der Europäischen Union**.

## Eine integrierte Betrachtung der verschiedenen Handlungsfelder ist für die Reduzierung von Ineffizienzen im Energiesystem entscheidend.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt grundsätzlich das Optionenpapier zum Strommarktdesign der Zukunft sowie die darin diskutierten Handlungsfelder und -optionen. Aus unserer Sicht stellt die umfassende Darstellung der vier Handlungsfelder *Investitionsrahmen für erneuerbare Energien, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten, Lokale Signale und Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale* einen wichtigen Beitrag dar, die Rahmenbedingungen für ein **zukunftsfähiges Strommarktdesign in die richtige Richtung zu lenken**. Es ist wichtig zu betonen, dass eine **ganzheitliche Betrachtung** der vier **Handlungsfelder** für das Gelingen der Energiewende zwingend erforderlich ist. Insbesondere müssen bei den Handlungsoptionen im Rahmen der Kraftwerksstrategie auch die Gestaltungsaspekte für lokale Signale und nachfrageseitiger Flexibilität adressiert werden. Das Zusammenwirken der Handlungsfelder ist unseres Erachtens noch nicht hinreichend ausgeprägt, wodurch **Ineffizienzen im Energiesystem** und hohe Systemkosten erzeugt werden. Derartige Ineffizienzen im Energiesystem **gefährden** nicht nur **die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts** Deutschland, sondern machen die **Energiewende teurer als notwendig!**

Vor dem Hintergrund, dass die diskutierten Inhalte im Rahmen der Handlungsfelder *Lokale Signale* sowie *Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale* einen wesentlichen Kern des Kopernikus-Projekts SynErgie adressieren, wird insbesondere zu den mit diesen Handlungsfeldern verbundenen Leitfragen Stellung bezogen. Die Themenbereiche *Investitionsrahmen für erneuerbare Energien* sowie *Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten* stehen hingegen nicht im Fokus unserer Forschung, weshalb zu diesen im Nachfolgenden nicht im Detail Stellung bezogen wird.

## Nachfrageflexibilität ist ein Schlüsselement für das erfolgreiche Gelingen der Energiewende.

Für eine erfolgreiche Transformation des Stromsystems und die effiziente Integration volatiler erneuerbarer Energien ist das Erschließen nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale essenziell. Aus diesem Grund begrüßt das Kopernikus-Projekt SynErgie im Rahmen des Optionenpapiers die Einstufung von **Flexibilität als „zentrales Merkmal für wettbewerbsfähige Strompreise und ein effizientes, klimaneutrales Stromsystem“**. Wie auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sehen wir die **Digitalisierung** als einen wesentlichen Baustein, **um die Bereitstellung Nachfrageseitiger Flexibilität zu ermöglichen**. Zudem gilt es, alle technischen, ökonomischen und regulatorischen Hemmnisse, die derzeit die Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilität einschränken oder sogar verhindern, zu beseitigen. Insbesondere im Hinblick auf die gegenwärtige Berechnungssystematik der

Industrienetzentgelte sehen wir erhebliche Flexibilitätshemmnisse. Daher begrüßt das **Kopernikus-Projekt SynErgie** – wie das BMWK – das im Juli 2024 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgestellte Eckpunktepapier sowie die darin skizzierten **Weiterentwicklungsansätze für die Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich**.

### **Lokale Flexibilitätsmärkte zur Etablierung lokaler Signale in der Einheitspreiszone.**

Das Kopernikus-Projekt SynErgie unterstreicht darüber hinaus die durch das BMWK hervorgehobene Notwendigkeit, das aktuelle Strommarktdesign um die Dimension Lokalität zu erweitern und damit eine Form von lokalen Signalen bzw. lokaler Steuerung im zukünftigen Strommarktdesign zu verankern. Ergänzend dazu betonen wir die Notwendigkeit lokaler Signale – sowohl für **gezielte Investitionsanreize** als auch für **gezielte Dispatch- und Verbrauchsanreize**. Im Hinblick auf das klare Bekenntnis des BMWK zur einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone und der ablehnenden Haltung gegenüber einem lokal differenzierten Strommarktdesigns stellen aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie **lokale Flexibilitätsmärkte** deshalb eine interessante Möglichkeit dar, das derzeitige Strommarktdesign um eine lokale Komponente zu ergänzen.

Das im **europäischen Ausland bewährte Konzept der lokalen Flexibilitätsmärkte** wird in Deutschland allerdings im Zuge der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns kaum diskutiert, was insbesondere am Umgang mit den zwei grundlegenden Herausforderungen – dem Auftreten von Marktmacht und dem sog. „Inc-Dec Gaming“, also strategischem Bieterverhalten – liegt.

In einer gemeinsamen Stellungnahme mit der EPEX SPOT erläutern wir jedoch, welche Maßnahmen das Ausüben von Marktmacht und Gaming erheblich einschränken oder sogar vollständig verhindern können und regen an, dass **regulatorisches Lernen im Rahmen von Modellregionen und Reallaboren eine zentrale Rolle spielen** sollte, um die aktuellen Vorbehalte gegenüber lokalen Flexibilitätsmärkten zu adressieren und gezielte Maßnahmen für das Monitoring von Marktmacht und Gaming zu entwickeln, zu erproben und transferierbar zu machen. Das initiierte **Reallabor-Gesetz** bietet hierfür die Grundlage, um bspw. in der **Energieflexiblen Modellregion Augsburg einen lokalen Flexibilitätsmarkt zu implementieren**. Mit 26 Partnerunternehmen, 11 Forschungseinrichtungen, 16 übertragbaren Demonstratoren und der systematischen Vernetzung aller relevanten Stakeholder wie Politik, Netzbetreiber, Industrie und Gesellschaft ist Augsburg seit 2016 Modellregion für Energieflexibilität. Mit einem **bereits etablierten Netzwerk aus Wissenschaft und Praxis** ist die Energieflexible Modellregion Augsburg ideal, um dies zu forcieren und regulatorisches Lernen mithilfe von Experimentierklauseln zu realisieren.

## Die Angaben des SynErgie-Projekts in der digitalen Konsultation.

Im Folgenden werden die Angaben des SynErgie-Projektes in der digitalen Eingabemaske zur Konsultation des Optionenpapers zum Strommarktdesign der Zukunft wiedergegeben.

### Handlungsfeld „Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“

Das Kopernikus-Projekt SynErgie hat zum Ziel, innerhalb von zehn Jahren, im Einklang mit rechtlichen und sozialen Aspekten, alle technischen Voraussetzungen zu schaffen und Handlungsempfehlungen für marktseitige Voraussetzungen abzuleiten, um den **Energiebedarf der deutschen Industrie mit dem fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren**. Die Themen steuerbare Kapazitäten und Kraftwerksstrategie stellen kein Kernthema des Kopernikus-Projekts SynErgie dar, weshalb wir zu den spezifischen Leitfragen in diesem Handlungsfeld nicht im Detail Stellung nehmen. Übergeordnet sei zu betonen, dass eine **ganzheitliche Betrachtung** der vier **Handlungsfelder** für das Gelingen der Energiewende zwingend erforderlich ist. Insbesondere müssen bei den Handlungsoptionen im Rahmen der Kraftwerksstrategie auch Gestaltungsaspekte lokale Signale und nachfrageseitiger Flexibilität adressiert werden. Aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie ist dieses Zusammenwirken noch nicht hinreichend ausgeprägt, wodurch **Ineffizienzen im Energiesystem und hohe Systemkosten** entstehen.

Ein Beispiel für aktuelle Ineffizienzen im Energiesystem ist die unzureichende Berücksichtigung von **Standortfaktoren bei neuen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen**, insbesondere in Bezug auf ihre **Netz- und Systemdienlichkeit**. So werden zusätzliche Stromverbraucher wie Elektrolyseure häufig nicht an den Standorten angesiedelt, an denen sie bestehende **Netzengpässe reduzieren** könnten – etwa in Gebieten mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE). Stattdessen erfolgt die Standortwahl oft an Orten, an denen die **Netzengpasssituation sogar weiter verschärft wird**. Es fehlt an **lokalen Signalen** als gezielte Investitionsanreize, um eine effiziente sowie netz- und systemdienliche Ansiedlung von Erzeugungsanlagen und Lasten zu fördern. Ein weiteres Beispiel ist die **unzureichende Berücksichtigung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale im Rahmen der Kraftwerksstrategie**. Diese Potenziale könnten genutzt werden, um die Ausschreibung von Kraftwerkskapazitäten zu reduzieren und damit die Effizienz des Gesamtsystems zu steigern.

Insgesamt **gefährden derartige Ineffizienzen im Energiesystem** nicht nur **die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts** Deutschland, sondern machen die **Energiewende teurer als notwendig**. Daher müssen diese Ineffizienzen im Energiesystem möglichst schnell abgebaut und durch effizientere Lösungen ersetzt werden.

## Handlungsfeld „Lokale Signale“

Frage: Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Der rasche Ausbau der EE führt angesichts des langsameren Netzausbaus zu **erheblichen Netzengpässen** und regionalen **Ungleichgewichten** bei **Stromerzeugung und -nachfrage**. Folglich variiert der wirtschaftliche Wert von Strom in Deutschland zeitlich und örtlich – **Strom hat also einen lokalen Wert**. Da in der deutsch-luxemburgischen Einheitspreiszone **eine integrierte Betrachtung von Markt und Netz fehlt**, spiegeln sich Netzknappheiten und regionale Ungleichgewichte bei Stromerzeugung und -nachfrage nicht in den Strompreisen wider und es wird ein einheitlicher Wert des Stroms unterstellt. Dies ist jedoch nur unter der Voraussetzung zutreffend, dass das Stromnetz zu jedem Zeitpunkt über eine hinreichend große Kapazität verfügt, um die Stromerzeugung und -nachfrage jederzeit in allen Regionen auszugleichen. Da ein **vollständig ausgebautes Stromnetz weder finanzierbar noch wirtschaftlich und realistisch erreichbar** ist, muss das aktuelle Strommarktdesign um eine lokale Komponente ergänzt werden, um durch **lokale Signale** ineffiziente Investitions-, Dispatch- und Verbrauchsentscheidungen zu verhindern.

Da lokale Signale derzeit fehlen und keine integrierte Betrachtung von Markt und Netz erfolgt, können Marktergebnisse aufgrund physikalischer Restriktionen immer häufiger nicht realisiert werden, was gezielte Redispatchmaßnahmen – wie das Abregeln von EE im Norden und das Hochfahren konventioneller Kraftwerke im Süden – erforderlich macht, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Allein im Jahr 2023 beliefen sich die damit verbundenen Kosten auf rund 3,1 Mrd. Euro. Trotz des geplanten Netzausbaus ist auch in den kommenden Jahren ein [steigender Redispatchbedarf](#) zu erwarten. Um die Redispatchvolumina und -kosten zukünftig nicht weiter anwachsen zu lassen, sind **lokale Signale**, die Netzknappheiten abbilden und somit gezielte Anreize zur Entlastung des Stromnetzes schaffen, **von entscheidender Bedeutung**.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt daher die Betrachtung lokaler Signale im Rahmen des Optionenpapiers und betont deren Wichtigkeit für die Effizienz des Gesamtsystems. Analog zum Optionenpapier sehen auch wir die Rolle von lokalen Signalen sowohl für **gezielte Investitionsanreize**, um zukünftige Erzeugungsanlagen und Lasten effizient und netz- und systemdienlich anzusiedeln, als auch für **gezielte Dispatch- und Verbrauchsanreize**, um Einsatz- und Verbrauchsentscheidungen netz- und systemdienlich zu treffen.

Frage: Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Vorteile:

Die Vorteile **regionaler Steuerung in Förderprogrammen** liegen darin, dass **bereits geplante Fördermaßnahmen netz- und systemdienlicher umgesetzt** werden können. So sollten bspw. zusätzliche Kraftwerkskapazitäten und Lasten gezielter in Regionen gefördert werden, in denen sie netz- und systemdienlich wirken. Auf diese Weise können neue Anlagen zur **Reduzierung von zusätzlichem Redispatch- und allgemeinem Netzausbaubedarf** beitragen. SynErgie begrüßt diese Option und betont, dass ein netz- und systemdienlicher Grundgedanke auch im Rahmen der Kraftwerksstrategie zwingend zu berücksichtigen ist.

Darüber hinaus ist für die Transformation des Stromsystems und eine effiziente Integration EE das Erschließen nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale essenziell. Dazu müssen Netznutzer durch ökonomische Anreize motiviert werden, ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher EE-Einspeisung zu verschieben. **Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte** bieten hierbei den Vorteil, dass diese – im Vergleich zu Förderprogrammen – einen **netz- und systemdienlichen Verbrauch** anreizen können. Dies kann Netzengpasssituationen reduzieren und folglich das Redispatchaufkommen senken. Wir begrüßen diesen Ansatz und betonen, dass bei einer möglichen Ausgestaltung auf das in § 14a EnWG erarbeitete Anreizmodul zurückgegriffen und auf höhere Spannungsebenen ausgeweitet werden sollte.

Verglichen mit den zuvor genannten Optionen stellt der **marktbasierte Redispatch** in Form **lokaler Flexibilitätsmärkte** den **einzigen marktbasierten Ansatz** dar. Lokale Flexibilitätsmärkte ermöglichen eine gezielte Steuerung und Nutzung lokaler Flexibilitäten zur Vermeidung von Netzengpässen. Somit können diese nachweislich das Redispatchaufkommen senken und zur Verbesserung der Effizienz des Gesamtsystems beitragen. Aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie stellen lokale Flexibilitätsmärkte eine interessante Möglichkeit dar, **unter Beibehaltung einer Einheitspreiszone die notwendigen lokalen Signale über Marktpreise zu schaffen**.

Nachteile:

Ein Nachteil der **Förderprogramme** besteht darin, dass die Fördereffizienz beeinträchtigt werden kann, da nicht immer der Ausschreibungsteilnehmer mit den besten Voraussetzungen den Zuschlag erhält. Der größere Nachteil ist jedoch, dass **nur Investitions-, aber keine Dispatch- und Verbrauchsentscheidungen adressiert** werden. Förderprogramme sollten unseres Erachtens bei der Etablierung lokaler Signale berücksichtigt werden; wir sehen diese jedoch **nicht als zentralen Lösungsansatz**.

**Zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte** haben den Nachteil, dass die Anreize aufgrund der aktuellen Netzentgeltstruktur lediglich die Verbrauchs-, **jedoch nicht die Erzeugungsseite erreichen**. Darüber hinaus geht diese Option im Vergleich zu einem marktbasierten Ansatz mit einer **geringeren Effizienz einher**. Zwar kann das Redispatchaufkommen reduziert werden, es bedarf jedoch einer Gegenfinanzierung für die geringeren Einnahmen der Netzbetreiber – bspw. durch eine bundesweite Umlage auf alle Endverbraucher. Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt grundsätzlich die Idee zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte und hat bereits im Rahmen einer [Stellungnahme](#) dargelegt, die in **§ 14a EnWG getroffenen Regelungen auf höhere Spannungsebenen auszuweiten**. Aufgrund der genannten Nachteile ist diese Option unseres Erachtens jedoch auch **nicht der zentrale Lösungsansatz** zur Etablierung lokaler Signale.

Trotz unbestrittener Vorteile und Effizienz des **marktbasierten Redispatches** gehen mit dieser Option auch Herausforderungen (bspw. das Auftreten von Marktmacht und „Inc-Dec Gaming“) einher. Das Kopernikus-Projekt SynErgie betont, dass die genannten Herausforderungen ernst zu nehmen, aber durchaus adressierbar sind, wie Beispiele europäischer Nachbarstaaten zeigen. So kann **durch ein geeignetes Marktdesign und gezieltes Monitoring** die Marktmacht und das Gaming erheblich einschränkt oder sogar vollständig verhindert werden. Genauer ist aus einer gemeinsamen [Stellungnahme](#) mit der EPEX SPOT zu entnehmen.

Frage: Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

Zur Etablierung lokaler Signale im Strommarkt bestehen unterschiedliche Lösungsansätze. Ein intensiv und kontrovers diskutierter Ansatz ist die **Einführung eines lokal differenzierten Strommarktdesigns**. Dies könnte durch die Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Gebotszone in mehrere Zonen oder durch die Einführung knotenspezifischer Strompreise realisiert werden. Das Kopernikus-Projekt SynErgie beschäftigt sich seit vielen Jahren mit der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns und hat dazu mehrere Whitepaper veröffentlicht [1, 2, 3]. Basierend auf den Erkenntnissen unserer Projektarbeit teilen wir die Ansicht des BMWK zu den im Optionenpapier genannten Vorteilen, sehen aber auch Herausforderungen, die mit der Einführung eines lokal differenzierten Strommarktdesigns einhergehen. So zeigt eine kürzlich im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie durchgeführte [Studie](#), dass **verschiedene Zonenkonfigurationen** nur zur geringen Reduktion der **Redispatchvolumina und -kosten führen** und die Konfigurationen **im Zeitablauf nicht stabil sind**. **Knotenspezifische Preise** führen hingegen zu **deutlich geringeren Gesamtkosten (nach Redispatch)**. Allerdings betonen aktuelle, im Zuge der Electricity Market Design Reform durchgeführte, Studien der Gemeinsamen Forschungsstelle der Europäischen Kommission, dass die Einführung eines Knotenpreissystems in der Europäischen Union mit vielen Herausforderungen (z. B. **hohe Übergangskosten und erforderliche institutionelle Änderungen**) einhergehen. Darüber hinaus spricht sich das BMWK im Optionenpapier für den **Erhalt der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone aus**.

Wenn also die Alternativen einer Zonenteilung bzw. eines Knotenpreissystems ausscheiden und die Einheitspreiszone in der gegenwärtigen Form immer ineffizienter wird, sollte diese durch **lokale Flexibilitätsmärkte ergänzt** werden. Das Kopernikus-Projekt SynErgie spricht sich für einen **marktbasierten Ansatz zur Umsetzung lokaler Signale** aus, da dieser im Vergleich zu regulatorischen oder förderpolitischen Ansätzen eine höhere Effizienz aufweist. Aus diesem Grund betrachten wir den **marktbasierten Redispatch in Form von lokalen Flexibilitätsmärkten als zentralen Lösungsansatz**, der unter Beibehaltung der Einheitspreiszone die notwendigen lokalen Signale über Marktpreise schafft. Gleichzeitig begrüßen wir die im Optionenpapier vorgestellten, **nicht marktbasierten Optionen**, wie regionale Steuerung in Förderprogrammen, und betrachten diese **als ergänzende Elemente**.

Frage: Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

Der rasche Ausbau der EE in Deutschland führt angesichts des langsameren Netzausbaus zunehmend zu **erheblichen Netzengpässen** und **regionalen Ungleichgewichten bei Stromerzeugung und -nachfrage**, was die Notwendigkeit lokaler Steuerungssignale bestärkt. Sollte es nicht gelingen, lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, sehen wir die folgenden Gefahren:

**Ineffiziente Investitionen:** Ohne lokale Signale könnten Investitionen in Erzeugungsanlagen und Lasten an ungeeigneten, nicht netz- und systemdienlichen Standorten erfolgen. Dies könnte nicht nur bestehende Netzengpässe verschärfen, sondern auch zur Entstehung neuer Netzengpässe führen, wodurch sich in der Folge der Netzausbaubedarf erhöht. Zudem sind lokale Signale entscheidend für die effiziente Integration der EE in das Stromnetz – und damit für den Erfolg der Energiewende.

**Fehlende Flexibilitätsanreize:** Ohne lokale Signale fehlen die notwendigen Anreize, um das bestehende nachfrageseitige Flexibilitätspotenzial effizient zu nutzen. Daher werden Lasten auch in den Zeiten nicht flexibel gesteuert, in denen dies eigentlich dringend erforderlich wäre. Zudem fehlen die Anreize, in nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen zu investieren – eine essenzielle Voraussetzung für ein zukünftiges Stromsystem, das stark von der schwankenden Einspeisung von EE abhängt. Neben fehlenden lokalen Anreizen für netz- und systemdienliche Verbrauchsentscheidungen fehlen zudem lokale Anreize für netz- und systemdienliche Dispatchentscheidungen.

Insgesamt wird das **Fehlen lokaler Signale** zu einem **erheblich steigenden Redispatchbedarf** führen, wodurch das **gesamte Stromsystem ineffizienter** wird, die **Energiewende unnötig verteuert** und damit sowohl **national deren Akzeptanz als auch auf EU-Ebene den Green Deal gefährdet**.

Frage: Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

Ein einfacher Ansatz zur Einführung lokaler Signale besteht darin, auf **bereits etablierte** und in der Praxis **bewährte Konzepte zurückzugreifen**. Dies erfordert weder eine vollständige Neukonzipierung noch eine umfangreiche Test- und Erprobungsphase der Wirksamkeit des Ansatzes.

Ein im europäischen Ausland **bewährtes Konzept zur Umsetzung lokaler Signale sind lokale Flexibilitätsmärkte**. In einem lokalen Flexibilitätsmarkt entstehen Preissignale durch das Zusammenkommen von Angebot und Nachfrage. Es gelten klare und transparente Regeln hinsichtlich der Preisbildung und es bedarf keiner komplexen Ausgestaltung von Sonderregelungen. In Beispielen aus den Niederlanden oder Großbritannien sind zudem – durch Ergreifen entsprechender Gegenmaßnahmen – keine signifikanten Probleme im Hinblick auf die bekannten Herausforderungen zu Marktmacht und Gaming festzustellen. In einer gemeinsamen [Stellungnahme](#) mit der EPEX SPOT legen wir dar, welche Maßnahmen das Ausüben von Marktmacht und Gaming erheblich einschränken oder sogar vollständig verhindern können. Darüber hinaus regen wir an, dass **regulatorisches Lernen im Rahmen von Modellregionen und Reallaboren eine zentrale Rolle spielen** sollte, um die aktuellen Vorbehalte gegenüber lokalen Flexibilitätsmärkten zu adressieren und gezielte Maßnahmen für das Monitoring von Marktmacht und Gaming zu entwickeln, zu erproben und transferierbar zu machen. Das vom BMWK initiierte **Reallabore-Gesetz** bietet hierfür die Grundlage, um bspw. **in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg einen lokalen Flexibilitätsmarkt zu implementieren**.

Auch für zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte gibt es bereits erste Ansätze, auf denen aufgebaut werden kann, wie bspw. das im Rahmen der **Neufassung des § 14a EnWG erarbeitete Anreizmodul**. Gemäß § 14a EnWG sind Netzbetreiber ab dem Jahr 2025 verpflichtet, Betreibern von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen **zeitvariable Netzentgelte anzubieten**. Ein solcher Ansatz kann für Verbraucher ein ökonomischer Anreiz sein, den Stromverbrauch gezielt in Zeiten mit einer hohen EE-Einspeisung zu verschieben. Der Ansatz schließt aktuell jedoch nur die Niederspannungsebene ein und ist – im Gegensatz zu lokalen Flexibilitätsmärkten – noch nicht etabliert. Weitere Einblicke dazu finden Sie in unserer [Stellungnahme](#), die im Rahmen des Konsultationsverfahrens zu § 14a EnWG erschienen ist.

Frage: Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Das Kopernikus-Projekt SynErgie bietet gerne seine **Unterstützung und sein Mitwirken** bei der Gestaltung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns an. So könnte u. a. **regulatorisches Lernen im Rahmen von Reallaboren – wie z. B. in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg** – dazu beitragen, aktuelle Vorbehalte gegenüber lokalen Flexibilitätsmärkten zu adressieren und gezielte Maßnahmen für das Monitoring von Marktmacht und Gaming zu entwickeln, zu erproben und transferierbar zu machen.

Mit 26 Partnerunternehmen, 11 Forschungseinrichtungen, 16 übertragbaren Demonstratoren und der systematischen Vernetzung aller relevanter Stakeholder wie Politik, Netzbetreiber, Industrie und Gesellschaft bietet die Energieflexible Modellregion Augsburg ideale Voraussetzungen, um regulatorisches Lernen mithilfe von Experimentierklauseln zu realisieren. Gleichzeitig weist die Energieflexible Modellregion Augsburg als Region mit hoher fluktuierender Stromerzeugung und hohem industriellen Stromverbrauch eine **sehr gute Übertragbarkeit auf andere Regionen** in Deutschland auf, welche den **industriellen Kern des Landes** darstellen und damit für **Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung** sind. Nicht zuletzt liegen aus den bisherigen Arbeiten im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie bereits umfassende Vorerfahrungen in der Konzeptionierung, prototypischen Realisierung sowie aus einem ersten [Testbetrieb eines kontinuierlichen Energieflexibilitätshandels](#) vor.

**Für einen lokalen Flexibilitätsmarkt in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg stehen alle Beteiligten bereit** – Unternehmen, Forschung, Strombörse und Landespolitik. Für die Realisierung eines entsprechenden Vorhabens und um Erkenntnisse für Gesamtdeutschland gewinnen zu können, wird der Wille der Bundespolitik und der Regulierungsbehörde benötigt.

## Handlungsfeld „Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben“

Frage: Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?  
Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt die umfassenden Aktionsbereiche des Optionenpapiers. Alle vom BMWK identifizierten **Hemmnisse** – sowohl **technischer, regulatorischer und ökonomischer Art** – werden in den Aktionsbereichen gezielt adressiert, wodurch eine hohe Vollständigkeit erzielt wird.

Aktionsbereich 1 adressiert ein wesentliches Hemmnis für die Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilität auf Haushaltsebene, da derzeit weder ausreichende ökonomische Anreize noch die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllt sind. Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt daher den im Optionenpapier vorgeschlagenen **Übergang von Festpreistarifen zu dynamischen Tarifen mit variablen Preiskomponenten**, um Lastverschiebungen zu incentivieren. Darüber hinaus unterstreichen wir die Dringlichkeit eines **beschleunigten Rollouts von Smart-Metern**, um die Umsetzung dynamischer Tarife zu ermöglichen.

Neben den technischen und ökonomischen Hemmnissen für die Flexibilitätsbereitstellung auf Haushaltsebene stellen **insbesondere starre Strompreisbestandteile wie u. a. Netzentgelte** ein erhebliches Hemmnis dar, auf Preissignale des Marktes zu reagieren. Deshalb begrüßt das Kopernikus-Projekt SynErgie die im Aktionsbereich 2 diskutierten Handlungsoptionen zur **Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte**, wie sie bereits im Rahmen des § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf Niederspannungsebene erarbeitet wurden.

Regulatorische Hemmnisse betreffen nicht nur Haushalte, sondern auch die Industrie, wie in Aktionsbereich 2 und 3 adressiert. Das Kopernikus-Projekt SynErgie betont bereits seit vielen Jahren, dass die **gegenwärtige Berechnungssystematik der Industrienetzentgelte** nicht den Anforderungen des heutigen und künftigen Stromsystems mit einer stark zunehmender volatiler EE-Einspeisung gerecht wird und der **erforderlichen industriellen nachfrageseitigen Flexibilität diametral entgegensteht**. Die regulatorischen Hemmnisse verhindern nicht nur die Flexibilitätsbereitstellung, sondern führen auch zu eigentlich **vermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen** und **gefährden damit den Green Deal der EU**.

Das **Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt** deshalb gemeinsam mit dem BMWK die seitens der BNetzA angekündigte **Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte**. Wir unterstreichen die Dringlichkeit dieses Handlungsbedarfs, um die regulatorischen Rahmenbedingungen an die Erfordernisse eines zunehmend dezentralen und volatilen Energiesystems anzupassen.

Frage: Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen: Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Hemmnisse:

Das Kopernikus-Projekt SynErgie identifiziert bei der Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilität verschiedene Hemmnisse, die – in Übereinstimmung mit der Einteilung des BMWK – in folgende drei Kategorien unterteilt werden: **technische, regulatorische und ökonomische Hindernisse**.

Bei den technischen Hemmnissen identifizieren wir auf Haushaltsebene v. a. den schleppenden Smart-Meter Roll-out, der eine Voraussetzung für die Flexibilitätsbereitstellung darstellt, als zentrales Hindernis. Zudem bestehen ökonomische Hemmnisse aufgrund starrer Stromtarife ohne hinreichende Preissignale zur Incentivierung von Lastverschiebungen. In der Industrie wurden diese Hemmnisse teilweise adressiert, da bereits dynamische Tarife genutzt werden und intelligente Messsysteme weit verbreitet sind. Unsere Projekterfahrungen im Umfeld der energieintensiven Industrie zeigen, dass die **Industrie über enorme nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale verfügt** und die **technischen Voraussetzungen für die Flexibilitätsbereitstellung vorhanden sind und weiter ausgebaut werden können**.

Aktuell können diese nachfrageseitigen Flexibilitätspotenziale der Industrie jedoch nicht in dem Umfang genutzt werden, wie es aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie für das Gelingen der Energiewende erforderlich ist. Die **enormen Strompreisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt**, die voraussichtlich weiter zunehmen werden, bieten hohe **ökonomische Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung**. Diese Anreize werden jedoch durch die **Berechnungssystematik der Industrienetzentgelte stark abgeschwächt** und führen sogar dazu, dass **Flexibilitätsbereitstellung bestraft wird**.

Ein weiteres wesentliches ökonomisches Hemmnis stellen unzureichende **lokale Signale** dar, die Netzknappheiten abbilden und gezielte Anreize zur Entlastung des Stromnetzes setzen. So fehlen die notwendigen Anreize, um bestehende **nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale netz- und systemdienlich zu nutzen** und somit physikalische Limitationen des Stromnetzes zu adressieren.

Lösungen:

Der Handlungsbedarf zur Beseitigung technischer Hemmnisse auf Haushaltsebene ist eindeutig: Es müssen dringend adäquate Rahmenbedingungen für einen raschen und umfassenden Roll-out von Smart-Metern geschaffen werden – z. B. durch Investitionsanreize oder gesetzliche Vorgaben. Insgesamt spielt aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie sowohl auf Haushalts- als auch Industrieebene die **Digitalisierung eine entscheidende Rolle, um die technischen Voraussetzungen für nachfrageseitige Flexibilitätsbereitstellung zu schaffen.**

Zudem betont das Kopernikus-Projekt SynErgie den dringenden Handlungsbedarf zur Beseitigung regulatorischer Hemmnisse im Rahmen der Industrienetzentgelte. Die Entwicklung entsprechender Handlungsoptionen fällt in die Zuständigkeit der BNetzA, die diese Problematik erkannt hat und mit dem am **24. Juli 2024 veröffentlichten Eckpunktepapier** ein Verfahren für eine **Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich** eingeleitet hat.

Ein Lösungsansatz, um ökonomische Hemmnisse auf Haushaltsebene zu beseitigen, ist die Weiterentwicklung dynamischer Tarife. Aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie wäre eine weiterführende Lösungsvariante, eine Ausweitung dieses dynamischen Modells auf Netzentgelte im Sinne **zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte**. Als priorisierten Lösungsansatz, um insbesondere in der Industrie nachfrageseitige Flexibilitätpotenziale anzureizen, sehen wir einen **marktbasierten Redispatchansatz in Form lokaler Flexibilitätsmärkte**. Lokale Flexibilitätsmärkte ermöglichen eine gezielte Steuerung und Nutzung lokaler Flexibilitäten zur Vermeidung von Netzengpässen und bieten der Industrie einen **zusätzlichen Erlös kanal durch die Vermarktung von Flexibilität**. Deshalb ordnet das Kopernikus-Projekt SynErgie lokalen Flexibilitätsmärkten besonders erfolgversprechende Chancen zu, **unter Beibehaltung der deutsch-luxemburgischen Einheitspreiszone die dringend notwendigen lokalen Signale über Marktpreise zu schaffen.**

Frage: Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

Im Aktionsbereich 1 sehen wir das BMWK in der Verantwortung, die **Rahmenbedingungen für einen beschleunigten Smart-Meter-Rollout** zu schaffen. Nur durch eine flächendeckende Einführung von Smart Metern können dynamische Tarife – die bereits existieren und teilweise genutzt werden – umfassender eingesetzt werden. Das **Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)**, das ab dem 01. Januar 2025 alle Stromlieferanten zur Einführung dynamischer Tarife verpflichtet, ist ein **Schritt in die richtige Richtung**. Es bedarf jedoch **weiterer Maßnahmen, um den Smart-Meter-Rollout voranzutreiben**, z. B. durch Investitionsanreize oder gesetzliche Vorgaben.

Den **dringenderen Handlungsbedarf** sehen wir jedoch in den Aktionsbereichen 2 und 3 bzgl. der **Netzentgeltthematik**, da **flexibilitätshemmende Regulatorik und starre Netzentgelte ohne Anreize zur Flexibilität** nicht mehr in das heutige und vor allem zukünftige Stromsystem mit einem hohen Anteil volatiler EE-Einspeisung passen. Entsprechende Handlungsoptionen fallen hierbei in die **Zuständigkeit der BNetzA** und werden in deren jüngst angekündigten Vorhaben zur **Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich** adressiert.

Insgesamt bieten alle Aktionsbereiche vielversprechende Ansätze zur Bewältigung der identifizierten Flexibilitätshemmnisse. Allerdings wird in jedem der Aktionsbereiche auf fehlende (praktische) Erfahrungswerte sowie eine notwendige Erprobung der Funktionalitäten und Auswirkungen der vorgestellten Handlungsoptionen hingewiesen. Aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie ist es dringend zu empfehlen, dass in den jeweiligen Aktionsbereichen Anpassungen durch **regulatorisches Lernen im Rahmen von Modellregionen und Reallaboren** vor einer bundesweiten Umsetzung forciert werden. Modellregionen und Reallabore bieten die Möglichkeit, Handlungsoptionen für eine begrenzte Zeit in klar definierten Räumlichkeiten unter möglichst realen Bedingungen und mit behördlicher Begleitung zu erproben. Auf diese Weise lassen sich wertvolle Erkenntnisse darüber gewinnen, wie die erprobten Handlungsoptionen zukünftig optimal eingesetzt und reguliert werden können, um ihr volles Potenzial zu entfalten. Das vom **BMWK initiierte Reallabore-Gesetz bietet** hierfür die Grundlage, um beispielsweise in der **energieflexiblen Modellregion Augsburg dynamische Tarifmodelle oder zeitvariable Netzentgelte zu entwickeln, erproben und transferierbar zu machen**.

Frage: Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Das Kopernikus-Projekt SynErgie bietet gerne seine **Unterstützung und sein Mitwirken** bei der Gestaltung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns an. So könnte u. a. **regulatorisches Lernen im Rahmen von Reallaboren – wie z. B. in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg – dazu beitragen, dynamische Tarifmodelle oder zeitvariable Netzentgelte zu entwickeln, erproben und transferierbar zu machen.**

Mit 26 Partnerunternehmen, 11 Forschungseinrichtungen, 16 übertragbaren Demonstratoren und der systematischen Vernetzung aller relevanter Stakeholder wie Politik, Netzbetreiber, Industrie und Gesellschaft bietet die Energieflexible Modellregion Augsburg ideale Voraussetzungen, um regulatorisches Lernen mithilfe von Experimentierklauseln zu realisieren. Gleichzeitig weist die Energieflexible Modellregion Augsburg als Region mit hoher fluktuierender Stromerzeugung und hohem industriellen Stromverbrauch eine **sehr gute Übertragbarkeit auf andere Regionen** in Deutschland auf, welche den **industriellen Kern des Landes** darstellen und damit für **Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung** sind.

Für die Umsetzung solcher Vorhaben stehen **alle Beteiligten in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg bereit** – Unternehmen, Forschung, Strombörse und Landespolitik. Für die Realisierung eines entsprechenden Vorhabens und um Erkenntnisse für Gesamtdeutschland gewinnen zu können, wird der Wille der Bundespolitik und der Regulierungsbehörde benötigt.

### **Inhaltliche Ansprechpartner**

#### **Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [hans-ulrich.buhl@fim-rc.de](mailto:hans-ulrich.buhl@fim-rc.de) | Tel. +49 821 480400 10, 12, 13

#### **Markus Pichlmeier**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [markus.pichlmeier@fim-rc.de](mailto:markus.pichlmeier@fim-rc.de) | Tel. +49 157 5200 7118

#### **Dominik Eble**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [dominik.eble@fim-rc.de](mailto:dominik.eble@fim-rc.de) | Tel. +49 821 480400 707

#### **Robert Förster**

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement  
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

**Kontakt:** [robert.förster@fim-rc.de](mailto:robert.förster@fim-rc.de) | Tel. +49 821 480400 19

### **Koordinierungsstelle des Kopernikus-Projekts SynErgie**

#### **Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer**

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA  
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

**Kontakt:** [alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de](mailto:alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de) | Tel. +49 711 970 3600

#### **Can Kaymakci**

Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

**Kontakt:** [kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de](mailto:kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de) | Tel. +49 711 970 1241

