

# Innovationsräume und Anreize schaffen: Planwertbasierte und netzdienliche Flexibilitäts- nutzung auf Grundlage dynamischer Netzentgelte

KISTERS AG bringt Konsultationsbeitrag ein zum Regelwerk der Beschlusskammer 8. Die Eingabe erfolgt im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK8-22/010-A ‚Festlegung zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300‘.

## Problemstellung und Zielsetzung: Motivation und Kernthesen der Eingabe



Die witterungsabhängigen Einflüsse volatiler EE-Erzeugung auf das Energiesystem können intrinsisch nur mittels kurzfristiger Betriebsplanung und -führung adäquat adressiert werden, entsprechend müssen Anreize für netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung zumindest perspektivisch auch kurzfristig gesetzt werden können.

Im Festlegungsverfahren zu §14a vorgesehene Anreize zur freiwilligen Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität (variable Netzentgelte) sollten den Weg zu situationsgerechten dynamischen Netzentgelten daher keinesfalls verschließen. Aktuell ist im Regelwerk jedoch ein ausschließlich kalenderjährlicher Festlegungszyklus der Netzentgelte vorgesehen – dadurch würde faktisch eine solche Blockade etabliert.

Es wäre äußerst begrüßenswert, wenn diese aus der Perspektive von Umsetzungsaufwand und -geschwindigkeit begründet getroffene Festlegung entschärft und flankiert würde, mit der Schaffung eines ergänzenden, optional nutzbaren Instruments für dynamische Netzentgelte.

Damit würde die sich bietende wertvolle Gelegenheit genutzt, zur Schaffung eines freiwillig nutzbaren Innovationsraumes mit einheitlichen und verbindlichen Leitlinien.

So entstünde der klar definierte Umsetzungsraum sowie Orientierungsrahmen, den progressive Marktteilnehmer dringend benötigen, um die erforderlichen innovationsintensiven Lösungen zur kurzfristigen, planwertbasierten Bewirtschaftung netzdienlicher Flexibilität im Niederspannungsnetz proaktiv entwickeln und sukzessive etablieren zu können.

### **Optionales Netzentgeltmodell innerhalb des ergänzenden Anreizmoduls 3:**

#### **„Dynamische Netzentgelte mit Möglichkeit zu delegierter Flexibilitätssteuerung“**

Die hier angeregte Ausgestaltungsmöglichkeit soll Netzbetreibern (NB), Lieferanten (LF) und Messstellenbetreibern (MSB) einen Innovationsraum zur Etablierung (und tatsächlichen Bewirtschaftung) dynamischer Netznutzungsentgelte eröffnen.

Die Marktteilnehmer sollen diesen Raum nutzen können, um die erforderlich werdenden Geschäfts- und insbesondere Koordinationsprozesse zur kurzfristigen und planwertbasierten Flexibilitätsbewirtschaftung im weitgehend eigenen Ermessen in der eigenen Umsetzungsgeschwindigkeit etablieren und vorantreiben zu können.

#### **Lösungsansatz: Grundzüge einer möglichen Ausgestaltung des vorgeschlagenen Modells**

NB können Betreibern (BTR) als zusätzliche Ausgestaltungsmöglichkeit von Modul 3 den Abschluss einer Vereinbarung für 'dynamische Netzentgelte mit Möglichkeit zu delegierter Flexibilitätssteuerung' anbieten. Für die BTR besteht ebengleich Wahlfreiheit über die Angebotsannahme bzw. den Verbleib im ‚regulären‘ Modul 3.

Es gelten grundsätzlich die Regelungen des ergänzenden Anreizmoduls (Modul 3), mit folgenden Abweichungen/Ergänzungen:

- 1) Bei der Ausgestaltung des Netzentgelttarifs zieht der NB nicht das Standardlastprofil von Haushaltskunden als Randbedingung der Tarifikkulation heran, sondern die (Kurzfrist-) Prognose der tatsächlich erwarteten Netzlast innerhalb seines Netzgebiets.
- 2) Die Festlegung der geltenden HT/NT-Zeitfenster sowie -Preisstufen erfolgt nicht stichtagsbezogen kalenderjährlich, sondern kann unterjährig und kurzfristig erfolgen, z.B. bis zu kalendertäglich mit Gültigkeitsbeginn zum Folgetag.  
Die Übermittlung der Zeitfenster und Preisstufen durch den NB an LF und MSB erfolgt entsprechend der GPKE (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität), in Form der Übermittlung der (aktualisierten) Zählzeitdefinition des NB.
- 3) Der Betreiber hat die Möglichkeit, die Planung und Durchführung der tatsächlichen *netzdienlichen* Flexibilitätssteuerung seiner SteuVE bzw. seines SteuNA an seinen NB zu delegieren, alternativ auch an seinen MSB bzw. LF.  
Wird die Dienstleistung der netzdienlichen Flexibilitätssteuerung von einem Marktteilnehmer (NB, MSB, LF) wahrgenommen, so ist jener verpflichtet, die resultierenden Schaltzeitendefinitionen (bei SteuVE) bzw. Leistungskurvendefinitionen (bei SteuNA) entsprechend der GPKE an die anderen betroffenen Marktteilnehmer zu übermitteln. Die regelmäßige Verwendung von Ad-hoc Schaltbefehlen ist hier *nicht* zulässig.
- 4) Die konkreten Randbedingungen für die Durchführung der delegierten Flexibilitätssteuerung (z.B. zulässige Abrufintensität, Übersteuerungsmöglichkeit für den Betreiber, Einsatzreihenfolge bei mehreren SteuVE) sind Gegenstand einer zwischen NB (bzw. alternativ MSB oder LF) und BTR zu treffenden Vereinbarung. Diese Randbedingungen sind seitens des Dienstleistungs-Erbringers auszugestalten und müssen für alle gleichartigen steuVE/steuNA innerhalb des betroffenen Netzgebiets bzw. Kundensegments gleichartig und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Umfang und Kostenwirkung der durchgeführten Flexibilitätssteuerung müssen gegenüber dem BTR transparent und nachvollziehbar aufgeschlüsselt werden.

- 5) NB dürfen die ggfs. bereitgestellte Flexibilität der Kundenanlagen ausschließlich netzdienlich und planwertbasiert einsetzen. LF sowie MSB steht es frei, neben der DL zur netzdienlichen Steuerung auch DL zur marktdienlichen oder sonstiger Bewirtschaftung anzubieten und auszuüben.
- 6) Über den Mechanismus 'dynamische Netzentgelte mit Möglichkeit zu delegierter Flexibilitätssteuerung' bereitgestellte und durch die Netzentgeltreduzierung vergütete Flexibilität ist seitens der NB stets vorrangig zur Vermeidung von Netzengpässen einzusetzen, insbesondere vorrangig zur netzorientierten Steuerung im Engpassfall (entsprechend BK6-22-300).

**Kommentierung zur Begründung, Erläuterung und ggfs. Umsetzung des vorgeschlagenen Modells:**

- zu 1) Die seitens der BK8 für die Netztarifgestaltung vorgesehene Nebenbedingung, dass BTR anhand eines geeigneten Referenzverbrauchsprofils neutral zu stellen sind in ihrer Wahl für/gegen ein variables Netzentgelt, erscheint äußerst gelungen.  
Die Verwendung von Standardlastprofilen als Referenzverbrauchsprofil bringt dabei jedoch den Nachteil der (Netz-)Situations-Unabhängigkeit mit sich, was eine effiziente, situationsgerechte Anreizsetzung intrinsisch ausschließt.  
Kurzfristprognosen der Netzlast werden von den NB im Rahmen der regulären Geschäftstätigkeit ohnehin erstellt, diese stehen somit ohne nennenswerte Mehraufwände als Planwerte zur Verfügung. Im Gegensatz zu Standardlastprofilen berücksichtigen kurzfristige Netzlastprognosen die konkret erwartbare Netzsituation in Bezug auf Einspeisung und Entnahme, und stellen somit eine sachgerechtere Bemessungsgrundlage für das Anreizen netzdienlichen Verbrauchsverhaltens über einen variablen Netztarif dar.
- zu 2) Die Netzlast wird maßgeblich und zunehmend von witterungsabhängiger Einspeisung und Entnahme mitgeprägt. Da Wettereinflüsse nur kurzfristig zuverlässig prognostiziert werden können, ergibt sich unmittelbar und regelmäßig kurzfristiger Anpassungsbedarf an der Tarifstruktur eines dynamischen Netzentgelts (unter der Prämisse, dass dieses Netzentgelt die tatsächliche Netzsituation angemessen berücksichtigen sollte).  
Die massengeschäftstaugliche Übermittlung und Aktualisierung von Zählzeitdefinitionen des NB an betroffene Marktpartner im Rahmen der Marktkommunikation entsprechend GPKE wurde bereits regulatorisch etabliert, somit stehen die benötigten Prozessdefinitionen und Datenformate für einen entsprechenden Informationsprozess zu dynamischen Netzentgelten bereits grundsätzlich zur Verfügung. Die Skalierung hin zu kurzfristigen Übermittlungs- bzw. Aktualisierungszeiträumen zieht wesentliche innerbetriebliche Anpassungsbedarfe in Geschäftsprozessen und Softwaresystemen nach sich, erscheint prinzipiell jedoch kompatibel zum bestehenden Regulierungsrahmen.
- zu 3) Die tatsächliche operative Bewirtschaftung flexibler Kundenanlagen innerhalb dynamischer Tarife ist herausfordernd. So sollte nicht nur die Tarifstruktur z.B. des Netzentgelts potentiell kalendertäglichen Änderungen unterliegen dürfen, es sind insbesondere auch konkurrierende Erlöspotentiale zu berücksichtigen (z.B. netzdienlicher, marktdienlicher, systemdienlicher, selbstdienlicher -im Sinne der Eigenverbrauchsoptimierung- Anlageneinsatz). Nicht nur aus Sicht von Partizipation und Akzeptanz sollten Betreiber grundsätzlich die Möglichkeit behalten, diese Bewirtschaftung selbstständig auszuüben. Es wäre jedoch auch aus Betreiberperspektive wie auch aus Sicht volkswirtschaftlicher Effizienz wünschenswert, wenn es *auch* eine Wahlmöglichkeit gäbe, diese Aufgabe an andere Marktteilnehmer zu delegieren. Idealerweise würde dabei auch Wahlfreiheit hinsichtlich des ausgewählten

Marktteilnehmers herrschen. Dem soll der Vorschlag Rechnung tragen, die netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung als mögliches Dienstleistungsangebot von NB, LF und MSB auszuprägen.

Im Sinne der Koordination von Markt und Netz sollten im Zuge einer planwertbasierten Bewirtschaftung vorgenommene netzdienliche Steuerungshandlungen nicht so kurzfristig erfolgen, dass andere Marktteilnehmer (hier: der Lieferant) keine Chance mehr haben, auf den bilanzierungsrelevanten Eingriff zu reagieren. Der Ausschluss von Adhoc-Schaltbefehlen erscheint hier geeignet, um dieses Ziel zu erreichen. Die ab Oktober 2023 einzuführenden GPKE Use-Cases zur Übermittlung von Schaltzeit- bzw. Leistungskurvendefinitionen decken die Erfordernisse einer zwischen den Marktteilnehmern koordinierten, planwertbasierten Bewirtschaftung bereits grundsätzlich ab.

(Anmerkung: Eine Prüfung und ggfs. Anpassung der Prozesslaufzeiten und Datenformate (GPKE bzw. EDI@Energy) insbesondere im Hinblick auf ein potentiell kalendertägliches Aktualisierungsintervall der Definitionen erscheint angeraten, liegt aber natürlich außerhalb des Regelungsbereichs des vorliegenden Festlegungsverfahrens.)

- zu 4) Um einen möglichst frei gestaltbaren Innovationsraum zu schaffen, sollten sich verbindlich einzuhaltende Vorgaben und Leitlinien auf das unbedingt erforderliche Maß beschränken. Wesentlich erscheinen hier insbesondere Interessen des Verbraucherschutzes sowie die Gleichbehandlung der Marktteilnehmer.

Insbesondere die Wahlfreiheit für BTR (ob, und an welchen Marktpartner die Steuerungsaufgabe ggfs. delegiert wird) sowie Transparenzvorgaben (Umfang und Kostenwirkung von Steuerungsvorgängen) sollen Letztverbraucher in die Lage versetzen, die eigenen berechtigten Interessen zu wahren.

Die Entwicklung und transparente Darstellung eines überzeugenden Dienstleistungsangebots verbleibt wiederum im Ermessen und Verantwortungsbereich des jeweils anbietenden Marktpartners.

- zu 5) Aufgaben, Verantwortungs- und Tätigkeitsbereiche von Netzbetreibern sind aufgrund des natürlichen Monopols im Netzbetrieb gesetzlich klar definiert und reguliert.

Ob die Durchführung einer netzdienlichen Flexibilitätssteuerung von Kundenanlagen im Interesse und in Vertretung des Kunden im Sinne des hier angeregten Umsetzungsmodells zu diesen Aufgaben zählt, bedarf zumindest einer Klarstellung, erscheint jedoch sowohl denkbar als auch zweckdienlich.

(Anmerkung: Im Falle von §14a Bestandsanlagen üben die NB die Aufgabe der netzdienlichen Ansteuerung der Kundenanlagen regelmäßig aus.)

Die Entwicklung bzw. Ausübung von Dienstleistungsangeboten zu anderweitiger Flexibilitätsbewirtschaftung (z.B. marktdienlich, eigenverbrauchsorientiert) fällt demgegenüber jedoch eindeutig *nicht* in den potentiellen Aufgabenbereich eines Netzbetreibers, und bleibt damit den Markttrollen LF und MSB vorbehalten.

Umgekehrt scheint grundsätzlich jedoch denkbar und ggfs. auch wünschenswert, dass MSB oder LF durchaus die Aufgabe der netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung im Auftrag und im Interesse des Betreibers übernehmen. Alle dafür notwendigen und maßgeblichen Informationen liegen diesen Marktpartnern aus den vorgesehenen Kommunikationsprozessen der MaKo vor, ebenso sind auch die nachgelagerten Informationsprozesse an alle in der Folge betroffene Marktpartner bereits in der MaKo angelegt.

- zu 6) Von BTR freiwillig bereitgestellte Flexibilität sollte vorrangig zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt werden. Nur so kann der Abruf von 'Notfallmaßnahmen' zur netzorientierten Steuerung entsprechend BK6-22-300 auf das unbedingt notwendige Maß reduziert werden. Daneben wird nur

so eine planerische Berücksichtigung von netzdienlicher Flexibilität überhaupt möglich, insbesondere für die dauerhafte Entlastung und Optimierung der Netzausbauplanung. (Die unmittelbaren Notfallmaßnahmen nach BK6-22-300 sind hierzu nicht geeignet, da deren Inanspruchnahme unmittelbar eine Verpflichtung zum Netzausbau nach sich zieht.)

**Alternativen: Einordnung des vorgeschlagenen Modells, Kompabilität zu weiteren Mechanismen der Flexibilitätsbewirtschaftung (insbesondere netzdienlich, marktdienlich, eigenverbrauchsorientiert)**

Auch wenn eine umfassende Darstellung Gegenstand weiterer und ausführlicherer Betrachtungen sein muss, sei nachfolgend der Versuch einer orientierenden Einordnung zu weiteren existierenden bzw. gesetzlich angelegten oder in konkreter Ausgestaltung befindlichen Mechanismen der Flexibilitätsbewirtschaftung unternommen.

Die Kompabilität des vorgeschlagenen Modells ‚Dynamische Netzentgelte mit Möglichkeit zu delegierter Flexibilitätssteuerung‘ zu:

- den sonstigen Festlegungen zur ‚Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG‘ gem. Festlegung BK6-22-300 bzw. BK8-22/010-A
  - wird als unmittelbar erreichbar eingeschätzt. Eine rein ergänzend angelegte Ausgestaltung sehr nah an den bereits angelegten Vorgaben innerhalb des ergänzenden Anreizmoduls 3 wurde vorstehend beispielhaft skizziert. Anpassungs- und Umsetzungsaufwände beschränken sich in erster Linie auf innerbetriebliche Prozesse und Systeme. Regulatorische und über die Marktkommunikation zu organisierende Geschäfts- und Koordinierungsprozesse sind hingegen schon etabliert oder bereits angelegt, und bedürfen lediglich einer Prüfung und ggfs. Anpassung im Hinblick auf verkürzte Prozesslaufzeiten.
- ‚Marktgestützter Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz‘ entsprechend § 14c EnWG (Ausgestaltungsprozess bzw. Festlegungsverfahren noch nicht in Konsultation)
  - wird als erreichbar und ggfs. förderlich bzw. auch flankierend einsetzbar eingeschätzt.
  - So könnte perspektivisch erwogen werden diejenigen NB, welche das hier optional vorgeschlagene Modell dynamischer Netznutzungsentgelte nicht in angemessener Umsetzungsfrist anbieten können oder wollen, dazu zu verpflichten, einen Beschaffungsmechanismus nach §14c umzusetzen bzw. zuzulassen.
- marktdienlichem Flexibilitätseinsatz, z.B. auf Grundlage dynamischer Stromtarife oder pauschaliert vergüteter Flex-Tarife mit integrierter Flexibilitätssteuerung,
  - wird als erreichbar eingeschätzt, die Instrumente erscheinen tendenziell gar wechselseitig förderlich.
  - Die Koordination zwischen Markt und Netz in (drohenden) Engpasssituationen ist sachlich schlicht erforderlich, das verstärkte ‚Etablieren, Üben und Beschleunigen‘ unterstützt die Einführung der zugehörigen Informations- und Koordinationsprozesse.
  - Sofern auch den Marktrollen MSB und/oder LF die Ausübung der Dienstleistung ‚netzdienliche Flexibilitätssteuerung in Auftrag und Interesse der BTR‘ zugänglich gemacht wird, entstehen dort Anreize zur Schaffung eines entsprechenden integrierten Lösungsangebots zur z.B. netz- und marktdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung mit entsprechenden Synergievorteilen bzw. Effizienzpotentialen.

- zu eigenverbrauchsorientiertem Flexibilitätseinsatz, entweder in Eigenleistung des BTR, oder als Teil eines integrierten Dienstleistungsangebot eines berechtigten Marktpartners, ist differenziert zu betrachten
  - In den aktuellen Festlegungen zur Marktkommunikation ist nicht vorgesehen, dass BTR in die Austausch- und Informationsprozesse zu Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen unmittelbar einbezogen werden können, eine entsprechende Anpassung erscheint auch nicht aufwandsarm möglich. Die Möglichkeit zur eigenständigen Bewirtschaftung eines dynamischen Netzentgelts durch BTR erscheint daher nur mit erheblichem Aufwand erreichbar. In diesem Fall verbleibt jedoch die Möglichkeit zum Abschluss einer Vereinbarung über ein kalenderjährlich bzw. saisonal festgelegtes variables Netznutzungsentgelt. Den BTR entsteht dadurch kein wirtschaftlicher Nachteil, zumindest sofern die Spreizung zwischen HT/NT-Tarifzeiten in beiden Tarifmodellen vergleichbar ausgestaltet wird.
  - Für die Etablierung einer integrierten Dienstleistungsangebots, z.B. zur netz- und marktdienlichen sowie eigenverbrauchsorientierten Flexibilitätsbewirtschaftung wird das vorgeschlagene Instrument als kompatibel sowie förderlich eingeschätzt.  
Angesichts der bestehenden wirtschaftlichen Erlöspotentiale auf Seiten der Letztverbraucher ist vielmehr davon auszugehen, dass die Leistung ‚Flexibilitätssteuerung zur Eigenverbrauchsoptimierung‘ in vielen Fällen zentraler Bestandteil eines solchen Dienstleistungsangebots sein muss, um BTR überhaupt für den Abschluss einer Vereinbarung zu dynamischen Netznutzungsentgelten gewinnen zu können.

Stand Juli 2023. Alle Angaben ohne Gewähr. Falls Sie Fragen zu diesem technischen Modell haben oder mehr wissen möchten, sprechen Sie uns bitte an.