

Strom

ZfK+ „Die Flexibilität des Kunden bekommt durch variable Netzentgelte eine neue Wertigkeit“

Das Beratungsbüro BET nimmt für die ZfK die neuen Netzentgelte unter die Lupe. Werden die Netze damit überhaupt entlastet und wie fit sind die Netzbetreiber dafür?

20.10.2024



Mit dem prognostizierten Anstieg der Anlagenanzahl nach § 14a EnWG, wie Wallboxen und Wärmepumpen, rechnet das Beratungsbüro BET bis 2030 mit über 15 Mio. Einbaufällen. Die verschiebbare Leistung und Energie wachsen damit rasant an.

Bild: © ChargeX

Die Netzentgelte der Verteilnetzbetreiber sind nun seit 15. Oktober veröffentlicht und erstmals sind die variablen Netzentgelte dabei: Was ist Ihr erstes Fazit?

Oliver Radtke, Leiter Kompetenzteam Regulierung bei BET: Mit der Einführung variabler Netzentgelte beginnt ein neues Kapitel bei der Transformation der Stromnetze zu einem Smart Grid. Aufgrund der Festlegung BK8 22/010-A der Bundesnetzagentur müssen Netzbetreiber für Anlagen nach § 14a EnWG einen Standardtarif, einen Niedriglasttarif und einen Hochlasttarif für die Netzentgelte definieren. Diese Tarife mussten sie erstmalig bis zum 15. Oktober 2024 in den sogenannten vorläufigen Preisblättern veröffentlichen. Wir sehen, dass die Branche weitreichenden Gebrauch von den Freiheitsgraden gemacht hat, die ihnen die Bundesnetzagentur bei der Ausgestaltung der variablen Netzentgelte gewährt hat. Für den Niedriglasttarif gilt, dass er mindestens 10 Prozent und maximal 40 Prozent des Standardlasttarifs betragen darf. Diese Bandbreite wurde auch vollständig ausgenutzt, das zeigen die veröffentlichten Daten. Der Hochlasttarif darf höchstens doppelt so teuer wie der Standardtarif sein, auch dies sehen wir im Markt. Auch bei der zeitlichen Ausgestaltung sehen wir große Unterschiede – die Zeitfenster, in denen die jeweiligen Tarife gelten, sind im Prinzip bei keinen Netzbetreibern identisch. Zusätzlich haben viele Netzbetreiber von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die zeitvariablen Netzentgelte in nur zwei Quartalen anzubieten. So werden natürlich nicht die vollständigen Potenziale ausgeschöpft.

Sören Patzack, Leiter Kompetenzteam Netzinfrastruktur Technik bei BET: Grundsätzlich bewegen sich die Tarif-Spreads, also der Unterschied zwischen Niedrig- und Hochlasttarif, zwischen 10 und 18 ct/kWh. Die Flexibilität des Kunden bekommt somit eine neue Wertigkeit, mit einer Lastverschiebung in günstige Tarifstufen lassen sich Kostenvorteile generieren und das Netz wird entlastet. Wie stark sich die unterschiedliche Höhe der Anreize auf das Kundenverhalten auswirkt, bleibt natürlich abzuwarten.



Wir sehen eine starke Dynamik bei der Integration von Energiemanagementsystemen, da ansonsten der Kunde entsprechend den Zeitstufen seine flexiblen Anlagen selbst manuell steuern müsste. Bei einer Kombination und Orchestrierung von Wallboxen, Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern über ein solches Managementsystem sind die maximalen Kundeneinsparungen zu erzielen. Der Anbietermarkt besitzt aktuell eine massive Dynamik.

Sören Patzack, Leiter Kompetenzteam Netzinfrastruktur Technik bei BET

Bild: © BET/Martin Stockberg

Wie schätzen Sie die künftige Entwicklung der variablen Netzentgelte ein?

Patzack: Anfänglich ist eine begrenzte Kundenteilnahme über Modul 3 zu erwarten. Doch mit dem prognostizierten Anstieg der Anlagenanzahl nach § 14a EnWG, wie Wallboxen und Wärmepumpen, rechnen wir bis 2030 mit über 15 Mio. Einbaufällen. Somit wächst die verschiebbare Leistung und Energie rasant an. Diese Entwicklung wird das Potenzial variabler Netzentgelte erheblich verstärken. Wir sehen daher eine starke Dynamik bei der Integration von Energiemanagementsystemen, da ansonsten der Kunde entsprechend den Zeitstufen seine flexiblen Anlagen selbst manuell steuern müsste. Bei einer Kombination und Orchestrierung von Wallboxen, Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern über ein solches Managementsystem sind die maximalen Kundeneinsparungen zu erzielen. Der Anbietermarkt besitzt aktuell eine massive Dynamik.

In der zweiten Iteration der variablen Netzentgelte für 2026 werden wir außerdem eine Vielzahl von Anpassungen durch die Netzbetreiber sehen, was insbesondere damit zusammenhängt, dass viele Akteure aufgrund fehlender Analysewerkzeuge oder schlichtweg fehlender Notwendigkeit pragmatisch Tarifstufen veröffentlicht haben, um die Wirkung zu testen. Wenn die Erfahrungen mit dem neuen Instrument zunehmen und die Effekte sichtbar werden, erwarten wir auch Anpassungen an den aktuell veröffentlichten variablen Netzentgelten.

Wird damit eine spürbare Entlastung der Netze erzielt?

Radtke: Bei einem Tarif-Spread von 18 ct/kWh nur für die Netzkostenkomponente und insbesondere bei einer Kombination mit einem dynamischen Tarif (Energiamarktkomponente) lassen sich für einen Endkunden deutliche Kostenersparnisse erzielen. Unsere Simulationsmodelle ermitteln Vorteilen von bis zu 500 € im Jahr für einen Kunden. Aufgrund der Höhe dieses monetären Anreizes sehen wir ein erhebliches Potential für eine starke Entlastung der Netze. Im Moment gibt es jedoch noch nicht viele Kunden, die Modul 3 nutzen können. Deshalb erwarten wir in naher Zukunft eher geringe Effekte auf die Netzbelastungen.

Essenziell für die Hebung der mittel- bis langfristigen Potentiale ist jedoch auch, dass der Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland in den nächsten Monaten und Jahren weiter beschleunigt wird, da die fernauslesbaren Smart Meter Voraussetzung für die Abrechnung der variablen Netzentgelte sind. Aber hier sind wir sehr guter Dinge. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung wurde letztes Jahr das Tempo deutlich verschärft. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat die Weiterentwicklung der Standards in hohem Tempo vorangetrieben. Die Hersteller von Smart Meter Gateways haben Produktionskapazitäten ausgebaut, die Messstellenbetreiber rollen bereits aus und testen Anwendungsfälle rund um die Steuerung. Wir erwarten mit der nächsten MsbG-Novelle, die vor der Tür steht, eine weitere Beschleunigung, weil auch die Wirtschaftlichkeit der MSB verbessert werden soll.

Kurzum also: Ohne Digitalisierung und Smart Meter Rollout keine variablen Netzentgelte, und ohne variable Netzentgelte fehlt ein wichtiges Instrument zur Entlastung der Netze.



Die wesentliche Frage ist natürlich, mit welchen Zeitfenstern das Netz tatsächlich entlastet wird. Hierzu sind Lastganganalysen das Mittel der Wahl, um auch einen positiven Nutzen auf die kritischen Netzbelastungen zu garantieren. Außerdem müssen natürlich bei der Kalkulation der Netzentgelte für die Lastzeitfenster die Vorgaben der BNetzA eingehalten werden.

Oliver Radtke, Leiter Kompetenzzentrum Regulierung bei BET

Bild: © BET/Martin Stockberg

Wie fit schätzen Sie die kommunalen Netzbetreiber für die Umsetzung variabler Netzentgelte ein? Wo liegen hier die besonderen Herausforderungen?

Radtke: Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der vorläufigen Netzentgelte ist bei einem Großteil der Netzbetreiber absehbar, dass noch keine erheblichen über Modul 3 abzurechnende Entnahmemengen für das kommende Jahr zu vermuten sind. Insofern ist dieses erste Jahr als Test zu sehen, wie die Zeitfenster zu bestimmen sind und wie die entsprechenden Preise abgeleitet werden.

Grundsätzlich sind einige Herausforderungen bei der Einführung des Instruments zu nennen. Die wesentliche Frage ist natürlich, mit welchen Zeitfenstern das Netz tatsächlich entlastet wird. Hierzu sind Lastganganalysen das Mittel der Wahl, um auch einen positiven Nutzen auf die kritischen Netzbelastungen zu garantieren. Außerdem müssen natürlich bei der Kalkulation der Netzentgelte für die Lastzeitfenster die Vorgaben der BNetzA eingehalten werden. Beispielsweise muss das HT-Fenster die Reduktion des NT-Fensters kompensieren und gleichzeitig muss das HT-Zeitfenster mindestens zwei Stunden ausfüllen. Das resultierende Entgelt in dieser Zeit darf die Standardtarifstufe nicht um mehr als 100% übersteigen.

Patzack: Weiterhin muss die Abrechnung der variablen Netzentgelte über die Ertüchtigung der entsprechenden IT-Systeme umgesetzt werden. Für das Modul 3 muss eine Differenzierung der Energiemengen zwischen Hochlasttarif, Niedriglasttarif und Standardtarif erfolgen. Eventuell müssen zusätzlich noch die Quartale berücksichtigt werden, wenn eine differenzierte Anwendung erfolgt. Diese Abrechnungslogiken werden gerade von einer Vielzahl der Softwareanbieter erstmalig implementiert.

Besondere Herausforderungen würden sich bei einer ggf. zukünftigen Einführung von dynamischen Netzentgelten ergeben. Analog zu dynamischen Stromtarifen könnten diese an „live“-Preissignale aus dem Netz bspw. bei drohenden Engpasssituationen gekoppelt sein. Diese würden sowohl für die netzplanerische Ableitung, die Kalkulation aber auch die Umsetzung in den IT-Systemen noch deutlich größere Anforderungen stellen. Wir sind jedoch der Überzeugung, dass man mit dem jetzt eingeführten Instrument der variablen Netzentgelte bereits sehr große Potentiale für die Flexibilisierung des Energiesystems heben kann.

Die Fragen stellte Stephanie Gust