

Teilnahmevoraussetzungen für die Beschaffung von Kapazitätsreserve zum Gebotstermin 1. Dezember 2023

In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur legen die Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 9 KapResV und gemäß der Festlegung der BNetzA wegen Änderung der Teilnahmevoraussetzungen und des Zuschlagsverfahrens der Kapazitätsreserveausschreibung ab dem zweiten Erbringungszeitraum (Aktenzeichen 4.12.05.03/003) (im Folgenden BNetzA-Festlegung) sowie gemäß Art. 22 Abs. 4 der Verordnung (EU) 943/2019 die folgenden Voraussetzungen für eine Teilnahme am Beschaffungsverfahren fest, welche die Bieter erfüllen müssen.

I Technische Anforderungen an Anlagen nach § 9 Abs. 1 KapResV

1 Netzanschluss gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 KapResV

Anschluss an ein Elektrizitätsversorgungsnetz im Bundesgebiet, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist.

2 Anfahrzeit gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KapResV

Anfahrzeit von maximal 12 Stunden; wobei Erzeugungsanlagen und Speicher die Anfahrzeit aus dem kalten Zustand erreichen müssen.

3 Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 KapResV sowie BNetzA-Festlegung

Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs ab dem Zeitpunkt des Abrufs um mindestens je 20 % der Reserveleistung (Gebotsmenge gemäß § 14 Absatz 4 Nr. 1 KapResV) innerhalb von 15 Minuten, wobei die Anpassung bei Erzeugungsanlagen und Speichern aus dem Betrieb in Mindestteillast erfolgt.

4 Leistungsaufnahme gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 KapResV

Bei regelbaren Lasten eine konstante und vorbehaltlich der Regelung in § 27 KapResV eine unterbrechungsfreie Leistungsaufnahme mindestens in Höhe der Gebotsmenge gemäß § 14 Absatz 4 Nr. 1 KapResV einschließlich der Fähigkeit, diese Leistungsaufnahme anhand von Leistungsnachweisen mit mindestens minutengenauer Auflösung nachzuweisen.

5 Mindestteillast gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 KapResV sowie BNetzA-Festlegung

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern eine Mindestteillast von maximal 50 % der Reserveleistung (Gebotsmenge gemäß § 14 Absatz 4 Nr. 1 KapResV) in MW oder von maximal 70 % der Reserveleistung in MW, wenn die volle Reserveleistung aus dem kalten Zustand innerhalb von 60 Minuten bereitgestellt werden kann.

II Zusätzliche Anforderungen nach § 9 Abs. 2 KapResV

1 Lastcharakteristik und Leistungsnachweise für regelbare Lasten gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 1 KapResV

(1) Falls die Reserveleistung von x MW von einer einzelnen regelbaren Last erbracht werden soll, so muss diese regelbare Last in jedem Fahrplanintervall eines Jahres unterbrechungsfrei eine Leistung von mindestens der Reserveleistung beziehen. Ausnahmen hiervon stellen gemäß § 27 KapResV zulässige geplante bzw. ungeplante Nichtverfügbarkeiten dar. Die tatsächlich bezogene Leistung von y MW (Abnahmeleistung der regelbaren Last als 1/4h Mittelwert) muss mindestens dem Wert der Reserveleistung entsprechen und hinsichtlich der Konstanz und Unterbrechungsfreiheit des Bezugs die in Nr. II.1 (3) beschriebenen Anforderungen erfüllen.

(2) Falls die Reserveleistung auf Grundlage von § 15 KapResV von einem Konsortium erbracht werden soll, sind die Anforderungen an Konstanz und Unterbrechungsfreiheit des Bezugs aus Nr. II.1 (3) durch das Konsortium zu erfüllen. Dabei muss der Bieter dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber alle Leistungsnachweise sowohl aggregiert für das Konsortium als auch für jede einzelne regelbare Last, die Bestandteil des Konsortiums ist, übermitteln. Ein Konsortium muss in mindestens drei Vierteln aller Fahrplanintervalle eines Jahres unterbrechungsfrei eine Leistung von mindestens der Reserveleistung beziehen.

(3) Konstanz und Unterbrechungsfreiheit des Leistungsbezugs werden auf Basis von Minutenmittelwerten der von der regelbaren Last bzw. vom Konsortium bezogenen Leistung (y MW) bestimmt. In jedem einzelnen Fahrplanintervall müssen von den 15 für die Bewertung herangezogenen Minutenmittelwerten mindestens 14 im Intervall [y MW-0,1*x MW; y MW+0,1*x MW] liegen. Maximal einer der 15 Werte darf außerhalb des genannten Intervalls, aber innerhalb des Intervalls [y MW-0,2*x MW; y MW+0,2*x MW] liegen. Der Bieter muss außerdem versichern, dass die Minutenmittelwerte ein korrektes Bild der Fahrweise der regelbaren Last bzw. des Konsortiums vermitteln. Es darf keinen Grund für die Annahme geben, dass der tatsächliche Leistungsbezug zu irgendeinem Zeitpunkt außerhalb des Intervalls [y MW-0,2*x MW; y MW+0,2*x MW] liegt, also dürfen insbesondere auch keine Unterbrechungen des Leistungsbezugs auftreten.

2 Meldung für regelbare Lasten gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 2 KapResV

Die Vortagesmeldungen der geplanten Leistungsaufnahme erfolgen auf Basis der entsprechenden Regelungen für die Umsetzung der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) oder der diese Regelungen ggf. ablösenden Regelungen zur Umsetzung des Datenaustausches gemäß Artikel 40 Absatz 5 und Absatz 7 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb. Abweichend von den genannten Regelungen hat die Meldung des für den Folgetag geplanten viertelstündlichen Verbrauchs bis spätestens 12:00 Uhr durch den Bieter an den Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen. Eine nachträgliche Änderung der Meldung ist nicht zulässig.

3 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 3 KapResV

Der Bieter hat eine Kontaktstelle für den operativen Betrieb vorzuhalten, die durchgehend (24/7) telefonisch und per E-Mail erreichbar und verfügbar ist.

4 Anforderungen an die Fahrplangenaugigkeit gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 4 KapResV

Es erfolgt eine viertelstündliche Fahrplanabwicklung entsprechend den Anforderungen des Bilanzkreisvertrages. Die Abweichung zwischen der angeforderten elektrischen Arbeit laut Fahrplan und der tatsächlich erbrachten elektrischen Arbeit muss dabei während einer Fahrplanviertelstunde weniger als 5% betragen. Als Referenz dient dabei die Prüfung gegen die dem Bilanzkreis zugeordnete Marktlokation.

5 Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit gemäß § 9 Abs. 2 Nr. 5 KapResV

Eine direkte Fernsteuerbarkeit der Anlagen durch die Netzführung der Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber, ohne Beteiligung der Bieter, wird nicht gefordert.

III Zusätzliche Anforderungen für regelbare Lasten gemäß § 9 Abs. 3 KapResV

Die Teilnahme am Beschaffungsverfahren ist für regelbare Lasten auf solche Anlagen beschränkt, die in den der Bekanntmachung nach § 11 KapResV vorausgehenden 36 Monaten keine Vergütung für ihre Flexibilität erhalten haben.

IV Anforderungen für Erzeugungsanlagen gemäß Art. 22 Abs. 4 der Verordnung (EU) 943/2019 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Die Teilnahme am Beschaffungsverfahren ist für Erzeugungsanlagen, die Strom aus fossilen Brennstoffen erzeugen, auf solche Anlagen beschränkt, die die in Art. 22 Abs. 4 Satz 1 lit. b) der Verordnung (EU) 943/2019 festgelegten Emissionsgrenzen einhalten. Der Emissionsgrenzwert für Erzeugungsanlagen beträgt 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität („**Spezifischer Emissionsgrenzwert**“). Erzeugungsanlagen, die den spezifischen Emissionsgrenzwert überschreiten, dürfen nicht mehr als 350 kg CO₂ aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installierte Kilowatt Leistung elektrisch (kW_e) („**Jährlicher Emissionsgrenzwert**“) ausstoßen.

Es werden nur solche Anlagen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen zur Teilnahme am Beschaffungsverfahren zugelassen, die entweder den spezifischen Emissionsgrenzwert nicht überschreiten oder – im Falle dessen Überschreitung – den jährlichen Emissionsgrenzwert nicht überschreiten. Bieter, die am Beschaffungsverfahren mit einer solchen Erzeugungsanlage teilnehmen wollen, haben eine Bescheinigung einer Prüfstelle nach § 21 Absatz 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bei Gebotsabgabe vorzulegen, mit der die Einhaltung der vorgenannten Emissionsgrenzwerte nachgewiesen wird. Dieser Nachweis muss die nachfolgenden Maßgaben und Berechnungsmethodik berücksichtigen:

Der spezifische Emissionswert der Erzeugungsanlage ist gemäß 6.1 der Opinion No 22/2019 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 17 December 2019 (ACER-Opinion on the calculation of the values of CO₂ emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast)) zu ermitteln.

Für die ggf. notwendige Berechnung des jährlichen Emissionswertes der Erzeugungsanlage ist eine Benutzungsstundenzahl je Kalenderjahr in Höhe von 350 Stunden zzgl. der vom Betreiber zu prognostizierenden Stunden für Testfahrten in der Kapazitätsreserve zugrunde zu legen. Der

jährliche Emissionswert der Erzeugungsanlage ist in Anlehnung an 6.2 der ACER opinion no. 22/2019 auf Basis des letzten vollständigen der Ausschreibung vorausgehenden Kalenderjahres 2022 (Referenzjahr) nach folgender Berechnungsformel zu ermitteln:

Jährlicher Emissionswert (kg/kW) =

$$\frac{\text{Spezischer Emissionswert} * \text{elektrische Arbeit}}{\text{Installierte Kapazität}} * \frac{\text{Benutzungstundenzahl zzgl. Testfahrten}}{\text{Benutzungsstunden Referenzjahr}}$$

Erläuterungen:

Spezifischer Emissionswert = von der Prüfstelle bescheinigte Emissionen in g CO₂ je kWh im Referenzjahr

Elektrische Arbeit = Erzeugte elektrische Arbeit im Referenzjahr

Installierte Kapazität = Nettonennleistung der Erzeugungsanlage

Benutzungstundenzahl zzgl. Testfahrten = Benutzungsstunden KapRes 350 zzgl. Testfahrten der Erzeugungsanlage

Benutzungsstunden Referenzjahr = Gesamtsumme der Benutzungsstunden im Referenzjahr

Bei der Ermittlung der Emissionswerte ist die konstruktionsbedingte Effizienz der Erzeugungsanlage im Sinne der Nettoeffizienz bei Nennkapazität unter einschlägigen, von der internationalen Organisation für Normung herausgegebenen Normen zugrunde zu legen.