

EU-Strommarktreform: Ein Pyrrhussieg für Frankreich?

geschrieben von Admin | 1. November 2023

Edgar L. Gärtner

Die Verhandlungen zwischen den EU-Regierungen über eine Ablösung der Strompreis-Festlegung nach dem Merit-order-Prinzip waren seit Monaten festgefahren. Der Grund: Die Regierungen Deutschlands und Frankreichs verfolgen hier völlig konträre Interessen. Der Berliner Ampel-Regierung kommt es entgegen, wenn der Strompreis im europäischen Verbundsystem von den teuersten Kraftwerken, d.h. den mit Erdgas betriebenen bestimmt wird. Die Pariser Regierung unter Staatspräsident Emmanuel Macron und Premierministerin Elisabeth Borne hingegen musste sich mit der mit immer größerem Nachdruck von den französische Stromkunden gestellten Frage auseinandersetzen, warum die Strompreise in Frankreich nicht von den vergleichsweise niedrigen Gestehungskosten der hier dominierenden Kern- und Wasserkraftwerke bestimmt werden. Die Berliner Regierung sieht darin allerdings eine Wettbewerbsverzerrung.

Die Klausurtagung der beiden Regierungen am 9. und 10. Oktober in Hamburg auf Einladung von Bundeskanzler Olaf Scholz brachte in dieser Frage zwar keinen Durchbruch, endete aber immerhin mit der Ankündigung, demnächst werde der Entwurf einer Vereinbarung über die Reform des Strommarkts der EU vorgelegt. Die spanische Regierung, die zurzeit die rotierende EU-Ratspräsidentschaft innehat, legte einen Kompromissvorschlag schon am folgenden Tag, dem 12. Oktober, vor. Dieser Vorschlag schloss aber die von Paris gewünschte Möglichkeit aus, die Ertüchtigung der 56 zurzeit betriebenen französischen Kernreaktoren für eine Laufzeitverlängerung von 10, 20 oder mehr Jahren mithilfe von Differenzverträgen (CfDs) zu finanzieren, wie sie bei der Ausschreibung von Windparks bereits üblich sind. Das hatte auch die EU-Kommission im März 2023 vorgeschlagen.

Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) galten bislang als ein Vergütungsmodell der Wahl bei der Ausschreibung von Kapazitäten erneuerbarer Energien wie vor allem Windparks, denn sie erlauben den Anbietern auch bei starken Preisschwankungen einen regelmäßigen Erlös. Nimmt der Stromerzeuger am Markt weniger ein als den vereinbarten Fixpreis, wird ihm die Differenz vom Vertragspartner ausgeglichen; nimmt er mehr ein, führt er die Differenz zum Fixpreis an den Vertragspartner ab. Der Erzeuger wird damit von dem Risiko sinkender Marktpreise entlastet, im Gegenzug wird sein Gewinn bei steigenden Marktpreisen begrenzt. Das gilt als Vorteil gegenüber der Förderung von Stromanbietern über Marktprämien. Denn dabei dürfen die Anbieter mögliche „Übergewinne“ behalten. Für das französische Strom-Monopol EDF hätten CfDs, so hoffte man, obendrein den Vorteil, dass sie das seit

2010 durch das Gesetz über die neue Organisation des Elektrizitätsmarktes (NOME) eingeführte ARENH-Tarifsystem ablösen könnten. Danach ist EDF verpflichtet, etwa ein Viertel (100 TWh) seines in Kernkraftwerken erzeugten Stromes gemäß der Verordnung ARENH (Accès réglementé à l'électricité nucléaire historique) zum Festpreis von € 42,-/MWh an alternative (z.T. Grüne) Strom-Großhändler ohne eigene Produktionskapazitäten abzugeben. (Die Gestehungskosten für Atomstrom werden in Frankreich derzeit auf mindestens 60 Euro je Megawattstunde geschätzt. Der Marktpreis für Strom lag zeitweise bei fast 400 €/MWh.) Dieses staatlich verordneten Verlustgeschäft hat nicht wenig zur augenblicklichen finanziellen Schieflage des Stromriesen beigetragen. Das auf Druck der EU eingeführte NOME-Gesetz mit dem Ziel, die Monopolstellung von EDF zu verringern, gilt nur bis Ende 2025.

In ihrer Antwort auf eine Kleine Anfrage der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag vom 6. April 2023 zur Entwicklung der Industriestrompreise im Hinblick auf die von Bundeskanzler Scholz versprochenen 4 ct/kWh (BT-Drucksache 20/6350) ging die Bundesregierung davon aus, dass der reglementierte ARENH-Tarif mehr als 50 Prozent des Strombedarfs der französischen Industrie deckt. Das ermöglichte im Jahre 2021 einen durchschnittlichen Industriestrompreis um 10,6 ct/kWh ohne Mehrwertsteuer gegenüber 53,4 ct/kWh (inklusive Stromsteuer) im zweiten Halbjahr 2022 in Deutschland. Es gibt in Frankreich weitere Beihilfen für stromintensive Betriebe, die bei einer Anlaufstelle von Fall zu Fall beantragt werden müssen. Schon vor der Einführung des ARENH haben sich allerdings 27 energieintensive französische Unternehmen zu einem Stromeinkaufs-Konsortium namens *Exeltium* zusammengeschlossen, das mit EDF einen bis Ende 2034 laufenden privatwirtschaftlichen Liefervertrag zu noch günstigeren Konditionen abgeschlossen hat. Das erwähne ich hier nicht nur, weil es zusätzlich dazu beiträgt, die von Neid genährte deutschen Klagen über Wettbewerbsverzerrungen zu begründen.

Denn in dem am 17. Oktober in der EU-Ministerkonferenz zwischen Deutschland und Frankreich erzielten Kompromiss werden solche langfristigen Verträge ausdrücklich empfohlen. EDF möchte zumindest einen Teil der angekündigten neuen Kernkraftwerke vom Typ EPR2 mithilfe solcher Verträge finanzieren. Da bei großen KKW die Brennstoff- und Lohnkosten gegenüber den Investitionskosten kaum ins Gewicht fallen, gelten hier solche langfristigen Verträge als Finanzierungsinstrument der Wahl. Bereits das inzwischen auf Druck der Grünen stillgelegte elsässische KKW Fessenheim wurde mithilfe deutscher und schweizersicher Projektpartner auf diese Weise finanziert.

CfDs, die in dem am 17. Oktober angenommenen Kompromiss-Papier entgegen dem spanischen Votum ebenfalls als Finanzierungsinstrument empfohlen werden, sind nach Ansicht des früheren EDF-Managers und heutigen Energie-Consultants François Henimann für die Finanzierung großer Nuklearprojekte weniger gut geeignet, weil sie nur das Risiko von Marktschwankungen begrenzen, aber das Risiko des Scheiterns von Projekten ganz beim Projektbetreiber belassen. Zurzeit wird der von EDF

Energy am Standort Hinkley Point in Großbritannien errichtete EPR mithilfe eines CfD finanziert. EDF Energy, sein britischer Partner GCN und der britische Staat haben sich hier auf einen Fixpreis von 96 Pfund (115 Euro) je MWh über 35 Jahre geeinigt. Würden CfDs aber, wie gewünscht, in Frankreich das ARENH-System ablösen, habe das, entsprechend den Schwankungen der Marktpreise für Strom, enorme Geldflüsse zwischen dem Staat und dem Kraftwerksbetreiber über die gesamte Vertragslaufzeit zur Konsequenz. In der Tat soll das nächste EPR-Projekt von EDF in England bei Sizewell mithilfe des britischen Staates stattdessen über regulierte Preise finanziert werden. Ziel ist hier ein Gestehungspreis von 60 Pfund (etwa 70 Euro) je Megawattstunde. Henimann fragt deshalb, warum die französische Regierung bzw. ihre Energiewendeministerin Agnès Pannier-Runacher im EU-Ministerrat nicht die Einführung regulierter Strompreise angeregt haben. Nach der französischen Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) genüge die Anhebung des ARENH-Tarifs von 42 auf 50 bis 55 €/MWh in Verbindung mit sinkenden Gaspreisen und der bereits erfolgten Anhebung der Verbraucherpreise, um die Finanzen von EDF wieder ins Lot zu bringen.

Für das laufende Jahr hatte die CRE aufgrund des Mixes zwischen dem ARENH-Tarif und einem Marktpreis von 398 €/MWh einen Tarif régulé de vente d'électricité (TRVE) von 238 €/MWh berechnet. Das erlaube EDF nach einer Tarifierhöhung von 15 Prozent zum Jahresbeginn, so Henimann, auskömmliche Einnahmen von 95 €/MWh. Nach einer weiteren Erhöhung der Endverbraucher-Tarife von 10 Prozent im August komme EDF auf garantierte Einnahmen von 111 €/MWh. Für 2024 erwartet Henimann aufgrund der Wiederinbetriebnahme weiterer Kernreaktoren nach einer erzwungenen Pause wegen Wartung und Reparatur und des inzwischen auf etwa 50 €/MWh gesunkenen Gaspreises noch günstigere Bedingungen. Aber die Ermittlung des TRVE im Einklang mit dem Merit-order-Prinzip bleibe eine Inflationsmaschine. Noch immer sei der TRVE doppelt so hoch wie der Durchschnittspreis des französischen Strommixes. Deshalb sei eine tiefgreifende Reform des europäischen Strommarktes unumgänglich.

Henimann wundert sich, dass die EU-Kommission in ihrem Papier zur Vorbereitung des am 17. Oktober beschlossenen Kompromisses die Kernenergie überhaupt nicht erwähnt und dass die französische Regierung in den zähen Verhandlungen, die dem Kompromiss vorausgingen, keine Finanzierung großer Kernenergie-Projekte über regulierte Preise in die Diskussion gebracht hat. Das ist umso verwunderlicher, als der Euratom-Vertrag vom 25. März 1957 unbestritten zu den Gründungsdokumenten der Europäischen Union gehört. Das hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) in einem am 22. September 2020 in einem Rechtsstreit zwischen der EU-Kommission und Österreich ausdrücklich bestätigt. Die EU-Kommission ist danach verpflichtet, die Entwicklung der Kernenergie nicht nur zu dulden, sondern aktiv zu fördern – mit dem Ziel, preiswerte Energie im Überfluss bereitzustellen, um Wohlstand für alle zu ermöglichen.

Fazit: Solange die Kernenergie hauptsächlich in Form von Großkraftwerken genutzt wird, bleibt es illusorisch, ihren Ausbau marktwirtschaftlich

sauber finanzieren zu wollen. Langfristige privatwirtschaftliche Lieferverträge zwischen Kraftwerksbetreibern und Stromeinkaufskonsortien bieten zwar die Möglichkeit, Kernenergieprojekte unabhängig von den Unwägbarkeiten der Politik zu finanzieren. Doch gelten staatlich regulierte Preise als kostengünstiger. Solche Regelungen wären kein Problem, wenn die Regierungen sich an abgeschlossene langfristige Verträge halten würden. In der EU ist das aber leider nicht mehr selbstverständlich.