

Kerstin Becker

Eine Energieerzeugungsanlage im Wandel der rahmenpolitischen und gesetzlichen Vorgaben

1 Rahmenrechtliche Einflussfaktoren auf die Errichtung und den Betrieb von Energieerzeugungsanlagen

Funktionsfähige Technik als solche ist keine hinreichende Grundlage für den Erfolg oder Misserfolg von Technologien.

Die Energieversorgung wurde in Deutschland bis zur Mitte der Neunziger Jahre als Daseinsvorsorge begriffen. Sie lag in den Händen einiger monopolistisch agierender Energieversorgungsunternehmen (EVU). In der zweiten Hälfte der Neunziger Jahre setzte sich der Gedanke durch, dass diese Struktur verändert und auch die Energieversorgung möglichst weitreichend nach rein marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten gestaltet werden sollte. Der Grundgedanke war eine Liberalisierung des Strommarktes zur Schaffung von mehr Wettbewerb.

Dieses Ansinnen mag in einer sozialen Marktwirtschaft zwar verständlich sein. Unter den Bedingungen des Klimawandels sieht sich die Regierung jedoch gezwungen, diesen marktwirtschaftlichen Ansatz durch eine Vielzahl von gesetzgeberischen Eingriffen zu regulieren. Aus diesem Widerstreit resultiert nun eine nahezu undurchschaubare Flut von Vorschriften und Paragraphen, die längst nicht mehr (nur) auf den Umweltschutz durch die Vermeidung bzw. Begrenzung schädlicher Umwelteinflüsse durch die Anlagen gerichtet sind.

In der Annahme, durch staatliche Reglementierungen eine Quasi-Marktwirtschaft installieren und steuern zu können, wurde ein System erschaffen, das ständig nachjustiert wird, um unerwünschte, aber mit der Marktwirtschaft eben auch verbundene Effekte, wie z. B. die Ausnutzung von Regelungslücken zur Gestaltung besonders profitabler Geschäftsmodelle, zu korrigieren (vgl. BVerfG 2009; Klinski 2009). Dieses System besitzt eine eigene Dynamik, die die Geschwindigkeit der Entscheidungs-, Planungs- und Genehmigungsprozesse in der Energiewirtschaft mittlerweile deutlich übersteigt.

Grundlegende gesetzliche Regelungen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden mittlerweile halbjährlich und öfter geändert (siehe Tab. 1).

Tab. 1: Das EEG 2017 und seine Änderungen

EEG 2017 (Stand v. 08.08.2020)	08.08.2020
EEG 2017 (Stand v. 25.05.2020)	25.05.2020
EEG 2017 (Stand v. 20.11.2019)	20.11.2019
EEG 2017 (Stand v. 13.05.2019)	13.05.2019
EEG 2017 (Stand v. 17.12.2018)	17.12.2018
EEG 2017 (Stand v. 14.11.2018)	14.11.2018
EEG 2017 (Stand v. 21.06.2018)	21.06.2018
EEG 2017 (Stand v. 17.07.2017)	17.07.2017
EEG 2017 (Stand v. 22.12.2016)	22.12.2016
EEG 2017 – Urfassung (Stand v. 13.10.2016)	13.10.2016

Quelle: www.clearingstelle-eeq-kwkg.de/eeq2017 [10.11.2020]

Das (erste) EEG aus dem Jahr 2000 hatte 12 Paragraphen, einen Anhang und fand auf dreieinhalb Seiten des „Bundesanzeigers“ Platz (vgl. EEG 2000). Das EEG von 2017 hat in der aktuellen Fassung 177 Paragraphen, vier Anlagen und nimmt 139 Seiten ein (vgl. EEG 2017). Das zeigt, dass der Gesetzgeber vom ursprünglichen Ansatz, politische Rahmenbedingungen zu gestalten, dazu übergegangen ist, sehr detailliert in die Marktmechanismen einzugreifen.

Gerade für kleinere Unternehmen, wie z. B. kommunale Stadtwerke in Städten mit 3.000 bis 30.000 Einwohnern, stellt dieses Vorgehen des Gesetzgebers eine besondere Schwierigkeit dar. Hier sind keine Betriebsabteilungen vorhanden, die sich mit der Auslegung der wechselnden gesetzlichen Regelungen befassen können. Die Anlagengrößen, die von diesen Unternehmen betrieben werden, fallen außerdem in der Regel in Größenordnungen, wie sie auch in mittleren Industriebetrieben vorhanden sind. Im Anspruch des Gesetzgebers, besonders „gerecht“ zu regeln, werden Anlagen der Industrie meist als ohnehin profitabel eingestuft und daher allein aufgrund ihrer Größe von bestimmten Förderungen ausgeschlossen.

Die Folge ist, dass heute wieder Anlagen errichtet werden, die möglichst nicht unter diese gesetzlichen Regelungen fallen. Zum Beispiel werden erneuerbare Energien in Form von Holz wieder zunehmend nur für die Wärmeerzeugung eingesetzt, auf eine Kraft-Wärme-Kopplung wird verzichtet (vgl. Becker et al. 2019; ZfK 2020). Das ist gerade in Anbetracht der Her-

ausforderungen der Sektorenkopplung und der Ergänzung der fluktuierenden Beiträge von Photovoltaik (PV) und Wind in der Stromerzeugung durch steuerbare Energieerzeugungsanlagen als nachteilig zu betrachten.

2 Praxisbeispiel Rheinsberg

Die Stadt Rheinsberg stellt unter diesen Bedingungen einen herausragenden Sonderfall dar.

In Rheinsberg stand das erste Kernkraftwerk der DDR. Der WWER-70 diente vor allem Forschungszwecken, wurde aber aufgrund des Energiebedarfs der Volkswirtschaft auch im Leistungsbetrieb (70 MW) gefahren. Mit der politischen Wende 1990 wurde das ohnehin vorgesehene Betriebsende für das KKW Rheinsberg endgültig besiegelt. Ein hochtechnisierter Standort wurde also geschlossen. Die Rheinsberger hatten Atome gespalten und Strom erzeugt. Die Wärme für die Rheinsberger Wohnungen dagegen kam aus Kachelöfen. Das sollte nach der Stilllegung des KKW durch die gravierendste Änderung in der lokalen Energieversorgung – das Fernwärmenetz – geändert werden.

Fast verdeckt von den wirtschaftlichen und sozialen Umbrüchen und doch aufs engste damit verbunden ist die Entwicklung der Stadtwerke Rheinsberg GmbH (gegründet 1992). Maßgeblich war dabei die Auswahl der Stadt Rheinsberg als Modellort für die „Gestaltung einer rationellen Energiestruktur in einer Brundtlandstadt“ im Rahmen einer Ausschreibung des Landes Brandenburg.

1987 legte die unter der Leitung der norwegischen Ministerpräsidentin Gro Harlem Brundtland arbeitende „Weltkommission für Umwelt und Entwicklung“ der UNO-Vollversammlung den Bericht „Unsere gemeinsame Zukunft“ vor (vgl. Weltkommission 1988). In diesem Bericht wurde die Empfehlung gegeben, in den nächsten 40 bis 50 Jahren in den Industrieländern den Energieverbrauch um 50 % zu reduzieren. Diese Idee wurde vom dänischen Energieministerium aufgegriffen und zum Projekt „Brundtlandstädte“ weiterentwickelt.¹

Dieser Idee ist es zu verdanken, dass in Rheinsberg schon zu Beginn der neunziger Jahre ein Wärmenetz errichtet wurde, das überwiegend aus Kraft-Wärme-Kopplung und Holzhackschnitzelverbrennung versorgt werden sollte.

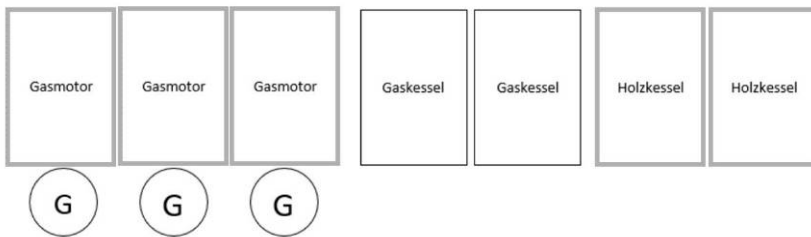
Ein großer Teil des Stadtgebietes wurde flächendeckend mit dem Fernwärmenetz erschlossen, während im Rest der Republik meist lediglich vor-

1 Vgl. <http://www.swr-rheinsberg.de/dasunternehmen/brundtland-idee.html> [10.11.2020].

handene Wärmenetze angepasst oder neue Netze in besonders dicht bebauten Quartieren errichtet wurden. Man entschied sich außerdem, neben den üblichen Erdgaskesseln auch eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit drei Gasmotoren zu errichten. Ein ähnliches Beispiel ist z. B. aus Zehdenick (Land Brandenburg, Kreis Oberhavel) bekannt. Die Gasmotoren sollten insbesondere zur Glättung von Lastspitzen im Strombereich eingesetzt werden, wodurch zur damaligen Zeit hohe Erlöse erzielt werden konnten.

Herausragend war die Rheinsberger Entscheidung, zusätzlich die Nutzung regionaler Ressourcen in Form von Holzhackschnitzeln einzuführen. Brennstoff-Diversität wurde zu diesem Zeitpunkt in der Regel durch bivalente Brenner für Erdgas und Heizöl sowie Heizöltanks erreicht. Die Nutzung von Holz in der kommunalen Wärmeerzeugung war damals eine Pionierleistung.

1. Juli 1994



Inbetriebnahme HKW und flächendeckendes Fernwärmenetz

Abb. 1: Anlagenbestand 1994

Eigene Darstellung

Die Anlage bestand aus drei Gasmotoren mit einer thermischen Leistung von jeweils ca. 1.600 kW und einer elektrischen Leistung von etwas über 1 MW. Die Motoren wurden ergänzt durch zwei Erdgaskessel mit 4.700 und 2.200 kW thermischer Leistung. Die Holzhackschnitzel wurden in zwei Festbrennstoffkesseln mit einer Leistung von jeweils 4.500 kW genutzt. Insgesamt war also eine thermische Leistung von mehr als 20 MW verfügbar. Diese Leistung wurde durch 3 MW elektrische Leistung flankiert (siehe Abb. 1).

Im Jahr 2000 trat das erste Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in Kraft. Der Strom aus KWK-Anlagen sollte nach diesem Gesetz mit 4,5 ct/kWh im ersten Jahr und dann jährlich um 0,25 ct/kWh sinkend vergütet werden.

Obwohl mit diesem Gesetz positive Ziele seitens des Gesetzgebers verfolgt wurden, konnte auch aufgrund von ganz besonders stringenter Anwendung der Gesetze und technischen Regeln durch den lokalen Energieversorger ein wirtschaftlicher Betrieb der Gasmotoren durch die Stadtwerke nicht realisiert werden. Sie wurden außer Betrieb genommen. Gleichzeitig wurde die Biomassenutzung intensiviert, übergangsweise wurde die Genehmigung auch auf die Nutzung von Altholz erweitert.

2002 wurde das KWK-Gesetz mit dem Titel „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ in Kraft gesetzt. Statt der bisherigen Festlegung des „Gesamtpreises“ für den Strom aus KWK-Anlagen wurde hier geregelt, dass der „übliche Preis“ zuzüglich eines Zuschlages zu zahlen war. Der Zuschlag wurde nach Anlagengröße (kleiner bzw. größer 2 MW elektrisch) gestaffelt und betrug für Anlagen > 2 MW 1,53 ct/kWh. Der übliche Preis lag bei 2,2 bis bis 3,1 ct/kWh. Damit ergab sich für größere Anlagen eine Vergütung von 3,73 bis 4,63 ct/kWh zuzüglich zu den sogenannten vermiedenen Netzkosten durch die dezentrale Einspeisung.

Da hierbei auch die erforderliche Klarstellung für die Vergütungsregelungen getroffen wurde, konnte eine Einigung mit dem lokalen Energieversorger erreicht werden. Die Gasmotoren konnten wieder in Betrieb gehen.

Drei Jahre später wurde eine Regelung eingeführt, dass die Abrechnung des Stroms nach dem „üblichen“ Preis nur für Anlagen < 2 MW gelten sollte, größere Anlagen waren auf Verhandlungen mit dem Stromnetzbetreiber angewiesen (vgl. BDEW 2009). Deswegen wurde durch die Stadtwerke ein Gasmotor abgeschaltet und endgültig außer Betrieb genommen. Damit wurde die Anlagenleistung auf weniger als 2 MW reduziert und die Regelungen für kleinere Anlagen konnten nun in Anspruch genommen werden.

Im Jahr 2000 wurde das erste Gesetz für die Erneuerbaren Energien im Strombereich verabschiedet, das 2004 grundlegend überarbeitet wurde. In Rheinsberg entstand die Idee, basierend auf diesem Gesetz, die Holzhackschnitzel auch für die Stromerzeugung einzusetzen. Bereits im Oktober 2007 wurde der erste Strom aus Holzhackschnitzel in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist. Ein ausschlaggebender Punkt für diese Kraftanstrengung war auch die für 20 Jahre garantierte Abnahme und Vergütung des Stroms.

In der Folge ergab sich die Idee, auch die verbliebenen Gasmotoren klimafreundlich mit Biomethan statt mit fossilem Erdgas zu betreiben und für den dort erzeugten elektrischen Strom ebenfalls Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu erhalten.

Dafür hätte die Zählung des Erdgases wahrscheinlich getrennt für das Biomethan und das Erdgas erfolgen müssen, obwohl es sich physikalisch um das gleiche Gas aus dem Gasnetz handelt. Die Unterscheidung wird ausschließlich vertraglich und kaufmännisch-bilanziell vorgenommen. Auch die Einspeisung des elektrischen Stroms und seine Messung wären anzupassen gewesen. Während für die Vermarktung und die Förderung von Strom nach dem KWK-Gesetz auf den in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten elektrischen Strom abgestellt wird, bezieht sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz auf den von der Anlage erzeugten Strom. Damit führt der Wechsel des Energieträgers von fossilem Erdgas zu Biomethan zu einer notwendigen Veränderung der elektrischen Installationen und Messeinrichtungen.

Die Stadtwerke versuchten, eine gemeinsame Regelung mit dem Netzbetreiber zu finden, um eventuelle Rechtsfragen bereits vorab zu klären. In diesem Falle war der Netzbetreiber nicht willens oder nicht in der Lage zu kooperieren, so dass die Stadtwerke in Anbetracht des Konfliktpotenzials auch aufgrund der immer komplexeren gesetzlichen Vorgaben und Auslegungen diesen Weg nicht beschritten.

Seit 2008 gibt es das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG), das den Europäischen Emissionshandel betrifft. In der ersten Zuteilungsperiode wurden die Emissionszertifikate noch weitgehend kostenlos auf der Basis des Verbrauchs aus den Jahren 2001 bis 2003 verteilt. Anlagen wie die in Rheinsberg, die schon früh auf Erneuerbare Energien gesetzt haben, wurden dabei nicht bessergestellt als Altanlagen mit hohen Emissionen. Der frühe Klimaschutzgedanke wurde hier nur insofern belohnt, als dass durch eine weitere Senkung des Erdgasverbrauchs (Außerbetriebnahme der Gasmotoren) überschüssige Zertifikate zu einem anfänglich guten Preis veräußert werden konnten. Der Aufwand für die entsprechenden Nachweisführungen durch zertifizierte Umweltgutachter stand in Rheinsberg in keinem Verhältnis zu den tatsächlichen, besonders geringen CO₂-Emissionen. Mit dem Zusammenbruch der Zertifikatpreise war auch kein wirtschaftlicher Effekt aus dem Verkauf überschüssiger Zertifikate zu erwarten.

Das Gesetz gilt für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW. Diese Leistung wurde in Rheinsberg durch die installierten Anlagen überschritten. In der zweiten Handelsperiode konnte allerdings aufgrund von Sonderregelungen ein „Ausstieg“ aus der Emissionshandelspflicht erreicht werden.

Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung für die bestehende Anlage ist 2009 ausgelaufen, die Preise für die Energielieferung an den vorgelager-

ten Lieferanten fielen in Zusammenhang mit der „Bankenkrise“ nach dem Jahr 2008 deutlich (vgl. EEX 2020). Damit war das Schicksal des zweiten Gasmotors mit Erreichen seiner Zielbetriebsstundenzahl ebenfalls besiegelt: Er wurde außer Betrieb genommen. Der verbliebene Gasmotor wird jetzt für die Deckung des Stromeigenbedarfs und zur Ergänzung der thermischen Leistung genutzt. Durch ein geschicktes Management sind die Stadtwerke in der Lage, eine gesetzliche Regelung für die Stromnetzentgelte in Anspruch zu nehmen, bei der ein großer Teil der leistungsbasierten Entgelte erstattet wird (vgl. StromNEV 2005).

Ein „baugleicher“ Ersatz des Gasmotors, der vor dem Ende seiner technischen Nutzungsdauer steht, ist aufgrund der Belastung des eigenerzeugten Stroms mit der anteiligen EEG-Umlage und der neuen CO₂-Steuer für Erdgas fraglich.

Weitere technisch denkbare Alternativen wie Power-to-heat-Lösungen und die Teilnahme am Regelle Energiemarkt wurden aufgrund der Komplexität von gesetzlichen Vorgaben und dem damit verbundenen Vertragsmanagement bisher nicht umgesetzt.

In Power-to-heat-Anlagen soll Strom aus erneuerbaren Energien in Wärme umgewandelt werden, wenn die eingespeisten Energiemengen im Stromnetz höher als der momentane Verbrauch wären und die Netzstabilität durch den überschüssigen Strom gefährdet wird. Die Abregelung der Stromerzeugung soll dadurch vermieden werden. Bei Power-to-heat-Anlagen handelt es sich in der Regel um einfache „Tauchsieder“-Konstruktionen zur Erwärmung des Heizwassers.

Die wesentlich effizientere Wärmepumpentechnologie kommt hier regelmäßig nicht zum Einsatz. Das hat zwei Gründe:

1. Wärmenetze werden im Allgemeinen mit Temperaturen betrieben, die für die normalen Wärmepumpen nicht oder nur mit schlechten Leistungszahlen erreichbar sind.
2. Die Überschussenergie fällt ausgesprochen sporadisch an, so dass die Betriebsstunden der Anlagen aufs Jahr gesehen eher gering sind. Die höheren Investitionskosten lassen sich finanziell daher ohne Förderung noch nicht darstellen.

Wenn diese einfachen Power-to-heat-Anlagen eingesetzt werden, wird der Überschussstrom aus den erneuerbaren Energien zwar nicht mehr abregelt, aber aus energetischer Sicht doch nur ineffizient genutzt. Der Einsatz von Überschussstrom für die Wasserstofftechnologie (Power-to-Gas) ist aus eben demselben Grund, dass der Strom tatsächlich nur sporadisch im Über-

schuss produziert wird, unter den aktuellen Bedingungen nur mit besonderen Förderungen wirtschaftlich darstellbar.

Der Einsatz einer Power-to-heat-Anlage würde unter Umständen dazu führen, dass im Falle von verfügbarem Überschussstrom entweder die stromerzeugende Holzhackschnitzelanlage oder der Gasmotor abgeschaltet werden müssten, weil

- der Wärmeerzeugungsbeitrag durch die Power-to-heat-Anlage übernommen wird und deswegen die anderen Anlagen abfahren müssen und
- durch die Beendigung der Stromerzeugung mit dem Gasmotor in Verbindung mit der Stromaufnahme der angestrebte netzstabilisierende Effekt erhöht würde.

Damit fiel jedoch die unverzichtbare Vergütung des EEG-Stroms weg und die zu zahlenden Stromnetzentgelte würden sich erhöhen (Leistungsmanagement § 19 entfällt). Die Nichteinhaltung des Erdgasliefervertrages hinsichtlich des Zeitpunktes und der Menge des Erdgasbezuges durch die unvorhersehbare Abschaltung des Gasmotors hätte ebenfalls negative finanzielle Folgen (z. B. Pönale oder take-or-pay). Gleiches gilt auch für eine Teilnahme der Anlagen am Regelenergiemarkt, von dem im Übrigen Anlagen mit einer EEG-Vergütung ohnehin ausgeschlossen sind.

Größere Stadtwerke betreiben solche Power-to-heat-Anlagenkombinationen durchaus erfolgreich, haben aber auch Betriebsabteilungen, die u. a. Strom und Erdgas an den Börsen handeln bzw. beschaffen. Kleinere Stadtwerke können einen solchen personellen Aufwand – auch angesichts der geringeren Erlöse aus kleineren Anlagen – nicht leisten.

Die gesetzliche Einspeisevergütung für den Rheinsberger Holzhackschnitzelstrom wird noch bis 2027 gezahlt. Bis dahin ist eine Lösung zu finden, wie die vorhandene Anlagenkombination umstrukturiert werden kann, um auch weiterhin möglichst klimaneutrale und gleichzeitig preisgünstige Energie für Rheinsbergs Einwohner bereit zu stellen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich der Zwischenzeit in mehrfacher Hinsicht gewandelt. Wurde z. B. für die Rheinsberger Anlage für 20 Jahre eine gesetzlich festgelegte Stromvergütung gezahlt, sieht das aktuell geltende EEG für Anlagen dieser Größe (700 kW elektrisch) verpflichtend die Direktvermarktung und Teilnahme an Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe vor.

Der zukünftige Anlagenbetreiber muss dafür im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens ein Gebot abgeben, zu welchem Preis er den Strom in das Netz einspeisen wird. Es gibt gesetzliche Obergrenzen für die Gebote. Die geringsten Gebote erhalten dann den Zuschlag, bis das Ausschreibungsvo-

lumen von 100 MW zu installierender Leistung pro Ausschreibung ausgeschöpft ist.

Die Vergütung erfolgt dann über ein kompliziertes Verfahren: Der gebotene und bezuschlagte Preis setzt sich zusammen aus dem monatlichen Strombörsenpreis und der Marktprämie. Die Marktprämie wird vom Verteilnetzbetreiber gezahlt, und zwar immer als Ausgleich zwischen dem monatlichen Strombörsenpreis und dem bezuschlagten Preisgebot. Damit bleibt theoretisch die Vergütung über die nächsten 20 Jahre konstant (10 Jahre für Altanlagen, die eine Verlängerung der geförderten Betriebsdauer beabsichtigen).

Diese gleichbleibende Vergütung gibt es jedoch nur, wenn es dem Anlagenbetreiber gelingt, den Strom auch zu den monatlichen Strombörsenpreisen zu vermarkten, denn die automatische Zahlung des Gesamtpreises ist für diese Anlagen abgeschafft worden. Der Betreiber ist in der Pflicht, seinen Strom selbst, z. B. an Stromhändler oder Endkunden, zu vermarkten und trägt damit die Risiken, hat aber auch Chancen.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Beitrages bereits wieder grundlegend novelliert.

Die folgende Abbildung 2 gibt nochmals eine Übersicht über die Entwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Auswirkungen auf die Anlage in Rheinsberg.

Wie sich das derzeit in Überarbeitung befindliche EEG bis zu einem möglichen Genehmigungszeitpunkt für eine Ersatzanlage entwickelt, ist ungewiss.

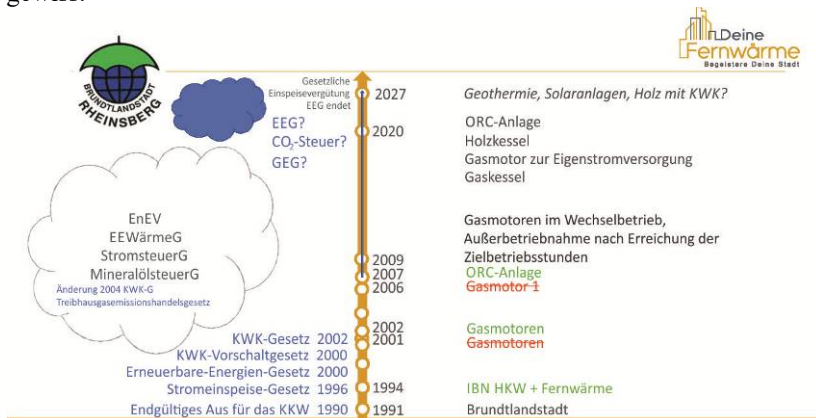


Abb. 2: Gesetzgebungsverfahren und Veränderungen der technischen Anlagen

Eigene Darstellung

Die In-Aussichtstellung von Fördermitteln und die Vielzahl der immer wieder besonders durch die Medien gehenden Geschäftsmodelle wie Power-to-heat, Wasserstofftechnologie etc. verlängern die Entscheidungsprozesse in kleineren Unternehmen. Die Varianten, die durch die Geschäftsführung zu prüfen sind, werden vielgestaltiger und komplexer. Entscheidungen werden deswegen immer wieder neu überdacht, die Auflegung von Förderprogrammen wird abgewartet.

In Rheinsberg werden Alternativen für die zukünftige Wärmeversorgung in Betracht gezogen, die vorzugsweise emissionsfrei sind. Geothermie und Solarenergie sind derzeit Favoriten, um die Holzhackschnitzelanlage zu ergänzen. Beide Energien kann man umso effizienter nutzen, je geringer die Wärmenetztemperaturen sind. Auch hier war Rheinsberg schon 1994 Vorreiter. Das Wärmenetz wird mit einer Vorlauftemperatur von maximal 75 °C betrieben. Die Rücklauftemperaturen aus den Gebäuden erreichen allerdings nicht die ehemals projektierten Werte von 40 °C und weniger. Die Stadtwerke arbeiten jetzt zunächst daran, die Rücklauftemperaturen zu senken, damit zukünftig Geothermie und Solarthermie effizient in die Wärmeversorgung eingebunden werden können (vgl. Becker et al. 2017).

Leider wurde die Wärmewende als Bestandteil der Energiewende in Deutschland bisher stark vernachlässigt. Durch die CO₂-Steuer wird nun neben dem Gebäudeenergiegesetz ein weiteres Gesetz eingeführt, dass auch eine Wärmewende hin zur Erzeugung aus erneuerbaren Energien begünstigen kann. Es bleibt zu hoffen, dass die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Energieversorgung demnächst wieder in verlässlicher Art und Weise festgeschrieben werden, so dass den Anlagenbetreibern der Raum gegeben wird, ökologisch und technisch sinnvolle Lösungen zu planen, zu errichten und auch wirtschaftlich innerhalb der technischen Nutzungsdauern zu betreiben.

Literatur

- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2009): Umsetzungshilfe zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Version 1.0. Berlin (BDEW)
- Becker, K.; Jeremias, E.-P.; Reymann, C. (2017): Integriertes energetisches Quartierskonzept Gartenstadt Rhinhöhe, Rheinsberg. Neuruppin (unveröffentlicht)
- Becker, K.; Jeremias, E.-P.; Frinken, M.; Reymann, C. (2019): Quartierskonzept Torgelow Innenstadt. Neuruppin, Hamburg (unveröffentlicht)

- BVerfG – Bundesverfassungsgericht (2009): BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 18. Februar 2009 – 1 BvR 3076/08 -, Rn. 1-1. – URL: http://www.bverfg.de/e/rs20090218_1bvr307608.html
- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29. März 2000; Bundesgesetzblatt Teil I vom 31. März 2000
- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 25. Mai 2020 (BGBl. I S. 1070)
- EEX – European Energy Exchange (2020): KWK-Index, 23.11. – URL: <http://www.eex.com/de/marktdaten/strom/kwk-index>.
- Klinski, S. (2009): EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage? Berlin (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit)
- StromNEV – Stromnetzentgeltverordnung (2005): Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 geändert worden ist (BGBl. I S. 706)
- Weltkommission (1988): Unsere gemeinsame Zukunft. Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung. Berlin
- ZfK (2020): Neuruppin: Stadtwerke errichten neues Heizwerk. In: ZfK – Zeitschrift für Kommunalwirtschaft, 17.11. – URL: <https://www.zfk.de/artikel/c4cd094e227afd929902b5d174ee090/neuruppin-stadtwerke-errichten-neues-heizwerk-2020-11-17/>