

Nutzung petrothermaler Technik

Entwurf 2.0

Zusammenfassung

Folgende Kriterien müssen bei der Nutzung petrothermaler Techniken gleichzeitig erfüllt sein:

- (1) Der Produktionshorizont ist das Grundgebirge oder eine gering permeable Schicht (mit einer mittleren Permeabilität von weniger als 10^{-14} m^2).
- (2) Die Produktionsbohrung liefert ohne den Einsatz der Frac-Technik keine wirtschaftlich relevante Schüttung. Als wirtschaftlich relevant werden Bohrungen mit einem Produktivitätsindex von mindestens $\text{PI} = 10^{-2} \text{ m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{s})$ definiert.
- (3) Der Produktionshorizont muss mit der Frac-Technik nachweislich mindestens um den Faktor 2 stimuliert worden sein.

Gesetzesgrundlage

Die Vergütung für Strom aus Geothermie wird im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) im § 28 geregelt:

§ 28 Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Anlagenleistung von 10 Megawatt 16,0 Cent pro Kilowattstunde und
2. ab einer Anlagenleistung von 10 Megawatt 10,5 Cent pro Kilowattstunde.

(1a) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1 aus Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2015 in Betrieb genommen worden sind, um jeweils 4,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1 Nr. 1, der in Kombination mit einer Wärmenutzung nach Anlage 4 erzeugt wird, um jeweils 3,0 Cent pro Kilowattstunde (Wärmenutzungs-Bonus).

(3) Die Vergütungen erhöhen sich für Strom nach Absatz 1 Nr. 1, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, um jeweils 4,0 Cent pro Kilowattstunde.

Begründung:

Zu § 28 Geothermie

Die Vorschrift regelt die Vergütung von Strom aus Geothermie (Erdwärme). Geothermie zeichnet sich durch ein sehr hohes Potenzial, eine grundsätzlich verfügbare Technik sowie eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl aus. Die Nutzung der Geothermie für die Elektrizitätsversorgung ist von verlässlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Investoren abhängig, die mit dieser Regelung geschaffen werden.

Zu Absatz 1

Absatz 1, in dem die Vergütungsstufen festgelegt werden, unterscheidet zwischen zwei Vergütungsklassen. Hintergrund sind spezifisch höhere Kosten bei kleinen Anlagen.

Zu Absatz 2

In Absatz 2 wird ein Bonus für ökologisch und ökonomisch sinnvolle Wärmenutzung eingefügt. Welche

Wärmenutzungen im Einzelnen erfasst sind, wird in der Anlage zu dem Gesetz geregelt. Der Bonus wird nicht von der Degression der Vergütungssätze nach Absatz 1 erfasst, sondern bleibt in gleicher Höhe bestehen.

Zu Absatz 3

Absatz 3 erhöht die Grundvergütung des Absatzes 1 um 4 Cent je Kilowattstunde, wenn der Strom auch durch die Nutzung petrothermaler Systeme erzeugt wird. Diese Systeme nutzen die im Gestein gespeicherte Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR), auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal Systems (SGS). Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird dabei als Wärmetauscher genutzt.

Petrothermale Systeme

Für den Vollzug des EEG müssen noch einige klarstellende Definition erarbeitet werden. Diese werden der Clearingstelle EEG zur Verfügung gestellt. Die Begründung und die ergänzenden Erläuterungen werden dann im Rahmen rechtlicher Bewertungen von der Clearingstelle und den mit der Bewertung der Geothermiesysteme beauftragten Umweltgutachtern genutzt werden. Das BMU bittet in diesem Zusammenhang um einen Vorschlag zur Interpretation der in der Begründung zu § 28, Abs. 3 gemachten Definition für petrothermale Systeme: „Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen.“ Insbesondere der Begriff „weitgehend“ ist zu definieren.

Der Begriff „Nutzung petrothermaler Techniken“ geht auf ein Papier des Personenkreises (PK) Tiefe Geothermie der Staatlichen Geologischen Dienste (SGD) Deutschlands zurück. In dem Papier „Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – Arbeitshilfe für Geologische Dienste“ (kurz Arbeitshilfe) werden petrothermale Systeme im Unterschied zu hydrothermalen Systemen wie folgt definiert:

➤ **Petrothermale Systeme:**

Überwiegend Nutzung der im Gestein gespeicherten Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind:

- **Hot-Dry-Rock-Systeme (HDR)**, auch Deep Heat Mining (DHM), Hot Wet Rock (HWR), Hot Fractured Rock (HFR) oder Stimulated Geothermal System (SGS) genannt. Der umfassende Begriff ist Enhanced Geothermal Systems (EGS). Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von wasserführenden Strukturen. Das heiße Gestein (meist Grundgebirge) wird als Wärmetauscher genutzt. HDR-Systeme werden primär zur Stromerzeugung eingesetzt.
- **Tiefe Erdwärmesonden:** Energienutzung aus einer beliebigen Gesteinsabfolge mit geschlossenem Kreislauf des Wärmeträgermediums in der Sonde; nur zur Wärmeversorgung.

Mit einer tiefen Erdwärmesonde werden wegen der Zirkulation des Wärmeträgermediums in der geschlossenen Sonde keine Temperaturen am Bohrlochkopf erreicht, die eine Verstromung zzt. ermöglichen. Deshalb kann diese Technik bei der Betrachtung

tung des § 28 (3) EEG außer Betracht gelassen werden. Petrothermale Systeme umfassen daher nur die im 1. Spiegelstrich genannten Systeme, wie auch aus der Begründung zu Abs. 3 ersichtlich wird.

Kriterien

Die Übergänge zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen sind fließend. Die klassische Definition des HDR-Verfahrens, die von einem heißen und (fast vollständig) trockenen Grundgebirge ausging, ist aufgrund der Erkenntnisse aus vielen Tiefbohrungen heute nicht mehr haltbar. Einvernehmen besteht aber darüber, dass man von „HDR“-Verfahren sprechen kann, wenn eine Bohrung keine wirtschaftlich relevante Schüttung liefern kann und Stimulationsmaßnahmen notwendig sind, um Fließwege zu schaffen.

Folgende Kriterien müssen bei der Nutzung petrothermaler Techniken gleichzeitig erfüllt sein:

- (1) Der Produktionshorizont ist das Grundgebirge oder eine gering permeable Schicht.

Entscheidend ist der Bereich, der von der Produktionsbohrung erschlossen wird. Der Injektionshorizont kann dagegen ein (höher liegender) Aquifer sein; damit ist ein Zweischicht-Verfahren (Produktion und Injektion in zwei verschiedenen Horizonten) zulässig.

Als gering permeabel wird eine Schicht angesehen, deren Gesteinsmatrix außerhalb von Störungszonen eine mittlere Permeabilität von weniger als 10^{-14} m^2 hat. Mit dieser Permeabilität schließt man relativ permeable Sandsteine aus, die hydrothermal genutzt werden können.

- (2) Die Produktionsbohrung liefert ohne den Einsatz der Frac-Technik keine wirtschaftlich relevante Schüttung.

Dieses Kriterium muss über einen hydraulischen Test nachgewiesen werden. Gegebenenfalls sind vorher Stimulationsmaßnahmen, wie Säure-Injektion, aber keine Frac-Versuche, durchzuführen. Die wirtschaftlich relevante Schüttung wird über den Produktivitätsindex PI festgelegt. Als wirtschaftlich relevant werden Bohrungen mit einem Produktivitätsindex von mindestens $\text{PI} = 10^{-2} \text{ m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{s}) = 1 \text{ l}/(\text{s}\cdot\text{bar})$ definiert.

Zur Bestimmung des PI wird die Druckabsenkung in Reservoirtiefe nach max. 24 h Testdauer verwendet. Die Druckabsenkung sollte in Reservoirtiefe gemessen oder bestimmt werden, um die eventuelle Uneindeutigkeit bei der Bestimmung aus den Kopfdruckdaten zu vermeiden.

Ist dagegen die Reinjektionsbohrung "dicht" ($\text{PI} < 10^{-2} \text{ m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{s})$) und braucht eine massive Stimulation, so handelt es sich nicht um ein petrothermales System, sondern um eine stimulierte hydrothermale Nutzung: Die Produktion ist nicht *weitgehend* unabhängig von wasserführenden Strukturen.

- (3) Der Produktionshorizont muss mit der Frac-Technik nachweislich stimuliert worden sein.

Bei dieser Technik (*Hydraulic Fracturing*) werden mit hoher Fließrate große Fluidvolumina (mit oder ohne Stützmittel) in der Bohrung verpresst, um künstliche Gesteinsrisse zu schaffen oder natürliche Klüfte dauerhaft aufzuweiten. Dass ein künstlicher Wärmetauscher erzeugt worden ist, muss durch hydraulische Tests vor und nach der Stimulierung nachgewiesen werden. Die Steigerung des Produktivitätsindex muss mindestens um den Faktor 2 erfolgen.

Definitionen

Parameter: *Produktivitätsindex PI*

Maßeinheit: $\text{m}^3 \text{s}^{-1} \text{MPa}^{-1}$

Definition: Der Produktivitätsindex *PI* beschreibt die Förderrate in Abhängigkeit von der Druckabsenkung. Für Injektionsbohrungen ist das Analogon zum Produktivitätsindex der Injektivitätsindex *II*. Er beschreibt die Injektionsrate in Abhängigkeit von der Druckerhöhung.

Unter Berücksichtigung der verschiedenen Einheiten ergibt sich die folgende Umrechnungstabelle:

| Einheit | $\text{m}^3 \text{s}^{-1} \text{MPa}^{-1}$ | $\text{m}^3 \text{h}^{-1} \text{MPa}^{-1}$ | $\text{l s}^{-1} (\text{m WS})^{-1}$ | $\text{l s}^{-1} \text{bar}^{-1}$ |
|--|--|--|--------------------------------------|-----------------------------------|
| $\text{m}^3 \text{s}^{-1} \text{MPa}^{-1}$ | 1 | 3600 | 9,806650 | 100 |
| $\text{m}^3 \text{h}^{-1} \text{MPa}^{-1}$ | $0,278 \cdot 10^{-3}$ | 1 | $2,724 \cdot 10^{-3}$ | $27,8 \cdot 10^{-3}$ |
| $\text{l s}^{-1} (\text{m WS})^{-1}$ | 0,101971 | 367,098 | 1 | 10,1971 |
| $\text{l s}^{-1} \text{bar}^{-1}$ | 0,01 | 36 | 980,665 | 1 |

Bestimmung: Der Index wird in der Regel aus hydraulischen Tests bestimmt, wobei zu berücksichtigen ist, dass bei kurzen Testzeiten wegen der noch instationären Verhältnisse die Absenkungswerte noch nicht konstant sind. Der Produktivitätsindex ist jedoch nicht allein von den Eigenschaften des Untergrundes sondern auch von denen der Bohrung (Brunnenspeicherung, Skin) abhängig.

Parameter: *Permeabilität K*

Maßeinheit: m^2 (1 Darcy = $0,98697 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$)

Parameter: *Durchlässigkeit* oder *Durchlässigkeitsbeiwert k_f*

Maßeinheit: m s^{-1}

Definition: Die Permeabilität und der Durchlässigkeitsbeiwert beschreiben die Durchlässigkeit eines porösen Mediums gegenüber einem Fluid (z. B. Wasser), wobei sich die Permeabilität allein auf die Gesteinseigenschaften beschränkt und der Durchlässigkeitsbeiwert die Eigenschaften des Fluids zusätzlich einbezieht. Der Durchlässigkeitsbeiwert gibt an, welcher Volumenstrom Q bei einem hydraulischen Gradienten i pro Fläche A bei einer bestimmten Fluidtemperatur strömt. Die Permeabilität steht mit dem Durchlässigkeitsbeiwert unter Berücksichtigung der dynamischen Viskosität μ und der Dichte ρ_F des Fluids und der Erdbeschleunigung g durch die Formel

$$k_f = \frac{K \cdot \rho_F \cdot g}{\mu} \quad (4)$$

in Beziehung. Für reines Wasser bei 10 °C gilt folgendes Äquivalent: 10^{-5} m s^{-1} entspricht 1 D oder 1 m s^{-1} entspricht etwa 10^{-7} m^2 . Beide Parameter K und k_f können richtungsabhängig sein und müssen dann als Tensor geschrieben werden.

Bestimmung: Messungen an Bohrkernen im Labor (Eigenschaft der Gesteinsmatrix), Ableitung aus Bohrlochmessungen (Permeabilität); Auswertung von Pump- und Injektionstests, Markierungsversuchen (Eigenschaft des Gebirges).