

zum Einfluss des AgNes-Prozesses auf die Fernwärmeerzeugung

Frankfurt am Main, 07.09.2026

Der Prozess zur Einführung der „allgemeinen Netzentgeltsystematik“ (AgNes) wurde aufgrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom September 2021 begonnen.

Vor diesem Hintergrund wird die aktuell gültige Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31. Dezember 2028 außer Kraft treten und ein neues Regelwerk eingeführt. Fernwärmenetze sind von diesen Regelungen nicht direkt betroffen. Änderungen der Netzentgeltsystematik können jedoch erhebliche Auswirkungen auf die Kosten der strombasierten Wärmeerzeugung und damit auch auf die Wirtschaftlichkeit der Transformation von Wärmenetzen haben. Entscheidend ist daher, dass Elektrokessel und Großwärmepumpen, im Rahmen des AgNes-Prozesses als Batterie bzw. Flexibilitätsoption und nicht als starre Großverbraucher kategorisiert werden.

Im Zuge des AgNes-Prozesses soll die gesamte Stromnetzentgeltsystematik neu strukturiert und in drei neue Netzentgeltklassifizierungen unterteilt werden: Erzeuger, Großverbraucher und Großbatterien. Während Elektrolyseure ein Sondernetzentgelt erhalten, fallen Elektrokessel und Großwärmepumpen in dieser Systematik unter die Großverbraucher und würden im Vergleich zur heutigen Netzentgeltsystematik und gegenüber Elektrolyseuren massiv schlechter gestellt. Die augenscheinliche Stromnetzdienlichkeit der Anlagen wird somit regulatorisch bestraft statt angereizt.

Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Festlegungen im AgNes-Entwurf der Bundesnetzagentur (BNetzA) hierfür aus unserer Sicht angepasst werden sollten, um zusätzliche Kostenbelastungen für die Wärmeerzeugung zu vermeiden und den Transformations- und Dekarbonisierungsprozess der Wärmenetze in Deutschland nicht zu gefährden. Die erforderliche Änderung ist nicht nur energie- und klimapolitisch geboten.

Forderung

Elektrokessel und Großwärmepumpen müssen im Rahmen des AgNes-Prozesses als Batterie (bzw. Flexibilitätsoption) anstatt als starrer Großverbraucher eingegliedert werden. Die Einordnung als Flexibilitätsoption sollte mit einer konkreten Rechtsfolge verbunden werden: moderates Kapazitätsentgelt ohne arbeitsbezogene Entgelte sowie eine integrierte Netzknotenbetrachtung für Hybridstandorte. Voraussetzung kann ein belastbares Mess-, Steuerungs- und Betriebskonzept sein, das die flexible Fahrweise und die vermiedene gleichzeitige maximale Einspeise- und Entnahmebeanspruchung nachweist.

1. Ausgangslage: Die unverzichtbare Rolle von Elektrokesseln und Großwärmepumpen in Wärmenetzen

Die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung wird zukünftig immer stärker auf Wärmeerzeugern basieren, die Strom entweder direkt (Elektrokessel) oder indirekt (Großwärmepumpen) zu Wärme umwandeln. Wie hoch der Anteil dieser Anlagen sein muss, zeigt Abbildung 1: In Szenarien für zunehmende dekarbonisierte Wärmenetze werden im Jahr 2030 rund 12 GW und im Jahr 2045 rund 42 GW an thermischer Leistung von diesen strombetriebenen Wärmeerzeugern stammen.

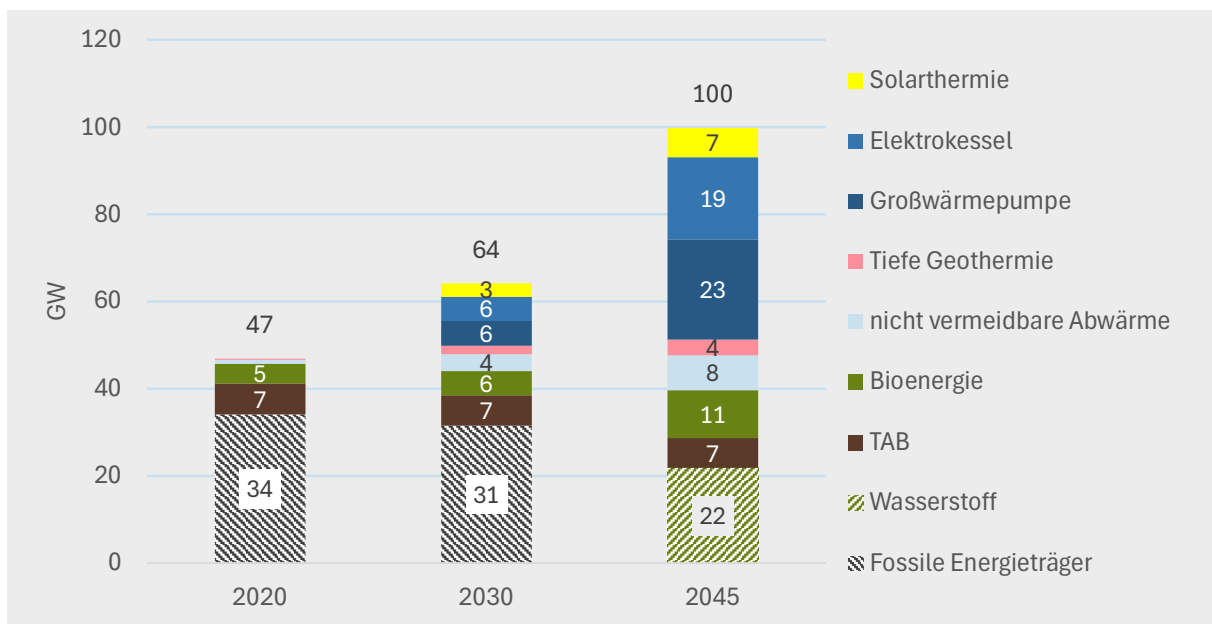


Abbildung 1: Entwicklung der thermischen Leistung zur Fernwärmeerzeugung in Deutschland [Perspektive der Fernwärme, Prognos im Auftrag von AGFW und VKU, 2024]

Auch der offizielle Netzentwicklungsplan Strom (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt diesen massiven Ausbaubedarf für Elektrokessel und Großwärmepumpen in den kommenden Dekaden (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Annahmen zur Entwicklung von Großwärmepumpen und Elektrokessel aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) Strom in GW. Vergleich der Versionen 2025 und 2027.

Planungsstand	Technologie	A 2037 A 2040	B 2037 B 2040	C 2037 C 2040	A 2045	B 2045	C 2045
NEP Strom 2037/2045, Version 2025	Großwärmepumpen	3,2	11,5	8,3	5,3	12,7	9,8
	Elektrokessel	6,3	13,8	13,8	11,1	13,5	13,5
Szenariorahmen NEP 2040/2045, Version 2027	Großwärmepumpen	11,0	12,7	12,7	11,0	12,7	12,7
	Elektrokessel	14,0	14,3	14,3	14,0	14,3	14,3

Zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen kommen in der Regel verschiedene Erzeugungstechnologien im Verbund zum Einsatz. Der Verbund aus KWK-Anlagen, Großwärmepumpen, Elektrokesseln und Wärmespeichern kann in beide Richtungen auf die Stromsystemlage reagieren: Bei geringer Wind- und PV-Erzeugung und hoher Verbrauchsnetzbelastung kann KWK-Strom einspeisen; bei hoher erneuerbarer Erzeugung können Großwärmepumpen und Elektrokessel Strom aufnehmen. Wärmespeicher entkoppeln die Stromaufnahme zeitlich von der Wärmenachfrage. Wärmenetze sind deshalb nicht als starre Verbraucher, sondern als sektoreng gekoppelte Flexibilitätssysteme zu bewerten.

Aktuell werden Elektrokessel größtenteils zur Stabilisierung der Netzfrequenz im Rahmen der Regelenenergie eingesetzt. Da diese Anlagen keine zusätzlichen Brennstoffbetriebskosten haben, wirken sie preisdämpfend auf den Regelenenergiemärkten.

2. Problemstellung aus dem AgNes-Prozess

Im Zuge des AgNes-Prozesses soll die gesamte Stromnetzentgeltsystematik neu strukturiert und in drei neue Netzentgeltklassifizierungen unterteilt werden:

- **Erzeuger:** Neue Erzeugungsanlagen zahlen ab dem 01.01.2029 einen moderaten jährlichen Kapazitätspreis; arbeitsbezogene Entgelte werden nicht erhoben.
- **Großverbraucher:** Verbraucher über 100.000 kWh pro Jahr bestellen eine Abnahmekapazität (Kapazitätspreis). Innerhalb der Bestellkapazität gilt ein Arbeitspreis; bei Überschreitung wird ein deutlich erhöhter Pönalisierungs-Arbeitspreis (AP2) fällig.
- **Großbatterien:** Neue Stromspeicher zahlen ab dem 01.01.2029 einen moderaten Kapazitätspreis ohne arbeitsbezogene Entgelte.

Das Kernproblem: Elektrokessel und Großwärmepumpen fallen in dieser Systematik unter die Großverbraucher und würden im Vergleich zur heutigen Netzentgeltsystematik massiv schlechter gestellt. Die augenscheinliche Stromnetzdienlichkeit der Anlagen wird somit regulatorisch bestraft statt angereizt. Prognosen zeigen, dass die jährlichen Einsatzzeiten von Elektrokesseln und Großwärmepumpen durch diese Netzentgeltstruktur drastisch einbrechen werden, wodurch der netzdienliche Effekt dieser zukunftsfähigen Sektorenkopplung verpufft.

Ein zusätzliches Strukturproblem besteht an Hybridstandorten, an denen KWK-Anlagen als Einspeiser und Großwärmepumpen oder Elektrokessel als Verbraucher denselben Netzknoten nutzen. Werden Einspeise- und Entnahmekapazitäten unabhängig voneinander bepreist, kann dieselbe Anschlussinfrastruktur doppelt belastet werden, obwohl die Anlagen technisch gekoppelt sind und nicht gleichzeitig in voller Höhe netzbelastend wirken. Für solche Standorte ist eine zusammenfassende Betrachtung der tatsächlich vorzuhaltenden Kapazität am Netzknoten erforderlich. Vergleichbare Standortlogiken für Speicher und Prosumer dürfen Wärmenetzen nicht vorenthalten werden.

3. Lösungsansatz und Forderung

Da dynamische Netzentgelte im jetzigen AgNes-Prozess nicht umgesetzt werden, sondern erst 2027 vertieft untersucht werden sollen, müssen flexible, netzdienlich betriebene Großverbraucher im Wärmesektor anderweitig adäquate Berücksichtigung finden. Dies deckt sich auch mit dem aktuellen Legislativvorschlag der EU-Kommission zur Strombinnenmarkt-Verordnung, der Netzentgelttarife zur Anreizung flexibler und netzdienlicher Stromnutzung fordert.

Elektrokessel und Großwärmepumpen sind Teil eines multivalenten und flexiblen Wärmeerzeugungsparks. Die Kombination aus Elektrokesseln und Großwärmepumpen mit Großwärmespeichern agiert funktional wie ein Stromspeicher: Strom wird bei Überschüssen netzdienlich aufgenommen, in Wärme umwandelt, im Speicher gepuffert und zeitversetzt genutzt.

Für die Netzentgeltfrage ist nicht allein die physikalische Speicherform entscheidend, sondern die steuerbare zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage. Batterie und Power-to-Heat-Wärmespeicher-System nehmen Strom bei geeigneter Systemlage auf und stellen die gespeicherte Energie später bereit. Der Unterschied liegt in der Form der späteren

Energienutzung, nicht in der netzdienlichen Lastverschiebung. Wenn Batterien wegen dieser Flexibilitätswirkung von arbeitsbezogenen Entgelten freigestellt werden, spricht dieselbe Regelungslogik für Elektrokessel und Großwärmepumpen mit Wärmespeichern.

Netzgekoppelte Großwärmepumpen und Elektrokessel sollten bei nachgewiesener Steuerbarkeit ein jährliches Kapazitätsentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität entrichten; arbeitsbezogene Entgeltkomponenten sollten entfallen. An Hybridstandorten ist ergänzend eine netzknotenbezogene Zusammenfassung der Einspeise- und Entnahmekapazitäten vorzusehen.

Forderung

Elektrokessel und Großwärmepumpen müssen im Rahmen des AgNes-Prozesses als Batterie (bzw. Flexibilitätsoption) anstatt als starrer Großverbraucher eingegliedert werden. Die Einordnung als Flexibilitätsoption sollte mit einer konkreten Rechtsfolge verbunden werden: moderates Kapazitätsentgelt ohne arbeitsbezogene Entgelte sowie eine integrierte Netzknotenbetrachtung für Hybridstandorte. Voraussetzung kann ein belastbares Mess-, Steuerungs- und Betriebskonzept sein, das die flexible Fahrweise und die vermiedene gleichzeitige maximale Einspeise- und Entnahmebeanspruchung nachweist.

4. Begründung zur Forderung: Überprüfung der BNetzA-Prämisse

Die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im AgNes-Festlegungsentwurf (vgl. insb. Randnummern 427 und 428) vorgebrachte Begründung, wonach die Privilegierung von Elektrolyseuren über ein Sondernetzentgelt durch konkrete Ausbauziele im Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) objektiv gerechtfertigt sei, für Großwärmepumpen und Großwärmeerzeuger ein solcher Bezug jedoch fehle, erscheint aus unserer Sicht noch einmal überprüfungsbedürftig:

1. **Der NECP belegt die Gleichrangigkeit der Ziele:** Der aktualisierte Nationale Energie- und Klimaplan (NECP) vom August 2024 quantifiziert den Ausbaubedarf von Großwärmepumpen (ab 500 kW thermischer Leistung) ebenso präzise und messbar wie denjenigen der Wasserstoff-Elektrolyse:
 - o **Leistungskapazitäten:** 2,1 GW elektrisch und 6,3 GW thermisch bis 2030.
 - o **Zielzubau:** Notwendiger Zielzubau von ca. 4 GW thermisch pro Jahr, um die Klimaziele 2045 zu erfüllen.
 - o **Zielerzeugungsmengen:** 86 TWh pro Jahr an Wärme aus Großwärmepumpen in Wärmenetzen für 2030.
 - o **Infrastrukturelle Einbindung:** Flankiert wird dieser Ausbau durch das nationale Ziel von 50 Prozent Erneuerbaren- und Abwärmequote des Wärmeplanungsgesetzes (§ 2 Abs. 1 WPG).
2. **Rechtliche Konsequenz:** Da der NECP für Großwärmepumpen exakt jene verbindlichen Zielpfade und Ausbauvolumina definiert, deren Fehlen die BNetzA als Ausschlusskriterium heranzieht, entfällt die rechtliche Grundlage für eine Ungleichbehandlung.
3. **Tragfähige Rechtfertigung erforderlich:** Liegen bei Batterien, Elektrolyseuren, Elektrokessel und Großwärmepumpen vergleichbare Flexibilitäts- und Systemintegrationswirkungen vor, muss die BNetzA die unterschiedliche

Entgeltbehandlung anhand des Regelungsziels, der Vergleichsgruppen und ihrer tatsächlichen Netzwirkung tragfähig rechtfertigen. Der bloße Verweis auf politische Ausbauziele reicht nicht, wenn für Elektrokessel und Großwärmepumpen ebenfalls konkrete Transformations- und Ausbaupfade bestehen. Die Entscheidung muss zudem alle einschlägigen nationalen und europäischen Zielvorgaben berücksichtigen und darf wesentliche Gesichtspunkte der Ermessensausübung nicht ausblenden.

4. **Hervorzuhebende Energieeffizienz:** Großwärmepumpen nutzen Umwelt- oder Abwärme und stellen deshalb regelmäßig ein Mehrfaches der eingesetzten elektrischen Energie als Wärme bereit; Elektrokessel wandeln Strom nahezu vollständig in Wärme um. Damit können strombasierte Wärmeerzeuger je eingesetzter Kilowattstunde Strom einen besonders hohen unmittelbaren Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung leisten. Eine Privilegierung der indirekten Elektrifizierung über Elektrolyse bei gleichzeitiger Belastung effizienter direkter Elektrifizierung bedarf daher einer besonders belastbaren Begründung.

5. Tabellarische Übersicht: Regulatorische Ungleichbehandlung von Großwärmepumpen und PtH gegenüber Elektrolyseuren

Regelungsbereich / Kriterium	Elektrolyseure (Grüner / kohlenstoffarmer Wasserstoff)	Großwärmepumpen und Elektrokessel	Regulatorische Diskriminierung / Benachteiligung
Netzentgelt-Kategorie	Erhalten ein Sondernetzentgelt (Tenorziffer 11.1).	Werden dem regulären Letztverbraucher-Grundmodell zugeordnet (Tenorziffer 8.4 / 8.5).	Elektrokessel und Großwärmepumpen werden wie starre Standardverbraucher behandelt, während Elektrolyseure ein maßgeschneidertes, begünstigtes Sonderregime erhalten.
Entgeltkomponenten (Preisstruktur)	Ausschließlich ein reiner Kapazitätspreis auf die vertragliche Netzanschlusskapazität. Keine Arbeitspreise.	Eine Kombination aus Kapazitätspreis (auf Bestellkapazität) und zweistufigem Arbeitspreis (AP1 und AP2).	Elektrolyseure haben keine variablen Arbeitskosten durch das Netzentgelt. Elektrokessel und Großwärmepumpen werden hingegen mit Arbeitspreisen (insb. dem Pönalisierungs-AP2 bei Lastüberschreitung) belastet, was den flexiblen Betrieb ausbremst.
Bezug zu § 14a EnWG / Flexibilität	Werden systemdienlich über ein eigenständiges, verlässliches Markt- und Entgeltregime gefördert.	Kleine Wärmepumpen (Niederspannung) fallen unter § 14a EnWG, Großwärmepumpen und Elektrokessel	Netzgebundene Großwärmepumpen und Elektrokessel werden von den existierenden Flexibilitäts- und

		(höhere Spannungsebenen) sind jedoch komplett ausgeschlossen.	Rabattsystemen abgeschnitten und in ein risikoreiches Standardmodell gedrängt.
Vertrauensschutz & Übergangsvorschriften (Tenorziffer 17)	Genießen umfassenden Bestandsschutz und Übergangsregelungen (Verweis auf § 118 EnWG, Tenorziffer 17.5 & 17.7).	Keinerlei Vertrauensschutz oder adäquate Übergangsfristen für bestehende, Elektrokessel und Großwärmepumpen.	Bestehende, auf Multivalenz (KWK + Power-to-Heat + Speicher) kalkulierte Investitionen werden ab 01.01.2029 unvorhersehbar hart getroffen.
Rechtfertigung durch politische Ausbauziele	Explizit anerkannt: Die BNetzA rechtfertigt das Sondernetzentgelt über die konkreten Ausbauziele des NECP und der Nationalen Wasserstoffstrategie (z. B. 10 GW bis 2030).	Abgetan / Ignoriert: Obwohl der NECP massive Ausbauziele für Großwärmepumpen (6,3 GW thermisch / 86 TWh) nennt, argumentiert die BNetzA (Rn. 428), diese seien nicht „hinreichend konkret“, um eine Sonderrolle zu rechtfertigen.	Inkoherente Auslegung des NECP: Wasserstoff-Ziele werden als Rechtfertigung für Privilegierungen genutzt, identisch konkrete Wärme-Ziele werden ignoriert.
Funktionale Einordnung im System	Werden als systemdienliche Bausteine des Hochlaufs anerkannt und geschützt.	Werden trotz ihrer Speicher- und Pufferwirkung (in Kombination mit Großwärmespeichern) starr als Letztverbraucher eingestuft.	Die netzstabilisierende und speicherähnliche Funktion von Elektrokesseln und Großwärmespeichern (Vermeidung von Abregelungen, Entlastung über Großwärmespeicher) wird tarifarisch komplett ignoriert.
Hybridstandorte	Batterien und Prosumer werden als kombinierte Einspeise- und Entnahmekonstellationen berücksichtigt.	KWK-Power-to-Heat-Wärmesysteme werden getrennt bepreist.	Zusammenfassende Bestimmung der tatsächlich vorzuhaltenden Kapazität am gemeinsamen Netzknoten und Ausschluss einer Doppelbepreisung.

6. Verstärkende Argumente aus dem europäischen Rechtsrahmen

Die unterschiedliche Behandlung funktional vergleichbarer Flexibilitätsoptionen ist unmittelbar an den Anforderungen diskriminierungsfreier, kostenreflektiver und flexibilitätsfördernder Netzentgelte zu messen. Arbeitsbezogene Entgelte, die den Einsatz steuerbarer Elektrokessel

und Großwärmepumpen gerade in Stunden hoher erneuerbarer Einspeisung verteuern, stehen im Zielkonflikt zu Laststeuerung, Systemintegration und direkter Elektrifizierung. Die nationale Netzentgeltsystematik darf die direkte Elektrifizierung der Wärme nicht strukturell schlechterstellen als Speicher oder die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff.

- **Widerspruch zur Strombinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943:**

- o *Zielbeitragsgebot (Art. 18 Abs. 2 lit. a bis f):* Tarifmethoden müssen eine Vielzahl von Aspekten fördern und unterstützen, die durch Elektrokessel und Großwärmepumpen erfüllt werden. Insbesondere erfüllen diese Anlagen die Anforderungen des lit. f durch die Verwirklichung der NECP-Ziele, wie oben gezeigt.
- o *Verbot von Negativanreizen (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 2):* Netzentgelte dürfen keine Negativanreize für Laststeuerung setzen, was durch das starre AP2-Modell für Elektrokessel und Großwärmepumpen jedoch geschieht.

- **Widerspruch zum „Electrification Action Plan“ der EU-Kommission (COM(2026) 595 final):**

- o Die EU setzt voll auf die Elektrifizierung der Wärmewende und stellt dabei insbesondere die positiven Auswirkungen auf das Stromnetz dar:
 - “District heating and cooling (DHC) systems using heat pumps or e-boilers, urban heat networks and thermal storage can offer large amounts of flexibility and reduce the burden on the electricity grid.” (Seite 17, Electrification Action Plan)
- o Die EU fordert drastische Senkungen der Strom-Gas-Kostenrelationen, die durch die BNetzA-Festlegung der Netzentgelte für Power-to-Heat-Anlagen und Großwärmepumpen konterkariert werden:
 - “The Commission therefore supports efforts by Member States to remove disparities between electricity and fossil fuel energy costs.” (Seite 4, Electrification Action Plan)
- o Die EU weist eindeutig darauf hin, dass Stromsystemkosten durch Flexibilitätsoptionen und Speicher reduziert werden können:
 - “Reducing electricity system costs through network charges, flexibility and storage” (Seite 5, Electrification Action Plan)

Erforderlicher Anpassungsbedarf in der Festlegung

„Die Betreiber netzgekoppelter Elektrokessel und Großwärmepumpen in Wärmenetzen und in der Industrie haben ein jährliches Kapazitätsentgelt auf ihre vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu entrichten. Der Kapazitätspreis entspricht in der Höhe dem für vergleichbare Flexibilitätsoptionen (Elektrolyseure und Batterien) ermittelten kapazitätsbasierten Entgelt. Arbeitsbezogene Entgeltkomponenten werden nicht erhoben. An Netzanschlusspunkten mit Einspeise- und Entnahmeanlagen ist die tatsächlich vorzuhaltende Anschlusskapazität unter Berücksichtigung gesicherter Betriebs- und Steuerungskonzepte zusammenfassend zu bestimmen. Eine doppelte Bepreisung derselben Anschlusskapazität ist auszuschließen.“

Ihr Ansprechpartner
Dr.-Ing. Jens Kühne
Bereichsleiter Erzeugung,
Sektorkopplung und Speicher
+49 69 6304-280
j.kuehne@agfw.de

John Miller
Stv. Geschäftsführer
Bereichsleiter Energiewirtschaft
und Politik
+49 69 6304-306
j.miller@agfw.de

Herausgeber: AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.

AGFW ist der Spitzen- und Vollverband der energieeffizienten Versorgung mit Wärme, Kälte und Kraft-Wärme-Kopplung. Wir vereinen mehr als 700 Versorgungsunternehmen (regional und kommunal), Energiedienstleister sowie Industriebetriebe der Branche aus Deutschland und Europa. Als Regelsetzer vertreten wir über 95 % des deutschen Fernwärmeanschlusswertes.

Der AGFW ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer R001096 geführt.

Stresemannallee 30 | D-60596 | Frankfurt am Main | +49 69 6304-1 | info@agfw.de | www.agfw.de
Schumannstraße 2 | D-10117 | Berlin-Mitte

© copyright
AGFW, Frankfurt am Main

Ansprechpartner für technische Belange

Dr.-Ing. Tobias Bachmann
BTB Energie GmbH
+49 30 3499-0792
tobias.bachmann@btb-energie.de

Thorsten Biela
Energieversorgung Offenbach AG
+49 69 8060-1862
thorsten.biela@evo-ag.de

Unterstützer: Power-to-Heat-Betreiberkreis

Der Power-to-Heat Betreiberkreis dient zum regelmäßigen Erfahrungsaustausch zwischen Energieversorgern, welche praktische Erfahrungen mit dem Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen haben.

Der Betreiberkreis besteht aus derzeit 37 Teilnehmern mit rund einem GW installierter direktelektrischer Power-to-Heat-Leistung. Damit werden nahezu alle bei kommunalen Versorgern installierten direktelektrischen Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland erfasst.