
Wärmequellen im Vergleich

Entscheidungsmatrix für Gebäude und Quartiere

Tiefengeothermie eingebettet

Grundlagen für den Dekarbonisierungspfad

Entwurfssfassung zur Townhall-Veranstaltung IHK Berlin 31.08.2026

32 Wärmequellen und Versorgungssysteme - technisch, ökologisch und risikoseitig eingeordnet.

Für Wohnungswirtschaft, Stadtwerke, Planer, Betreiber und alle, die nicht nach einer abstrakten Siegertechnologie suchen, sondern nach der passenden Wärmequelle für ihr konkretes System.

Die Leitfrage

Welche Risiken, Abhängigkeiten und Systemwirkungen muss ich kennen, wenn ich eine bestimmte Wärmequelle für Gebäude, Quartier oder Wärmenetz auswähle?

Globale Modellannahmen

Vollständige Parameterbasis des Rechenmodells

Alle zentralen, frei editierbaren Modellparameter werden hier vollständig aus dem Reiter 'Annahmen' übernommen. Die Werte bilden die gemeinsame Rechenbasis für die Vergleichstabelle.

Deutscher Strommix - CO2-Faktor	380	g CO2/kWh_el	UBA, Emissionsfaktoren für die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen, 2024
Anteil thermischer (Verbrennungs-)Kraftwerke am Strommix	0.4	Anteil (0-1)	Modellannahme auf Basis Strommix-Zusammensetzung 2025 (Kohle, Gas, sonst. therm.); vereinfachte Näherung
Mittlerer Abwärmefaktor thermischer Kraftwerke (Abwärme je kWh Strom)	1.3	kWh Abwärme / kWh Strom	Modellannahme, entspricht rd. 43% mittlerem elektr. Wirkungsgrad des thermischen Kraftwerksparks (1/0,43-1ca.1,3)
Heizöl - Emissionsfaktor (Brennstoff, Heizwert)	266	g CO2/kWh Brennstoff	UBA/LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren 2024/2025
Erdgas - Emissionsfaktor (Brennstoff, Heizwert)	201	g CO2/kWh Brennstoff	UBA/LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren 2024/2025
Steinkohle - Emissionsfaktor (Brennstoff, Heizwert)	335	g CO2/kWh Brennstoff	UBA 2022 / Quaschning, CO2-spez. Brennstoffe (Umrechnung aus t CO2/t SKE)
Kernenergie - Lifecycle-Emissionsfaktor (Median)	12	g CO2e/kWh_el	IPCC AR5/AR6 WG III, Lifecycle-Emissionen Kernenergie (Median verschiedener Studien)
Hausmüll/Siedlungsabfall - Emissionsfaktor (fossiler Anteil, Brennstoff)	288	g CO2/kWh Brennstoff	LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren, Stand 28.02.2025 (nur fossiler/Kunststoff-Anteil; biogener Anteil gilt als klimaneutral)
Klärschlamm - Emissionsfaktor (Brennstoff)	10	g CO2/kWh Brennstoff	LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren, Stand 28.02.2025 (nahezu vollständig biogen)
Holz/Pellets/Hackschnitzel - Emissionsfaktor (Brennstoff, Mittelwert)	30	g CO2/kWh Brennstoff	LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren 2024/2025 (Pellets ca. 36, Brennholz ca. 27 g/kWh; nur Vorketten-Emissionen aus Ernte/Transport/Aufbereitung, Verbrennung selbst bilanziell CO2-neutral)
Biogas/Biomethan - Emissionsfaktor (Brennstoff)	152	g CO2/kWh Brennstoff	LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren, Stand 28.02.2025
Wasserstoff - Emissionsfaktor (Importmix-Modellannahme grün/blau, 2030ff)	60	g CO2/kWh H2	Eigene Modellannahme (Bandbreite Literatur: grüner H2 ca. 0-10 g/kWh, blauer H2 mit CCS ca. 60-130 g/kWh; hoch unsicher, da abhängig vom künftigen Importmix gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie)
Flüssiggas (LPG) - Emissionsfaktor (Brennstoff, Heizwert)	234	g CO2/kWh Brennstoff	BEHG/EBev 2030, amtliche Emissionsfaktoren für die CO2-Bepreisung (Stand 2023ff)
Bio-Flüssiggas (Bio-LPG/rDME) - Emissionsfaktor (Modellannahme)	45	g CO2/kWh Brennstoff	Eigene Modellannahme analog HVO/Bio-Heizöl-Größenordnung (Reststoff-/Pflanzenölbasis); ab 2026 als abgabenfreier Energieträger im CO2-Bepreisungssystem vorgesehen
Kernenergie - elektrischer Wirkungsgrad ohne Wärmeauskopplung (reiner Kondensationsbetrieb, ohne Fernwärmeauskopplung)	0.34	Anteil (0-1)	Typischer Nettowirkungsgrad von Leichtwasserreaktoren im reinen Kondensationsbetrieb (IAEA/World Nuclear Association, Größenordnung 33-36%); vgl. Gesamtnutzungsgrad im KWK-/Fernwärme-Betrieb (Annahmen C11-Bezug in Zeile 9: 0,7, dort inkl. Wärmeauskopplung).

Hinweis: Diese Tabelle enthält die zentralen, frei editierbaren Modellparameter. Alle Formeln in den Blättern 'Vergleichstabelle' verweisen auf diese Zellen (C5-C13, C19) und rechnen bei Änderung automatisch neu.

Methodik & Quellen

Teil 1 von 3 | vollständige Darstellung der Punkte 1 bis 7

1. THG-Wert Nutzwärme (Spalte F)

Für direkt verbrannte fossile Energieträger (Öl, Gas, Kohle) wird der brennstoffbezogene CO2-Emissionsfaktor (Quelle: UBA / LfU Brandenburg, CO2-Emissionsfaktoren 2024/2025) durch den Kessel- bzw. Gesamtnutzungsgrad geteilt. Für strombasierte Technologien (Wärmepumpen, kalte Netze, 5GDHC) wird der deutsche Strommix-Emissionsfaktor (UBA 2024, ca. 380 g CO2/kWh_el) durch die Jahresarbeitszahl (JAZ) geteilt. Für Kernenergie wird der IPCC-Lifecycle-Median (12 g CO2e/kWh_el) verwendet und - analog zu den fossilen KWK-Anlagen - durch einen angenommenen Gesamtnutzungsgrad der Fernwärmeauskopplung geteilt. Für Fusion liegen keine Betriebsdaten vor; der verwendete Wert ist eine literaturgestützte Prognose und ausdrücklich als solche zu lesen. Für Solarthermie wird ein Literaturwert für die Herstellungs-Lebenszyklusemissionen angesetzt (Betriebsemissionen ca. 0).

2. Nationale Verfügbarkeit (Spalte F)

Qualitative Einstufung auf Basis von Importabhängigkeit, inländischer Ressourcenbasis bzw. geologischer/technischer Standortabhängigkeit. Keine standardisierte amtliche Kennzahl, sondern eine zusammenfassende Experteneinschätzung auf Basis der jeweils genannten Quellen/Sachverhalte.

3. Klimabeitrag bei Verfeuerung (Spalte G)

Unabhängig vom THG-Wert wird hier binär ausgewiesen, ob beim Prozess fossiler, über geologische Zeiträume gespeicherter Kohlenstoff durch Verbrennung freigesetzt wird (das eigentliche Merkmal 'fossiler' Emissionen) - im Unterschied zu Prozessen ohne Verbrennung (Wärmepumpen, Geothermie, Solarthermie, Kernenergie), bei denen ausschließlich Vorketten-/Lifecycle-Emissionen anfallen.

Methodik & Quellen

Teil 2 von 3 | vollständige Darstellung der Punkte 1 bis 7

4. Carnot'scher Zusatzeintrag zur Atmosphärenerwärmung (Spalte I)

Physikalischer Hintergrund: Jeder reale Energiewandlungsprozess zwischen einem heißen Reservoir (Prozesstemperatur T_h) und einem kalten Reservoir (Umgebungstemperatur T_c) unterliegt dem Carnot-Grenzwirkungsgrad $\eta_C = 1 - T_c/T_h$. Der nicht in Nutzenergie umgewandelte Anteil wird als Abwärme unmittelbar an die Umgebung (Flüsse, Luft, Kühltürme) abgegeben - ein direkter thermischer Eintrag in die Atmosphäre, der unabhängig vom Treibhausgaseffekt wirkt (anthropogener Wärmefluss).

Vereinfachtes Modell dieser Tabelle: Für Verbrennungs-/KWK-Technologien wird der Kehrwert des angenommenen Gesamtnutzungsgrads verwendet: Zusatzeintrag = $(1/\text{Gesamtnutzungsgrad} - 1)$. Für strombasierte Technologien (Wärmepumpen etc.) wird angenommen, dass rund 40% des deutschen Strommixes aus thermischen (Verbrennungs-)Kraftwerken mit einem mittleren Abwärmefaktor von 1,3 kWh Abwärme je kWh Strom stammen; dieser Anteil wird durch die JAZ geteilt, da nur ein Bruchteil einer kWh Strom je gelieferter kWh Nutzwärme benötigt wird.

Wichtiger Hinweis: Dies ist eine didaktisch vereinfachte, transparente Modellrechnung auf Basis plausibler Annahmen (Prozesstemperaturen sind NICHT einzeln je Technologie hinterlegt, sondern über Gesamtnutzungsgrade approximiert). Es handelt sich nicht um eine amtlich standardisierte oder in der Literatur einheitlich definierte Kennzahl. Für eine belastbare technologiespezifische Carnot-Analyse wären reale Prozess- bzw. Frischdampftemperaturen je Anlage sowie eine vollständige Exergiebilanz erforderlich. Die Größenordnungen (einstellige bis niedrige zweistellige Prozentbereiche bei Wärmepumpen/Erneuerbaren, 25-45% bei thermischen Kondensations-/KWK-Anlagen) sind gleichwohl physikalisch plausibel und mit der Fachliteratur zu Kraftwerksabwärme konsistent.

Sonderfall Geothermie: Warum hier eigentlich kein echter Carnot-Effekt vorliegt

Berechtigter Einwand (Stand August 2026): Der Carnot-Mechanismus setzt eine Wärmekraftmaschine voraus - eine Energiequelle wird 'entzündet' bzw. umgewandelt, treibt einen Kreisprozess an, und ein Teil geht als Abwärme verloren. Bei reiner Wärmegewinnung aus Geothermie (ohne Stromerzeugung) findet dieser Umwandlungsschritt gar nicht statt - es wird nichts entzündet, es gibt keine Wärmekraftmaschine. Die für Geothermie-Zeilen ausgewiesenen Carnot-Werte bilden daher ausschließlich die Pumpstrom-/Wärmepumpen-Vorkette ab (identische Formel wie bei anderen strombasierten Technologien), NICHT einen Verbrennungs-Carnot-Mechanismus.

Ein davon konzeptionell zu unterscheidender, aber realer Effekt existiert dennoch: Geothermische Nutzung entzieht der Erde tatsächlich Wärme, die ohne Bohrung nicht (oder erst in geologischen Zeiträumen) an die Oberfläche gelangt wäre - dokumentiert an Feldern wie Larderello (Italien) oder The Geysers (Kalifornien), die über Jahrzehnte messbare Reservoir-Abkühlung zeigen, wenn nicht ausreichend reinjiziert wird. Insofern 'erschließt' Geothermie eine zuvor nicht am Oberflächen-Energiehaushalt beteiligte Wärmequelle - anders als eine Luft-Wärmepumpe, die nur ohnehin vorhandene Umgebungswärme umverteilt.

Die Größenordnung macht den Unterschied: Der natürliche globale geothermische Wärmestrom beträgt ca. 47 TW (Dauerbetrieb seit Jahrmilliarden), die weltweit installierte geothermische Nutzleistung nur ca. 100-150 GW - rund 300- bis 400-mal weniger. Der gesamte anthropogene Wärmefluss aller menschlichen Energienutzung zusammen liegt global gemittelt bei ca. 0,03 W/m², gegenüber einem CO2-Strahlungsantrieb von über 2 W/m². Der Effekt existiert also konzeptionell, ist aber gegenüber Verbrennungsprozessen um Größenordnungen kleiner und wird in dieser Tabelle bewusst nicht separat beziffert, sondern nur als Hinweis in den Zellkommentaren der Geothermie-Zeilen (Spalte I) dokumentiert.

Methodik & Quellen

Teil 3 von 3 | vollständige Darstellung der Punkte 1 bis 7

5. Abschalt-/Leistungsminderungsgefahr bei Hitzewellen (Spalte J)

Basiert u. a. auf den dokumentierten Leistungsrosselungen und Abschaltungen europäischer Kernkraftwerke während der Hitzewellen im Juni/Juli 2026 (u. a. Golfech, Bugey, Chooz, Nogent in Frankreich; Beznau in der Schweiz vollständig vom Netz; Paks in Ungarn nur per Ausnahmegenehmigung weiterbetrieben) - Quellen: Euronews (13.07.2026), oekonews.at, Greenpeace Deutschland (02.07.2026), ZDFheute (02.07.2026), deutsche-boerse.com/dpa-AFX (23.06.2026). Nach EDF-Angaben lagen die Produktionsverluste durch Hitze/Niedrigwasser seit dem Jahr 2000 im Mittel bei ca. 0,3% der jährlichen französischen Kernstromerzeugung - 2026 war die Betroffenheit wegen der Rekordhitze jedoch deutlich höher (u. a. 4,1 GW zeitweise gedrosselte Leistung, rund 7% der Stromnachfrage). Kohle-KWK-Anlagen mit Durchlaufkühlung unterliegen physikalisch denselben Kühlwasser-Restriktionen, sind in Deutschland aufgrund überwiegender Kühlturmkühlung tendenziell etwas weniger stark betroffen als reine Flusskühlung. Dezentrale, luft- oder erdgebundene Technologien ohne Kühlwasserbedarf (WP, Geothermie, Solarthermie) sind von diesem Risiko nicht betroffen.

6. Weitere Kriterien (Spalten J-M)

Flächenbedarf/Standortabhängigkeit, Investitionskosten, Technologischer Reifegrad (TRL) und Ausbaugeschwindigkeit/Skalierbarkeit wurden ergänzt, da sie für eine Investitions- bzw. Standortentscheidung in der Praxis mindestens so relevant sind wie die THG-Bilanz: Eine Technologie mit exzellentem THG-Wert, aber sehr geringem TRL oder sehr hohen Investitionskosten trägt kurzfristig wenig zur Wärmewende bei. Die Werte sind grobe Größenordnungen/Experteneinschätzungen auf Basis öffentlich verfügbarer Studien und Marktdaten, keine anlagenscharfen Angebote.

7. Zentrale Quellen

- UBA - Emissionsfaktoren für die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen, 2024
- UBA (2022) - Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2020
- LfU Brandenburg - CO2-Emissionsfaktoren nach Energieträgern, Stand 28.02.2025
- Volker Quaschnig - Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe (UBA-Daten), 11/2022
- IPCC AR5/AR6 Working Group III - Lifecycle-Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung (Median-Werte)
- Euronews, oekonews.at, Greenpeace Deutschland, ZDFheute, deutsche-boerse.com (dpa-AFX) - Berichterstattung zu Kernkraft-Leistungsrosselungen während der Hitzewellen Juni/Juli 2026

Gebäude & Brennstoffpfade

Gebäudenahe Brennstoff- und Umwandlungssysteme

Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Öl (Heizöl EL, Brennwertkessel)	Kesselwirkungsgrad: 0.9	1	296	Gering - rd. 97% Importabhängigkeit bei Rohöl/Heizöl, kaum inländische Förderung.	11%	Sehr gering - dezentraler Betrieb, kein Kühlwasserbedarf.	Sehr gering - Kessel/Tank im bzw. am Gebäude.	Niedrig (ca. 600-900 €/kW)	9	Rückläufig - Neueinbau durch GModG stark eingeschränkt, Bestand läuft sukzessive aus.	9	8	0	0
Gas (Erdgas, Brennwertkessel)	Kesselwirkungsgrad: 0.92	1	218	Gering - rd. 95% Importabhängigkeit, marginale inländische Förderung.	9%	Sehr gering - dezentraler Betrieb, kein Kühlwasserbedarf.	Sehr gering - Kessel im Gebäude, kein Tank nötig.	Niedrig (ca. 500-800 €/kW)	9	Rückläufig - Neueinbau durch GModG eingeschränkt.	8	9	0	0
Biomasse (Pellets/Hackschnitzel/Scheitholz) - nichtfossile Schwesterzelle zu Öl	Kesselwirkungsgrad: 0.85	3	35	Sehr hoch und einheimisch - Bioenergie deckt bereits rund 61% der erneuerbaren Wärme in Deutschland, weit überwiegend aus Holz; Pellets werden ganz überwiegend aus Sägeresten der heimischen Holzindustrie hergestellt (kaum zusätzlicher Rohholzeinschlag nötig), deutsche Pelletproduktion deckt den deutschen Markt weitgehend selbst.	18%	Sehr gering.	Gering bis mittel - Brennstofflager (Pellet-/Hackschnitzelsilo) nötig, aber kein zusätzlicher Flächenverbrauch über die bestehende Forstwirtschaft hinaus.	Mittel (ca. 700-1.200 €/kW für Pellet-/Hackschnitzelkessel inkl. Lager)	9	Mittel - nach Öl/Gas/Fernwärme bereits die viertwichtigste Heizart in Deutschland; weiteres Wachstum durch begrenztes nachhaltiges Holzaufkommen und Feinstaub-/Luftreinhalteauflagen limitiert.	3	1	0	0
Biogas/Biomethan (netzgebunden) - nichtfossile Schwesterzelle zu Gas	Kesselwirkungsgrad (netzgebunden, analog Erdgas-Brennwert): 0.92	1	165	Mittel - überwiegend aus heimischen Energiepflanzen (v. a. Mais) und Reststoffen erzeugt und ins Erdgasnetz eingespeist oder vor Ort im BHKW verstromt; Ausbau ist jedoch durch Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und EEG-Förderauslauf vieler Bestandsanlagen limitiert.	9%	Sehr gering.	Mittel - Anbauflächen für Energiepflanzen bzw. Reststoffaufkommen erforderlich, anders als bei reiner Gasnutzung aus dem Netz.	Mittel bis hoch - Bestandsanlagen überwiegend bereits abgeschrieben, Neubau durch Flächen-/Substratkosten anspruchsvoll	9	Gering bis mittel - viele EEG-Bestandsanlagen laufen in den 2020er Jahren aus der Förderung, Neubau durch Flächenkonkurrenz und Akzeptanzfragen (Vermaisung) limitiert.	5	3	0	0
Flüssiggas (LPG, tankbasiert)	Kesselwirkungsgrad: 0.92	1	254	Gering - wie Heizöl per Tankwagen geliefert, aber nicht leitungsgebunden; global gehandelter Rohstoff (u. a. Nordsee/Norwegen, Golfstaaten, USA), historisch auch mit Anteilen aus Russland vor 2022; rund 600.000-700.000 deutsche Haushalte nutzen Flüssiggas, überwiegend im ländlichen Raum ohne Erdgasnetzanschluss.	9%	Sehr gering.	Sehr gering - oberirdischer oder unterirdischer Tank auf dem Grundstück, kein Netzanschluss nötig.	Niedrig bis mittel (ca. 600-1.000 €/kW, Tankmiete oder -kauf zusätzlich)	9	Rückläufig - wie Öl/Erdgas durch GModG-Auslaufpfad eingeschränkt, aber als netzferne Übergangslösung in ländlichen Regionen kurzfristig kaum ersetzbar.	7	6	0	0
Bio-Flüssiggas (Bio-LPG/rDME) - nichtfossile Schwesterzelle zu Flüssiggas	Kesselwirkungsgrad (analog Flüssiggas-Brennwert): 0.92	1	49	Gering bis mittel - ab 2026 als abgabenfreier Energieträger im CO2-Bepreisungssystem politisch gefördert, aber Produktionsmenge in Deutschland/Europa noch klein; abhängig von Reststoff-/Pflanzenölverfügbarkeit ähnlich wie bei Bio-Heizöl.	9%	Sehr gering.	Sehr gering - gleiche Tank-/Kesseltechnik wie fossiles Flüssiggas nutzbar (Drop-in-fähig).	Niedrig bis mittel - gleiche Anlagentechnik wie fossiles Flüssiggas, zusätzliche Kosten primär beim Brennstoffbezug selbst	7-8 - am Markt verfügbar, aber noch kleines Produktvolumen und wenige Anbieter in Deutschland	Gering bis mittel - abhängig von der Verfügbarkeit nachhaltiger Rohstoffe (ähnliche Konkurrenzsituation wie bei Bio-Heizöl/HVO); regulatorischer Rückenwind durch CO2-Abgabenbefreiung ab 2026.	4	2	0	0
Dezentrales Erdgas-BHKW (Gebäude-/Quartiers-KWK, Contracting)	Gesamtnutzungsgrad KWK: 0.85	2	236	Gering - gleiche Importabhängigkeit wie großformatige Gasheizung (rd. 95%), jedoch als dezentrales Contracting-Modell auf Gebäude-/Quartiersebene ein in der Wohnungswirtschaft verbreitetes Instrument.	18%	Sehr gering - kein Kühlwasserbedarf großer Kraftwerke.	Gering - kompaktes Aggregat im Heizraum, kein Kraftwerksstandort nötig.	Mittel (ca. 1.000-1.800 €/kW eL, oft über Contracting-Modelle finanziert statt Eigeninvestition)	9	Rückläufig - wie großformatige Gasheizungen durch GModG/Verordnungsreform in der Perspektive eingeschränkt, aber als Übergangstechnologie in Bestandsquartieren mit Contracting-Modellen weiterhin verbreitet.	8	8	0	0
Wasserstoff / H2-ready-Heizung	Kesselwirkungsgrad (Modellannahme, analog Gas-Brennwert): 0.9	5	67	Sehr gering heute, unklar mittelfristig - Deutschland verfügt praktisch über keine relevante inländische Wasserstoffproduktion im industriellen Maßstab und wird laut Nationaler Wasserstoffstrategie mittelfristig auf umfangreiche Importe (u. a. Nordafrika, Naher Osten, Skandinavien) angewiesen sein; H2-ready-Heizungen selbst sind bislang kaum am Markt, da ein flächendeckendes Wasserstoff-Verteilnetz für Gebäudewärme fehlt.	11%	Sehr gering im Gebäude selbst.	Gering im Gebäude selbst, aber massive vorgelagerte Flächen-/Infrastrukturanforderungen für Elektrolyse bzw. Importterminals, die hier nicht der Gebäudeebene zugerechnet werden.	Unklar/hoch - H2-ready-Kessel selbst nur moderat teurer als Gaskessel, das eigentliche Kostenrisiko liegt im Wasserstoffpreis und der Netzumstellung, beides derzeit nicht belastbar quantifizierbar	5-6 für die Gebäudenanwendung (Pilotprojekte, kein Wasserstoff-Verteilnetz für Wärme in der Fläche)	Gering bis 2035 - unabhängige Studien gehen überwiegend davon aus, dass Wasserstoff im Gebäudebereich allenfalls eine Nischenrolle spielen wird, da der Umwandlungspfad Strom→Elektrolyse→Verbrennung gegenüber der direkten Stromnutzung in Wärmepumpen einen deutlich schlechteren Wirkungsgrad hat.	7	5	0	0

Wärmepumpen & Umweltwärme

Umweltwärme für Gebäude und Quartier

Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Luft-Wärmepumpe (JAZ 3,5)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 3.5	5	109	Sehr hoch - Umgebungsluft überall verfügbar, keine Standortabhängigkeit, keine Genehmigung nötig.	15%	Sehr gering - kein Kühlwasserbedarf; JAZ bezieht sich auf den Heizbetrieb, im Sommer ggf. sogar Kühlfunktion nutzbar.	Gering - kompakte Außeneinheit.	Mittel (ca. 800-1.200 €/kW)	9	Sehr hoch - zentrale Leittechnologie des GModG, breiter Markthochlauf.	2	3	0	0
Grundwasser-/Flusswasser-Wärmepumpe (JAZ 5,0)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 5.0	1	76	Hoch dort, wo ausreichend ergiebiges und ganzjährig ausreichend temperiertes Grundwasser bzw. Oberflächenwasser vorhanden ist; wasserrechtlich genehmigungspflichtig (Wasserschutzgebiete, Grundwasserneubildung), daher nicht überall realisierbar.	10%	Sehr gering, tendenziell sogar vorteilhaft - Grundwasser hält ganzjährig eine stabile Temperatur von ca. 8-12°C, wodurch die Effizienz auch bei Hitzewellen kaum leidet.	Gering - Förder- und Schluckbrunnen benötigen wenig Fläche, aber Mindestabstände und Wasserschutzauflagen limitieren die Standortwahl.	Hoch (ca. 1.800-2.800 €/kW inkl. Brunnenbohrungen und wasserrechtlichem Genehmigungsverfahren)	9	Mittel - technisch ausgereift, aber durch wasserrechtliche Genehmigungsdauer und -unsicherheit (Grundwasserschutz) in der Breite langsamer skalierbar als Luft-WP.	3	4	0	0
Oberflächennahe Geothermie als WP-Quelle (JAZ 4,5)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 4.5	3	84	Hoch - Erdwärmesonden bundesweit grundsätzlich nutzbar, in Wasserschutz-/Heiellquellenschutzgebieten jedoch eingeschränkt und genehmigungspflichtig.	12%	Sehr gering - kein Kühlwasserbedarf.	Mittel - Sondenfeld bzw. Flächenkollektor auf dem Grundstück nötig.	Hoch (ca. 1.500-2.500 €/kW, Bohrkosten)	9	Hoch, limitiert durch Bohrkapazitäten und Fachkräfte.	3	4	0	0
Abwasserwärme/Kanalwärmenutzung (JAZ 4,2)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 4.2	2	90	Hoch in Ballungsräumen - Abwasserkanäle führen ganzjährig 10-20°C warmes Abwasser, besonders ergiebig nahe großer Sammler; Potenzial laut Branchenschätzungen für einen relevanten Teil des städtischen Wärmebedarfs, Erschließung technisch aber aufwendig (Wärmetauscher im Kanal).	12%	Sehr gering.	Sehr gering - nutzt vorhandene Kanalinfrastruktur, kein zusätzlicher Flächenbedarf.	Mittel bis hoch - Wärmetauschereinbau im Kanal sowie Anbindung an Gebäude/Wärmenetz	7-8 - etablierte Nischentechnologie mit mehreren Referenzprojekten in deutschen Großstädten, aber noch nicht Standard	Mittel - räumlich auf große Abwassersammler in dicht besiedelten Gebieten begrenzt, dort aber gut ausbaufähig.	4	3	0	0

Tiefe Geothermie

Strategische Wärmequelle für Netz und Quartier

Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Tiefe Geothermie (JAZ 5,5)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 5.5	2	69	Mittel bis hoch (seit 2025/26 deutlich verbessert) - wirtschaftlich nutzbare hydrothermale Vorkommen bleiben regional konzentriert (Oberheingraben, Norddeutsches Becken, Molassebecken München), doch die Rahmenbedingungen haben sich spürbar verbessert: Das Geothermiebeschleunigungsgesetz (GeoBG, in Kraft seit 23.12.2025) beschleunigt Genehmigungsverfahren; der KfW-Förderkredit Geothermie (mit Munich Re, seit 18.12.2025, bis zu 25 Mio. € Darlehen/Projekt, Absicherung des Fündigkeitsrisikos zu 30-70%, im Schadensfall bis 100% via Teilschulderlass) senkt das Investitionsrisiko erheblich. Ziel der Bundesregierung: mind. 65 neue Projekte bis 2030 (Verzehnfachung von 1,8 auf 10 TWh/Jahr). Jüngste Fündigkeiten übertrafen Prognosen deutlich - in Potsdam (Heinrich-Mann-Allee) lieferte die erste Bohrung 2025 laut EWP 'mehr als doppelt so viel Leistung wie ursprünglich erwartet'; EWP plant bis 2030 fünf weitere Anlagen (rd. 25 MW) und kooperiert seit Juni 2026 vierjährig mit dem GFZ zur Erschließung weiterer Standorte.	9%	Sehr gering - kein oberflächennaher Kühlwasserbedarf.	Gering - kompakter Bohrplatz, aber lange Fernwärmetrassen zur Erschließung nötig. Zunehmend etablieren sich zudem geschlossene Systeme (Closed-Loop-/petrothermale Geothermie), die keine hydrothermalen Aquifere benötigen und damit Standortabhängigkeit und Fündigkeitsrisiko strukturell reduzieren: Eavor nahm in Geretsried (Bayern) Ende 2025 die weltweit erste kommerzielle Eavor-Loop-Anlage in Betrieb (Zielgröße ca. 64 MW thermisch/8,2 MW elektrisch; Vollausbau mit vier Loops bis 2027; keine Wasserinjektion nötig); in Hannover-Lahe errichten enercity und Eavor die erste großstädtische Anlage dieser Art in Deutschland (bis zu 30 MW Grundlastleistung für rd. 20.000 Haushalte, ca. 3.200 m Tiefe). Prognose: Closed-Loop-Systeme dürften mittelfristig v. a. dort an Bedeutung gewinnen, wo hydrothermale Aquifere fehlen oder unsicher sind, und senken so die Flächen-/Standortabhängigkeit gegenüber klassischer hydrothermaler Geothermie - sind aber (Stand 2026) noch im Hochlauf (TRL 6-7) und derzeit kapitalintensiver als etablierte hydrothermale Anlagen wie Potsdam.	Sehr hoch - Fündigkeitsrisiko, Größenordnung 3.000-6.000 €/kW; durch KfW/Munich-Re-Absicherung seit Ende 2025 spürbar reduziertes Ausfallrisiko	7-8 - mehrere Projekte in Deutschland in Betrieb/Bau (u. a. Potsdam, Geretsried, Hannover), aber noch nicht bundesweiter Standard	Mittel bis hoch - ehemals limitiert durch Bohrkapazitäten, Fündigkeitsrisiko und Genehmigungsdauer; durch GeoBG und KfW-Förderkredit seit Ende 2025/2026 spürbar beschleunigt. Zielmarke mind. 65 neue Projekte bis 2030.	2	1	0	0
Tiefe Geothermie, sehr heiße Ressource (JAZ 9,0)	Jahresarbeitszahl (JAZ): 9.0	1	42	Gering bis mittel - nur an besonders günstigen geologischen Standorten mit sehr hohen Untergrundtemperaturen wirtschaftlich; profitiert aber wie die JAZ-5,5-Variante von GeoBG (seit 23.12.2025) und KfW-Förderkredit Geothermie (seit 18.12.2025) als beschleunigenden Rahmenbedingungen.	6%	Sehr gering.	Gering - kompakter Bohrplatz. Closed-Loop-Systeme wie der Eavor-Loop (Geretsried, Hannover-Lahe - s. Zeile 'Tiefe Geothermie JAZ 5,5') erschließen durch größere Bohrtiefen potenziell auch besonders heiße Ressourcen unabhängig vom Vorhandensein natürlicher Aquifere; Prognose: mittelfristig zusätzliche Standortoptionen für diese Temperaturklasse, aber (Stand 2026) noch keine Referenzanlage in Deutschland in diesem Temperaturbereich.	Sehr hoch - höheres technisches Risiko durch größere Bohrtiefe	6-7 - Pilotstadium für diese Temperaturklasse in Deutschland	Gering bis mittel - wenige geeignete Standorte, aber verbesserte Förder-/Absicherungslandschaft (GeoBG, KfW-Förderkredit) senkt tendenziell auch hier die Einstiegshürde.	2	1	0	0
Tiefe Geothermie - geschlossenes System (Closed-Loop, z. B. Eavor)	Jahresarbeitszahl (JAZ, Modellannahme, tiefenabhängig): 6.0	3	63	Hoch und strukturell anders als bei hydrothermaler Geothermie: Da die Wärme rein konduktiv über ein geschlossenes Rohrsystem entzogen wird (kein Thermalwasser, keine Injektion), ist die klassische 'Fündigkeit' kein binäres Ausfallrisiko mehr - Eavor erzielte in Geretsried sogar mehr als die ursprünglich geplante Leistung. Dadurch potenziell auch außerhalb der klassischen hydrothermalen Vorzugsgebiete (Oberheingraben, Norddeutsches Becken, Molassebecken) einsetzbar.	9%	Sehr gering - kein oberflächennaher Kühlwasserbedarf.	Sehr gering - kompakter Bohrplatz ohne große Aquifer-Explorationsflächen; keine Wasserinjektion, dadurch tendenziell geringeres Risiko induzierter Seismizität als bei manchen wasserbasierten Verfahren. Referenzprojekte: Geretsried/Bayern (erste kommerzielle Eavor-Loop-Anlage weltweit, Ziel ca. 64 MW thermisch/8,2 MW elektrisch, seit Ende 2025 im Teilbetrieb, Vollausbau mit vier Loops bis 2027) und Hannover-Lahe (enercity + Eavor, bis zu 30 MW thermisch/10 MW elektrisch, seit Ende 2025 im Teilbetrieb, Vollausbau mit vier Loops bis 2027).	Sehr hoch - nach Marktbeobachtungen tendenziell kapitalintensiver je Bohrmeter als eine erfolgreiche klassische hydrothermale Bohrung (mehrere lange Horizontalbohrungen nötig); im Gegenzug entfällt das binäre Fündigkeitsrisiko, was die Investitionskalkulation planbarer macht	6-7 - erste kommerzielle Anlage (Geretsried) seit Ende 2025 im Teilbetrieb, weitere Projekte (Hannover) in Bau; ein zusätzliches Projekt (Weilheim) in Planung	Hoch im Trend, da geologische Standortabhängigkeit strukturell reduziert wird; abhängig vom weiteren Kostendegressionspfad der noch jungen Technologie.	1	1	0	0
Niedertemperaturnetze, Speicherverbünde und solare Wärme														
Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Solarthermie (mittlerer Jahresnutzungsgrad)	Jahresnutzungsgrad (Modellannahme): 0.97	4	25	Sehr hoch - Sonneneinstrahlung überall verfügbar, aber stark saisonal (kaum Winterdeckung); ergänzt i. d. R. andere Wärmequellen.	2%	Sehr gering - im Gegenteil, Ertrag steigt tendenziell mit mehr Sonnenstunden.	Hoch - ca. 1,5-2 m² Kollektorfäche je kW_th (Dach- oder Freifläche).	Mittel (ca. 500-900 €/kW), i. d. R. nur als Ergänzung, nicht als Alleinlösung	9	Hoch als Ergänzungstechnologie, gering als alleinige Wärmequelle.	1	0	0	0
Solare Nahwärme mit saisonalem Großspeicher	Solarer Deckungsgrad (Modellannahme, durch Saisonspeicher erhöht): 0.5	3	32	Sehr hoch (Sonneneinstrahlung überall verfügbar), technisch aber anspruchsvoller als einfache Solarthermie - benötigt große unterirdische Speicher (Erdbecken-, Kies-Wasser- oder Aquiferspeicher); deutsche Referenzprojekte (u. a. Crailsheim, Ludwigsburg) zeigen solare Deckungsgrade von 40-50% im Wärmenetz durch saisonale Speicherung, deutlich über den 10-20% einfacher Solarthermie ohne Saisonspeicher.	4%	Sehr gering - im Gegenteil, Ertrag steigt tendenziell mit mehr Sonnenstunden.	Hoch - große Kollektorfelder plus zusätzliche Speicherfläche (Erdbecken-Großspeicher benötigen mehrere tausend m²), daher nur für Neubaugebiete/Quartierslösungen mit ausreichend Platz praktikabel.	Sehr hoch - Kollektorfeld plus Großwärmespeicher gehören zu den kapitalintensivsten Solarvarianten, amortisieren sich aber über sehr lange Betriebsdauern	7-8 - mehrere funktionierende deutsche Referenzanlagen (Crailsheim, Ludwigsburg, Chemnitz), weiterhin Nischenanwendung	Gering bis mittel - nur für Neubaugebiete mit ausreichend Freifläche praktikabel, aber im Neubau eine der wenigen Optionen für einen wirklich hohen solaren Deckungsgrad.	2	0	0	0
Kalte Netze (Niedertemperatur-Nahwärme mit dezentraler WP)	System-JAZ dezentrale WP (Modellannahme): 4.0	5	95	Hoch im Neubau/Quartiersmaßstab, im Bestand aufwendiger Netzbau nötig.	13%	Sehr gering - bidirektionale Netze können im Sommer sogar zur Kühlung genutzt werden.	Mittel - Netzinfrastruktur plus Anbindung an Umwelt-/Abwärmequelle.	Hoch - Netzbau plus dezentrale Wärmepumpe je Gebäude	7-8 - mehrere Leuchtturmprojekte in Deutschland	Mittel, v. a. in Neubaugebieten und Quartierslösungen.	3	4	0	0
SGDHC - ohne Speicher (reine Netzpufferung)	System-JAZ (Modellannahme): 4.0	5	95	Hoch - technisch überall integrierbar, ohne zusätzlichen Speicherbedarf.	13%	Sehr gering.	Gering - keine zusätzliche Speicherfläche nötig.	Mittel - Netz plus dezentrale WP, aber ohne Speicherinvestition	8	Hoch - einfachste, am weitesten erprobte SGDHC-Variante.	3	4	0	0
SGDHC - mit Kurzzeit-/Tagespufferspeicher	System-JAZ (Modellannahme): 4.5	4	84	Hoch - Pufferspeicher (z. B. Warmwassertank) mit überschaubarem Zusatzaufwand realisierbar.	12%	Sehr gering.	Gering bis mittel - zusätzlicher Pufferspeicher nötig.	Mittel-hoch	7-8	Hoch.	3	4	0	0
SGDHC - mit saisonalem Erdsondenspeicher (BTES)	System-JAZ (Modellannahme): 5.5	3	69	Mittel - setzt geeigneten Untergrund und ausreichend Fläche für ein Sondenfeld voraus.	9%	Sehr gering.	Mittel bis hoch - großflächiges Erdsondenfeld nötig.	Hoch	6-7 - mehrere Pilotanlagen in Europa, in Deutschland vereinzelt	Mittel.	3	4	0	0
SGDHC - mit Aquiferspeicher (ATES)	System-JAZ (Modellannahme): 6.5	2	58	Gering bis mittel - nur an geologisch geeigneten Standorten mit nutzbarem Grundwasserleiter möglich.	8%	Sehr gering.	Mittel - Speicher unterirdisch, aber Bohrungen/wasserrechtliche Genehmigung nötig.	Sehr hoch	6 - Pilotprojekte, in Deutschland bislang wenige Referenzanlagen	Gering bis mittel, limitiert durch Standortverfügbarkeit.	3	4	0	0
SGDHC - Hybrid-Großwärmespeicher (ATES/BTES + Power-to-Heat)	System-JAZ (Modellannahme): 7.5	1	51	Gering - komplexe, standortspezifische Systemlösung, bislang wenige Referenzprojekte.	7%	Sehr gering - hohe Systemresilienz durch Speicherpuffer und Sektorkopplung (Power-to-Heat).	Hoch - mehrere Speicherkomponenten plus Netzinfrastruktur.	Sehr hoch - höchste Systemkomplexität der betrachteten Varianten	5-6 - Forschungs- und Demonstrationsprojekte	Gering - Skalierung erst nach erfolgreicher Demonstrationsphase zu erwarten.	4	3	0	0

Abwärme & Kreislaufquellen

Vorhandene Wärme- und Stoffströme nutzbar machen

Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Abwärme Rechenzentren (inkl. Vorstufe Stromproduktion für Rechenleistung)	Hub-JAZ Temperaturanhebung (Modellannahme): 6.0	3	443	Wachsend, aber räumlich stark konzentriert - nur in unmittelbarer Nähe großer Rechenzentren wirtschaftlich nutzbar, überwiegend in Ballungsräumen.	9%	Gering bis mittel - Kühlbedarf von Rechenzentren steigt bei Hitze (kann Abwärmeangebot sogar erhöhen), gleichzeitig denkbare Strom-/Kühlwasserengpässe am Standort.	Sehr gering - Kuppelprodukt vorhandener Infrastruktur, nur Wärmetauscher/Anschlussleitung nötig.	Mittel - Wärmetauscher, Temperaturanhebung, Nahwärmeanbindung	7-8 - mehrere Pilotprojekte in Deutschland, aber noch nicht Standard	Wachsend mit KI-bedingtem Rechenzentrumsausbau, aber räumlich auf Rechenzentrumsstandorte limitiert.	2	4	4	0
Abwärme Rechenzentren ohne Vorstufe Stromproduktion (marginale Betrachtung)	Hub-JAZ Temperaturanhebung (Modellannahme): 6.0	3	63	Wachsend, aber räumlich stark konzentriert - identische Standort- und Verfügbarkeitslogik wie die vollzurechnende Zeile oben; nur in unmittelbarer Nähe großer Rechenzentren wirtschaftlich nutzbar, überwiegend in Ballungsräumen.	9%	Gering bis mittel - Kühlbedarf von Rechenzentren steigt bei Hitze (kann Abwärmeangebot sogar erhöhen), gleichzeitig denkbare Strom-/Kühlwasserengpässe am Standort.	Sehr gering - Kuppelprodukt vorhandener Infrastruktur, nur Wärmetauscher/Anschlussleitung nötig.	Mittel - Wärmetauscher, Temperaturanhebung, Nahwärmeanbindung	7-8 - mehrere Pilotprojekte in Deutschland, aber noch nicht Standard	Wachsend mit KI-bedingtem Rechenzentrumsausbau, aber räumlich auf Rechenzentrumsstandorte limitiert.	2	4	4	0
Industrielle Abwärme (Stahl/Chemie/Zement)	Hub-JAZ Temperaturanhebung (Modellannahme, oft bereits hochtemperiert): 10.0	1	38	Mittel - räumlich konzentriert auf Industriestandorte (Stahl, Chemie, Zement, Papier), oft schon bei nutzbaren Temperaturen (60-150°C) verfügbar, aber Erschließung erfordert Nahwärmeleitungen zu benachbarten Wohngebieten und langfristige Lieferverträge mit dem Industriebetrieb.	5%	Gering bis mittel - abhängig von der Kühlwasserverfügbarkeit des jeweiligen Industriebetriebs, i. d. R. aber geringer betroffen als große Kraftwerke.	Sehr gering - Kuppelprodukt vorhandener Industrieanlagen, nur Wärmetauscher/Leistungsanbindung nötig.	Mittel bis hoch - abhängig von Entfernung zum Wärmeabnehmer (Leitungslänge) und Vertragskonstruktion mit dem Industriebetrieb	7-8 - mehrere Praxisprojekte in Deutschland, aber noch nicht flächendeckend erschlossen	Mittel - erhebliches ungenutztes Potenzial laut Studien, aber durch Standortbindung an bestehende Industrieanlagen und lange Vertragslaufzeiten begrenzt; zudem vom Fortbestand der jeweiligen Industrieanlage abhängig (Strukturwandel-Risiko, z. B. bei Stahlwerken).	4	3	4	0
Müllverbrennung (MVA mit Fernwärmeauskopplung, KWK)	Gesamtnutzungsgrad KWK: 0.75	4	384	Sehr hoch - rund 60-70 Müllheizkraftwerke bundesweit bereits in Betrieb, überwiegend mit Fernwärme-/Stromauskopplung; kein Importbezug nötig, Deutschland importiert z. T. sogar zusätzlichen Abfall zur Verbrennung aus dem Ausland.	33%	Gering - meist kleinere, dezentrale Anlagen mit Luftkühlung/Fernwärmeauskopplung statt großer Flussskühlung; geringeres Hitzewellen-Risiko als große Kondensationskraftwerke.	Mittel - Anlagenstandort plus Anlieferlogistik (LKW/Bahn), meist in/nahe Ballungsräumen wegen kurzer Transportwege.	Hoch (mehrere hundert Mio. € je Großanlage), aber überwiegend Bestandsanlagen mit etablierten Entsorgungsverträgen	9	Gering bis mittel - Kapazität weitgehend durch Abfallmenge gedeckelt; Fokus eher auf Effizienzsteigerung/Nachrüstung der Fernwärmeauskopplung an Bestandsanlagen als auf Neubau.	2	0	3	0
Klärschlammverbrennung (Monoverbrennung)	Gesamtnutzungsgrad (Modellannahme): 0.8	3	12	Sehr hoch und gesetzlich erzwungen - die Klärschlammverordnung schreibt ab 2029 für die meisten Kläranlagen (>50.000 EW) eine verpflichtende Phosphor-Rückgewinnung vor, die faktisch eine Monoverbrennung voraussetzt; Klärschlamm fällt bundesweit kontinuierlich und unabhängig von Importmärkten an.	25%	Sehr gering.	Gering bis mittel - meist auf/nahe Kläranlagengelände, keine zusätzliche Flächenkonkurrenz zur bestehenden Abwasserinfrastruktur.	Hoch - Monoverbrennung plus Phosphor-Rückgewinnungstechnik sind durch die Klärschlammverordnung ab 2029 für viele Kommunen ein Pflichtinvestment, unabhängig von der Wärmenutzung	9 (Verbrennungstechnik etabliert, Wärmeauskopplung bislang unterdurchschnittlich genutzt)	Hoch - durch die Klärschlammverordnung entsteht bis 2029 ein gesetzlich erzwungener Ausbauschub bei Monoverbrennungskapazitäten; Wärmeauskopplung für Gebäudewärme ist bislang eher Nebenprodukt als Planungsziel und daher ausbaufähig.	1	0	0	0

Großsysteme & Referenzpfade

Zentrale Kraftwerks- und Zukunftspfade als Referenz

Technologie	Effizienz	Eff.-Risiko	THG	Verfügbarkeit DE	Carnot	Hitze	Standort	Investition	TRL	Skalierung	Vers./Preis	Krieg	Produktion	Kern
Kohle (Heizkraftwerk mit Fernwärmeauskopplung, KWK)	Gesamtnutzungsgrad KWK: 0.8	4	419	Mittel - keine inländische Steinkohleförderung mehr (Ausstieg 2018), aber liquider globaler Beschaffungsmarkt.	25%	Mittel - Kondensationsanteil benötigt Kühlwasser aus Flüssen; witterungsbedingte Leistungseinschränkungen bei Hitze/Niedrigwasser sind auch bei großen KWK-Anlagen dokumentiert (analog Kernenergie, s. dort).	Hoch - Kraftwerksstandort plus ausgedehntes Fernwärmenetz.	Hoch bei Neubau; überwiegend Bestandsanlagen, Neubau in DE praktisch ausgeschlossen	9 (auslaufend)	Keine - gesetzlicher Kohleausstiegspfad bis spätestens 2038.	6	4	5	0
Kernenergie Standard (Fernwärmeauskopplung aus Leichtwasserreaktor)	Gesamtnutzungsgrad KWK (Modellannahme): 0.7	6	17	Sehr gering - in Deutschland aktuell keine kommerziellen Kernkraftwerke in Betrieb (Atomausstieg 2023 vollzogen), Uran vollständig importiert.	43%	Hoch - im Sommer 2026 dokumentierte Leistungsdrosselungen und Abschaltungen europäischer Kernkraftwerke wegen zu hoher Flusswassertemperaturen (u. a. Golfech, Bugey, Chooz, Nogent in Frankreich; Beznau in der Schweiz; Paks in Ungarn nur per Ausnahmegenehmigung weiterbetrieben).	Mittel - kompakter Kraftwerksstandort, aber lange Fernwärmetrassen nötig.	Sehr hoch (Größenordnung 10.000-15.000 €/kW), lange Bau- und Genehmigungszeiten	9 (Technologie etabliert; in DE aktuell ohne rechtliche Grundlage für Neubau)	In Deutschland praktisch keine - gesetzlicher Atomausstieg vollzogen, kein Neubau absehbar.	6	6	8	3
Kernenergie Fusion	Gesamtnutzungsgrad (spekulative Annahme): 0.72	7	11	Praktisch null - keine kommerzielle Fusionsanlage weltweit in Betrieb (Stand 2026); frühestens ab den 2040er/2050er Jahren erwartet (z. B. ITER-Zeitplan).	39%	Unklar - vermutlich ähnlicher Kühlbedarf wie Kernspaltung, da Stromerzeugung weiterhin über klassischen Dampfkreislauf erfolgt; keine Betriebserfahrung vorhanden.	Unklar, vermutlich kompakt, ähnlich Kernspaltung.	Extrem hoch / nicht belastbar quantifizierbar - F&E-Stadium;	3-4 (Forschungsstadium, z. B. ITER)	Keine bis mindestens in die 2040er Jahre hinein.	4	2	8	0
Kernenergie, ohne Wärmeauskopplung (Kondensationsbetrieb) + Wärmepumpe (vgl. Nr. 9)	JAZ Wärmepumpe (Modellannahme): 3.5 - gespeist mit rein nuklear erzeugtem Strom aus reinem Kondensationsbetrieb (elektrischer Wirkungsgrad 0,34 gem. Annahmen C19, ohne Fernwärmeauskopplung am Reaktor selbst).	5	3	Sehr gering - in Deutschland aktuell keine kommerziellen Kernkraftwerke in Betrieb (Atomausstieg 2023 vollzogen), Uran vollständig importiert. Dieser Pfad ist zusätzlich theoretischer als Zeile 9, da er sowohl Kernkraft-Neubau als auch eine dedizierte, ausschließlich nuklear gespeiste Wärmepumpen-Infrastruktur voraussetzt.	55%	Hoch - dieselbe Kraftwerksbasis wie Zeile 9; im Sommer 2026 dokumentierte Leistungsdrosselungen und Abschaltungen europäischer Kernkraftwerke wegen zu hoher Flusswassertemperaturen (u. a. Golfech, Bugey, Chooz, Nogent in Frankreich; Beznau in der Schweiz; Paks in Ungarn nur per Ausnahmegenehmigung weiterbetrieben).	Mittel bis gering - kompakter Kraftwerksstandort ohne Fernwärmetrassenbau; dafür zusätzlich dezentrale Wärmepumpen-Standorte bei den Wärmeabnehmern nötig.	Sehr hoch (Kraftwerksseite Größenordnung 10.000-15.000 €/kW wie Zeile 9) zzgl. dezentraler Investitionen in Wärmepumpentechnik bei den Wärmeabnehmern.	9 (Kondensationskraftwerke und Wärmepumpentechnik beide etabliert; in DE aktuell ohne rechtliche Grundlage für Kernkraft-Neuba	In Deutschland praktisch keine - gesetzlicher Atomausstieg vollzogen, kein Neubau absehbar (wie Zeile 9).	6	6	8	3

Rang	Technologie	Kategorie	Score	Flaggen	THG	Vers./Preis	Krieg	
1	Solarthermie (mittlerer Jahresnutzungsgrad)	Erneuerbar – solarthermisch	0.8	0	25	1	0	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
2	Tiefe Geothermie, sehr heiße Ressource (JAZ 9,0)	Erneuerbar – Tiefengeothermie	0.8	0	42	2	1	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
3	Solare Nahwärme mit saisonalem Großspeicher	Erneuerbar – solarthermisch mit Saisonspeicher	0.8	0	32	2	0	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
4	Tiefe Geothermie – geschlossenes System (Closed-Loop, z. B. Eavor)	Erneuerbar – Tiefengeothermie (petrothermal)	1.1	0	63	1	1	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
5	Tiefe Geothermie (JAZ 5,5)	Erneuerbar – Tiefengeothermie	1.1	0	69	2	1	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
6	Klärschlammverbrennung (Monoverbrennung)	Abwasserwirtschaft – Monoverbrennung	1.2	1	12	1	0	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
7	Bio-Flüssiggas (Bio-LPG/rDME) – nichtfossile Schwesterzeile zu Flüssiggas	Erneuerbar – Bio-Flüssiggas	1.3	0	49	4	2	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
8	5GDHC – Hybrid-Großwärmespeicher (ATES/BTES + Power-to-Heat)	Netzinfrastuktur – 5. Generation	1.4	0	51	4	3	Sehr günstiges Gesamtprofil; kaum kritische Einzelindikatoren.
9	Biomasse (Pellets/Hackschnitzel/Scheitholz) – nichtfossile Schwesterzeile zu Öl	Erneuerbar – Biomasse (Direktverbrennung)	1.5	1	35	3	1	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
10	Grundwasser-/Flusswasser-Wärmepumpe (JAZ 5,0)	Erneuerbar – Wärmepumpe (Grundwasser/Oberflächenwasser)	1.6	1	76	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
11	5GDHC – mit Aquiferspeicher (ATES)	Netzinfrastuktur – 5. Generation	1.6	0	58	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
12	5GDHC – mit saisonalem Erdsondenspeicher (BTES)	Netzinfrastuktur – 5. Generation	1.8	0	69	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
13	Abwasserwärme/Kanalwärmenutzung (JAZ 4,2)	Abwärmenutzung – Abwasser/Kanalwärme	1.8	2	90	4	3	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
14	Industrielle Abwärme (Stahl/Chemie/Zement)	Abwärmenutzung – Industrie	1.9	0	38	4	3	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
15	Oberflächennahe Geothermie als WP-Quelle (JAZ 4,5)	Erneuerbar – Wärmepumpe	1.9	2	84	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
16	Biogas/Biomethan (netzgebunden) – nichtfossile Schwesterzeile zu Gas	Erneuerbar – Biogas/Biomethan	2.0	2	165	5	3	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
17	5GDHC – mit Kurzzeit-/Tagespufferspeicher	Netzinfrastuktur – 5. Generation	2.1	2	84	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
18	Luft-Wärmepumpe (JAZ 3,5)	Erneuerbar – Wärmepumpe	2.1	3	109	2	3	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
19	Abwärme Rechenzentren ohne Vorstufe Stromproduktion (marginale Betrachtung)	Abwärmenutzung	2.2	0	63	2	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
20	Kalte Netze (Niedertemperatur-Nahwärme mit dezentraler WP)	Netzinfrastuktur	2.3	3	95	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
21	5GDHC – ohne Speicher (reine Netzpufferung)	Netzinfrastuktur – 5. Generation	2.3	3	95	3	4	Günstiges Profil; einzelne standort- oder systembezogene Risiken beachten.
22	Wasserstoff / H2-ready-Heizung	Perspektivisch – Wasserstoff	2.9	4	67	7	5	Mittleres Profil; mehrere Zielkonflikte müssen projektspezifisch geprüft werden.
23	Flüssiggas (LPG, tankbasiert)	Fossil – Direktverbrennung (tankbasiert)	3.0	3	254	7	6	Mittleres Profil; mehrere Zielkonflikte müssen projektspezifisch geprüft werden.
24	Müllverbrennung (MVA mit Fernwärmeauskopplung, KWK)	Abfallverbrennung – KWK/Fernwärme	3.4	2	384	2	0	Mittleres Profil; mehrere Zielkonflikte müssen projektspezifisch geprüft werden.
25	Gas (Erdgas, Brennwertkessel)	Fossil – Direktverbrennung	3.4	3	218	8	9	Mittleres Profil; mehrere Zielkonflikte müssen projektspezifisch geprüft werden.
26	Abwärme Rechenzentren (inkl. Vorstufe Stromproduktion für Rechenleistung)	Abwärmenutzung	3.5	1	443	2	4	Erhöhtes Risikoprofil; Abhängigkeiten oder Verlustketten prägen die Bewertung.
27	Dezentrales Erdgas-BHKW (Gebäude-/Quartiers-KWK, Contracting)	Fossil – dezentrale KWK (BHKW, Contracting)	3.7	4	236	8	8	Erhöhtes Risikoprofil; Abhängigkeiten oder Verlustketten prägen die Bewertung.
28	Öl (Heizöl EL, Brennwertkessel)	Fossil – Direktverbrennung	3.8	4	296	9	8	Erhöhtes Risikoprofil; Abhängigkeiten oder Verlustketten prägen die Bewertung.
29	Kernenergie Fusion	Nuklear – Forschung/Prognose	4.0	3	11	4	2	Erhöhtes Risikoprofil; Abhängigkeiten oder Verlustketten prägen die Bewertung.
30	Kohle (Heizkraftwerk mit Fernwärmeauskopplung, KWK)	Fossil – KWK/Fernwärme	4.7	4	419	6	4	Kritisches Gesamtprofil; mehrere Risikodimensionen wirken gleichzeitig.
31	Kernenergie Standard (Fernwärmeauskopplung aus Leichtwasserreaktor)	Nuklear – KWK/Fernwärme	5.3	5	17	6	6	Kritisches Gesamtprofil; mehrere Risikodimensionen wirken gleichzeitig.
32	Kernenergie, ohne Wärmeauskopplung (Kondensationsbetrieb) + Wärmepumpe (vgl. Nr. 9)	Nuklear – Kondensationsbetrieb + Wärmepumpe	5.4	5	3	6	6	Kritisches Gesamtprofil; mehrere Risikodimensionen wirken gleichzeitig.

Index-Methodik

Teil 1 von 2 | vollständige Erläuterung der Risiko- und Rankingindizes

Effizienz-Risikoidex - Spalte E

Hintergrund: Spalte D ('Effizienzkennzahl') zeigt je Technologie die jeweils passende technische Kenngröße - Kesselwirkungsgrad (Öl/Gas, ca. 0,90-0,92), Gesamtnutzungsgrad bei KWK-Anlagen (Kohle, Kernenergie, Müll, Klärschlamm, ca. 0,70-0,80) oder Jahresarbeitszahl JAZ bei Wärmepumpen- und Netzlösungen (ca. 3,5-9,0). Diese Werte sind bewusst NICHT direkt vergleichbar: Ein Kesselwirkungsgrad von 0,90 ist technisch exzellent, eine JAZ von 0,90 wäre hingegen katastrophal schlecht - beide Zahlen liegen aber nah beieinander. Eine einheitliche Farbskala direkt auf Spalte D hätte deshalb irreführende Ergebnisse geliefert (z. B. ein sehr guter Kesselwirkungsgrad optisch 'schlechter' als eine mittelmäßige JAZ).

Lösung: Spalte E ('Effizienz-Risikoidex') übersetzt jede Effizienzkennzahl auf eine einheitliche 0-10-Risikoskala (0 = exzellenter Wirkungsgrad für die jeweilige Technologieklasse, 10 = schwacher Wirkungsgrad) - bewertet NICHT als mathematische Normierung der Rohwerte, sondern als Experteneinschätzung relativ zum technisch Erreichbaren der jeweiligen Technologiefamilie (z. B.: Ist diese JAZ gut oder schlecht für eine Luft-Wärmepumpe? Ist dieser Gesamtnutzungsgrad gut oder schlecht für eine Kohle-KWK-Anlage?). Spalte D selbst bleibt dabei unverändert als Rohwert-Referenz bestehen.

Einordnung der wichtigsten Werte:

- Öl/Gas (Risiko 1): Brennwertechnik bei beiden weitgehend technologisch ausgereizt - nahe am Bestmöglichen für Verbrennungskessel.
- Kernenergie Standard/Fusion (Risiko 6-7): Carnot-limitiert durch die im Vergleich zu Kohle niedrigere Frischdampftemperatur von Leichtwasserreaktoren; bei Fusion zusätzlich rein prognostisch, da keine kommerzielle Anlage in Betrieb ist.
- Tiefe Geothermie JAZ 9,0 und 5GDHC Hybrid-Großwärmespeicher (Risiko 1): jeweils die höchsten JAZ-Werte ihrer Technologiefamilie - nahe am technisch Erreichbaren.
- Luft-Wärmepumpe JAZ 3,5 (Risiko 5): unterer Bereich moderner Luft-Wärmepumpen; aktuelle Spitzenmodelle erreichen JAZ 4 und mehr.
- Solarthermie (Risiko 4): Der rohe Jahresnutzungsgrad (0,97) ist technisch exzellent, erfasst aber nicht die saisonale Ergänzungsrolle (kaum Beitrag im Winter) - diese praktische Einschränkung fließt in den Risikowert mit ein, obwohl sie im Rohwert der Spalte D nicht sichtbar wird.

Farblich hinterlegt mit derselben Risikoampel wie die Spalten P, W, F und I (dunkelgrün=0 -> brennend rot=9 und höher).

Versorgungssicherheits- & Preisrisiko-Index - Methodik

Der Index in Spalte P des Blatts 'Vergleichstabelle' bewertet je Technologie das jeweils zugrunde liegende Stoffsystem (fossiler Brennstoff, Kernbrennstoff, Strommix, Abfallstrom oder einheimische, nicht handelbare Ressource wie Erdwärme/Sonne/Umgebungsluft) hinsichtlich Versorgungssicherheit und Preisrisiko - unabhängig von Klimabilanz und Technik. Er ergänzt die THG- und Carnot-Spalten um eine geopolitisch-ökonomische Perspektive.

Skala: 0 (kein Risiko) bis 10 (höchstes Risiko), ganzzahlig, Risikoampel-Farbschema:

0 = dunkelgrün | 3 = hellgrün | 5 = gelb | 8 = orange | 10 = dunkelrot. Die Umrechnung der zugrunde liegenden Experteneinschätzung (ursprünglich 'sehr günstig' bis 'sehr ungünstig') in diese Skala folgt der festen Zuordnung sehr günstig->0, günstig->3, mittel->5, ungünstig->8, sehr ungünstig->10 - bewusst nicht linear-äquidistant, sondern mit einem deutlichen Sprung zwischen 'mittel' und 'ungünstig/sehr ungünstig', um kritische Abhängigkeiten (Öl, Gas, Kernenergie/Rosatom) optisch klar von unkritischen Fällen abzusetzen.

Sechs Teilkriterien (je 0-10, 0 = risikofrei):

1. Nationale Verfügbarkeit - Grad der Importabhängigkeit bzw. inländischen Ressourcenbasis.
2. Zukunftsprognose Deutschland - erwartete Bedeutung/Ausbau­dynamik der Quelle in Deutschland bis ca. 2035.
3. Zukunftsprognose Welt - erwartete globale Bedeutung/Ausbau­dynamik der Quelle.
4. Kriegsgefahr beim Bezug - Grad, in dem Lieferketten/Förderregionen historisch bzw. aktuell von bewaffneten Konflikten, Embargos oder geopolitischen Blockaden betroffen sind (0 = strukturell kaum betroffen, da einheimisch/nicht handelbar; 10 = historisch wiederholt betroffen).
5. Preisvolatilität im Kriegsfall - typische Preisausschläge bei geopolitischen Krisen (z. B. Ölpreisschocks 1973/1990, Gaspreisschock 2022; 0 = Preis strukturell unabhängig von Kriegen, da kein handelbarer Brennstoff nötig).
6. Preisvolatilität im Friedensfall - übliche Marktschwankungen außerhalb von Krisen.

Der Indexwert in Spalte P ist der auf ganze Zahlen gerundete Mittelwert der sechs Teilscores (Formel: =ROUND(AVERAGE(Q:V),0); Spalten Q-V in der Tabelle ausgeblendet, aber direkt editierbar). Alle sechs Kriterien sind gleich gewichtet; wer eine andere Gewichtung wünscht, kann in Spalte P eine SUMPRODUCT-Formel mit individuellen Gewichten hinterlegen.

Einordnung der wichtigsten Bewertungen:

- Öl/Gas: höchste Risikowerte der Tabelle - hohe Importabhängigkeit, historisch stärkste Preisausschläge bei geopolitischen Krisen (Ölpreisschocks, Gaspreiskrise 2022), rückläufige Perspektive in Deutschland durch GModG. Details zu den Kriegsrisiko-Facetten (LNG-Notinfrastruktur, Hormuz/Suez, Norwegen-Verträge etc.): siehe Abschnitt 'Kriegsgefahr-Index (Detailmodell)' unten.
- Kohle: mittleres Risiko - liquider globaler Markt mit vielen Lieferländern (Australien, Indonesien, Kolumbien, Südafrika) senkt das Kriegsrisiko gegenüber Öl/Gas, aber gesetzlicher Ausstiegspfad in DE.
- Kernenergie Standard: KORRIGIERT nach oben (höheres Risiko als ursprünglich angesetzt) - die anfängliche Einschätzung 'Uran ist diversifiziert beschafft, daher geringe Preisvolatilität' war zu unkritisch: Der russische Staatskonzern Rosatom/TVEL hält rund 36% Weltmarktanteil bei der Urananreicherung und wurde - anders als russisches Öl und Gas - bislang NICHT sanktioniert; eine geplante Kooperation von Framatome mit Rosatom zur Fertigung sowjetischer WWER-Brennelemente im niedersächsischen Lingen ist Stand April 2026 politisch umstritten. Die Lagerfähigkeit von Uran mindert zwar kurzfristige Preisausschläge, ändert aber nichts an der strukturellen Lieferantenabhängigkeit. Details: siehe Kriegsgefahr-Index unten.
- Kernenergie Fusion: im Kriegsgefahr-Kontext deutlich risikoärmer als Kernspaltung - Deuterium ist praktisch unbegrenzt aus Meerwasser gewinnbar, Tritium wird im Kraftwerk selbst aus Lithium erbrütet. Ein Restrisiko besteht darin, dass die Verarbeitung von Lithium-6 global stark bei China konzentriert ist; dies ist jedoch ein Diversifizierungs- und Kapazitätsrisiko, kein mit Öl/Gas/Uran vergleichbares Kriegsrisiko. Größere Schwäche ist der internationale F&E-Rückstand Deutschlands/Europas gegenüber USA und China.
- Müllverbrennung/Klärschlammverbrennung (neu ergänzt): niedrige Risikowerte - beide Abfallströme fallen im Inland unabhängig von Weltmärkten an, sind daher praktisch kriegs-/embargorisikofrei; die Klärschlammverordnung erzwingt ab 2029 sogar einen gesetzlich verpflichtenden Ausbaupfad. Einschränkung: kein Wachstumstreiber im engeren Sinn (Abfallmenge begrenzt Kapazität), daher moderate statt niedrigste Werte bei der Zukunftsprognose Welt.
- Tiefe Geothermie, hydrothermal (JAZ 5,5/9,0): niedriges Risiko - einheimische, nicht handelbare Ressource (kein Kriegs-/Embargorisiko, keine brennstoffpreisbedingte Volatilität), deutlich verbesserte Zukunftsprognose Deutschland durch GeoBG, KfW-Förderkredit und jüngste Fündigkeitserfolge (u. a. Potsdam). PRÄZISIERUNG: Die frühere Aussage 'Flächenverfügbarkeit bleibt geologisch begrenzt' gilt spezifisch für hydrothermale Verfahren, die auf natürliche Aquifere angewiesen sind. Für geschlossene (petrothermale) Systeme wie den Eavor-Loop gilt diese Einschränkung nicht in gleichem Maß - siehe eigene Zeile 'Tiefe Geothermie - geschlossenes System (Closed-Loop, z. B. Eavor)'.
- Tiefe Geothermie Closed-Loop (Eavor-Typ): niedrigstes Risiko unter den Geothermie-Varianten - da Wärme konduktiv über ein geschlossenes Bohrsystem entzogen wird, entfällt das klassische, standortbezogene Fündigkeitsrisiko strukturell; einzige Einschränkung ist der noch geringe technologische Reifegrad (TRL 6-7) und die bislang kanadisch geprägte Anbieterlandschaft (Eavor).
- Solarthermie: niedrigstes Gesamtrisiko der Tabelle - keinerlei Brennstoffbezug, daher strukturell unabhängig von Kriegs- oder Marktrisiken; einzige Einschränkung ist die saisonale Ergänzungsrolle statt Alleinversorgung.

Wichtiger Hinweis: Wie bei der Carnot-Spalte handelt es sich um eine transparente, aber notwendigerweise vereinfachende Experteneinschätzung, keine amtlich normierte Kennzahl. Die Einzelscores sind bewusst editierbar angelegt, damit der Index an andere Risikoeinschätzungen (z. B. eigene geopolitische Annahmen) angepasst werden kann.

Index-Methodik

Teil 2 von 2 | vollständige Erläuterung der Risiko- und Rankingindizes

Kriegsgefahr-Index (Detailmodell) - Spalte W

Auf Wunsch wurde die einzelne Kriegsgefahr-Teilbewertung des Hauptindex (Spalte S) um ein eigenes, siebendimensionales Modell vertieft (Spalte W, Teilscores in den ausgeblendeten Spalten X-AD, gleiche 0-10-Risikoskala und Ampelfarben). Es bildet konkrete, in der Praxis beobachtete Mechanismen ab, die eine reine 'Verfügbarkeits'-Bewertung nicht erfasst:

- D1 - Blitzreaktionszwang: Zwingt eine plötzliche Lieferunterbrechung (z. B. Wegfall russischer Pipeline-Lieferungen 2022) zu kurzfristiger, teurer Diversifizierung? (Paradebeispiel: Deutschlands abrupter Umstieg auf LNG 2022.)
- D2 - Erzwungene Infrastrukturinvestitionen: Werden dafür vorher nicht eingeplante Milliardeninvestitionen nötig (z. B. die schwimmenden LNG-Terminals/FSRU in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade, die 2022/23 im Eilverfahren beschafft wurden)?
- D3 - Preisaufschlag durch erkennbare Importnot: Zahlen Käufer, deren Notlage am Markt sichtbar ist, einen Aufschlag gegenüber Käufern mit stabiler Verhandlungsposition (z. B. deutlich über dem historischen Niveau liegende LNG-Preise 2022 im Vergleich zu etablierten Käuferländern)?
- D4 - Transportweg-/Chokepoint-Risiko: Wie stark hängt die Lieferkette von wenigen, angreifbaren Meerengen/Kanälen ab (Straße von Hormuz, Suezkanal, Rotes Meer - seit 2023 wiederholt durch Huthi-Angriffe beeinträchtigt)?
- D5 - Lieferanten-Monopol/autoritäre Dominanz: Wie konzentriert ist die Lieferkette bei einzelnen, geopolitisch risikobehafteten Staaten oder Staatskonzernen (z. B. Rosatom/TVEL mit ca. 36% Weltmarktanteil bei der Urananreicherung, bislang nicht sanktioniert)?
- D6 - Vertragssicherheit auch bei 'befreundeten' Ländern: Wie verlässlich sind Langfristverträge, auch mit geopolitisch nahestehenden Lieferländern (z. B. zunehmend spotmarktbasierte statt langfristig gesicherte Gaslieferungen aus Norwegen)?
- D7 - F&E-Rückstand Deutschland bei Zukunftstechnologien: Wie gut ist Deutschland bei den für die jeweilige Quelle entscheidenden Zukunftstechnologien aufgestellt (Horizontal-/Vertikalbohrtechnik für Geothermie, Fusionsforschung, Wärmepumpenproduktion)? Ein struktureller Rückstand bedeutet Technologie- und Lizenzabhängigkeit von anderen Staaten, unabhängig vom Rohstoffbezug selbst.

Ergebnis in Kurzform: Gas und Öl bleiben die kritischsten Quellen (höchste Risikowerte) - v. a. wegen D1-D3 (2022 als Blaupause). Kernenergie Standard liegt im Detailmodell im mittleren Risikobereich, weil D5 (Rosatom-Dominanz) und D6 (fehlende Sanktionierung trotz Krieg) schwer wiegen. Kohle liegt moderat (diversifizierter Weltmarkt, D7 durch Kohleausstieg irrelevant). Kernfusion erreicht trotz Forschungsstadium ein niedriges Risiko, da D1-D6 strukturell günstig sind und nur D7 (Forschungsrückstand) belastet. Erneuerbare, einheimische Quellen sowie Müll-/Klärschlammverbrennung liegen bei D1-D6 durchgehend niedrig (leicht gedämpft, da der jeweilige Strommix-Anteil indirekt von importierten Brennstoffen mitgeprägt wird) und werden nur durch D7 (teils importierte Bohr-/Systemtechnik) leicht erhöht - die Closed-Loop-Geothermie und Solarthermie schneiden am besten ab. Exakte Werte je Technologie: siehe Spalten O und V im Blatt 'Vergleichstabelle'.

Ergänzung: Kernenergie ohne Wärmeauskopplung + Wärmepumpe - Zeile 32

Auf Anregung wurde geprüft, ob neben den bestehenden Zeilen "Kernenergie Standard" (KWK/Fernwärmeauskopplung, Zeile 9) und "Kernenergie Fusion" (Zeile 10) eine weitere nukleare Differenzierung sinnvoll ist: der reine Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung am Reaktor, gekoppelt mit einer separaten Wärmepumpe beim Wärmeabnehmer. Diese Konstellation wurde als Zeile 32 ergänzt (angehängt am Tabellenende, um die auf feste Zeilenpositionen verweisenden Formeln im Blatt "Ranking (Kurzfassung)" nicht zu gefährden).

Methodik: Die Formelbasis (Spalte O, Zeile 32) ist die Jahresarbeitszahl der nachgeschalteten Wärmepumpe (Modellannahme 3,5, identisch zur Luft-Wärmepumpe in Zeile 12). Der THG-Wert (Spalte F) nutzt weiterhin den nuklearen Lifecycle-Emissionsfaktor (Annahmen C11) bezogen auf diese JAZ. Der Carnot'sche Zusatzeintrag (Spalte I) verwendet - anders als bei den übrigen Wärmepumpen-Zeilen, die den deutschen Strommix ansetzen (Annahmen C6 x C7) - einen eigenen, dedizierten Parameter (Annahmen C19: elektrischer Wirkungsgrad ohne Wärmeauskopplung, ca. 0,34), da diese Zeile eine ausschließlich nuklear gespeiste Stromversorgung unterstellt, nicht den Strommix-Durchschnitt.

Ergebnis: Zeile 32 weist gegenüber Zeile 9 einen niedrigeren THG-Wert auf (ca. 3,4 statt 17,1 g CO2e/kWh_th), da die Wärmepumpe pro kWh Nutzwärme deutlich weniger nuklearen Strom benötigt als der direkte KWK-Nutzungsgrad. Gleichzeitig ist der physische Carnot'sche Zusatzeintrag zur Atmosphärenenerwärmung höher (ca. 55 % statt 43 %), da beim reinen Kondensationsbetrieb ein größerer Anteil der Primärenergie als ungenutzte Abwärme am Kraftwerksstandort anfällt, statt wie bei Zeile 9 teilweise als Fernwärme direkt genutzt zu werden. Die übrigen qualitativen Risikoeinschätzungen (Versorgungssicherheit, Kriegsgefahr-Detailmodell, Kernschmelzrisiko, TRL) wurden von Zeile 9 übernommen, da sie an derselben nuklearen Brennstoffkette und Reaktortechnik hängen und sich durch die Art der Wärmeauskopplung nicht ändern.

Gesamt-Risikoscore (0-10) - Skalenverständnis

Der Gesamt-Risikoscore im Blatt 'Ranking (Kurzfassung)' ist der gleichgewichtete Mittelwert aus sieben Einzelindikatoren, die jeweils auf einer Skala von 0 bis 10 bewertet werden. Die Angabe 0-10 bezeichnet damit den theoretisch möglichen Wertebereich des Gesamtindex.

Im untersuchten Technologieportfolio wird dieser theoretische Bereich bewusst nicht künstlich ausgeschöpft. Keine der betrachteten Technologien erreicht in allen sieben Risikodimensionen gleichzeitig Maximalwerte. Der tatsächlich beobachtete Wertebereich der vorliegenden Untersuchung beträgt 0,8 bis 5,4.

Auf eine nachträgliche Min-Max-Normierung auf 0-10 wird verzichtet, weil diese aus einem sachbezogenen Risikoidex einen rein relativen Rankingindex machen würde: Die jeweils ungünstigste Technologie erhalte dann automatisch den Wert 10, auch wenn ihre Bewertung nach den zugrunde liegenden Einzelkriterien deutlich darunter liegt. Rangfolge und sachliche Abstände bleiben daher unverändert; theoretischer und empirischer Wertebereich werden stattdessen transparent ausgewiesen.

Wärmequellen im Vergleich

Entscheidungsmatrix für Gebäude und Quartiere

Tiefengeothermie eingebettet

Grundlagen für den Dekarbonisierungspfad

Entwurfssfassung zur Townhall-Veranstaltung IHK Berlin 31.08.2026

32 Wärmequellen und Versorgungssysteme - technisch, ökologisch und risikoseitig eingeordnet.

Der Vergleich ist Ausgangspunkt für die projektspezifische Entscheidung:
Wärmequelle, Netz, Speicher, Kundenanlage, Digitalisierung und Energiemanagement müssen als zusammenhängendes System gedacht werden.

DIE KERNBOTSCHAFT

Die Zukunft der Wohnungswirtschaft entscheidet sich nicht im Heizungskeller - sondern im intelligent vernetzten Quartier.