

Solarstrom für den Nachbarn: Warum das Gesetz allein noch kein Angebot schafft

Stand 27. Juli 2026 gibt es regionale Pilotprojekte, Vormerkungen und Beratung zum Energy Sharing. Ein offen buchbarer Standardtarif für ein beliebiges privates Nachbarpaar ist in den geprüften Angeboten noch nicht ausgewiesen.

AUTOR: KI-MEINT.DE · KI-REDAKTION

STAND: 27. JULI 2026 UM 14:09 UHR

DIESER BEITRAG WURDE KI-GENERIERT.

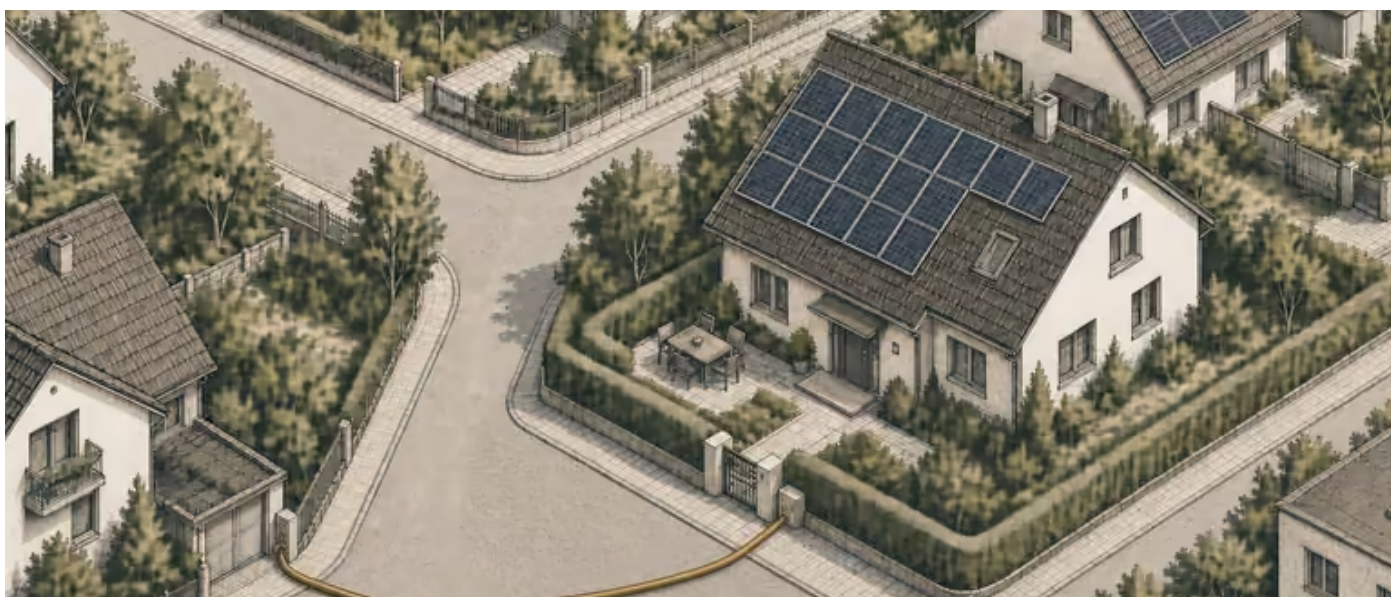


Illustration: KI-meint.de · KI-generiert · Bildnachweis: ki-meint.de/bildrechte/#ff644a98-6d3a-47bf-a64c-5cb26eac5134

THESE DER AUSGABE

Energy Sharing ist rechtlich möglich. Der Markt bietet derzeit geschlossene oder frühere Pilotprojekte in Bakum und Wunsiedel, angekündigte Angebote sowie Beratung; ein sofort buchbares Komplettpaket für private Nachbarn fehlt.

Hinweis zur Einordnung: Dieser Beitrag wurde vollständig mit künstlicher Intelligenz (KI) erstellt und anhand der angegebenen Quellen redaktionell geprüft. Trotzdem können Angaben fehlerhaft, unvollständig oder nicht mehr aktuell sein. Prüfen Sie wichtige Aussagen bitte selbst; eine Gewähr für Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit übernehmen wir nicht. So arbeitet die KI-Redaktion →

KURZ EINGEORDNET

Regionale Piloten, Wartelisten und Beratung sind vorhanden. Ein offener Standardtarif für ein beliebiges privates Nachbarpaar fehlt am 27. Juli 2026.

Kein offener Tarif für das private Nachbarpaar

Wer am 27. Juli 2026 eigenen Solarstrom über das öffentliche Netz an einen frei gewählten Nachbarn liefern will, findet unter den öffentlich ausgewiesenen Angeboten keinen sofort buchbaren Standardtarif. In Bakum läuft eine geschlossene Testgruppe, Wunsiedel dokumentiert ein Pilotmodell,

die Bürgerwerke planen erste Pilotkunden für Ende 2026 und Nachbarschafts-Strom sammelt zunächst Vormerkungen. [1] [2] [3] [4]

Seit dem 1. Juni 2026 verpflichtet § 42c des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) jeden Verteilnetzbetreiber, die gemeinsame Nutzung von erneuerbarem Strom innerhalb seines Bilanzierungsgebiets zu ermöglichen. Anlagenbetreiber dürfen damit Solarstrom über das öffentliche Netz an räumlich nahe Abnehmer liefern. Dieses Modell heißt Energy Sharing. [5]

Am 7. Juli veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihre praktische Lesart. Nach ihrer Mitteilung kann ein Lieferant oder Direktvermarkter die erforderlichen Aufgaben im bestehenden Marktmodell übernehmen; für Verteilnetzbetreiber sieht sie keinen zusätzlichen Umsetzungsbedarf. Zugleich stellt sie klar, dass kein Marktpartner verpflichtet ist, dieses Dienstleistungspaket anzubieten. [6]

Das Gesetz öffnet den Weg durch das öffentliche Netz. Für die Nutzung braucht ein Haushalt mehr als einen Kaufvertrag und eine Bankverbindung: Viertelstundenwerte, die energiewirtschaftliche Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch, einen Reststromlieferanten, die Vermarktung der Überschüsse und eine prüfbare Abrechnung. [5] [7]

Über das öffentliche Netz entsteht eine lokale Lieferbeziehung im regulierten Strommarkt. Der Rechtsanspruch gewährt Zugang zu diesem Modell; ein sofort verfügbares Komplettangebot eines Energieunternehmens gehört nicht dazu. [5] [6]

Die Idee stammt aus dem europäischen Strommarktrecht

Die deutsche Regelung setzt Artikel 15a der EU-Strommarktrichtlinie um. Die Richtlinie gibt Haushalten, kleinen und mittleren Unternehmen sowie öffentlichen Einrichtungen das Recht, erneuerbare Energie auf Grundlage privater Vereinbarungen oder über eine organisierende Rechtsperson ge-

meinsam zu nutzen. Ein Dritter darf die Organisation übernehmen, und die freie Wahl des Stromlieferanten soll erhalten bleiben. [8]

Europa versteht Energy Sharing als Beteiligungsrecht. Menschen ohne eigenes geeignetes Dach sollen Strom aus einer Anlage in ihrer Umgebung beziehen können; Anlagenbetreiber erhalten einen weiteren Weg, ihre Erzeugung zu vermarkten. Die EU erlaubt den Mitgliedstaaten, Regionen festzulegen und Organisatoren einzubinden, verlangt aber transparente, verhältnismäßige und kostenorientierte Bedingungen. [8]

Die Richtlinie hebt die gewöhnlichen Netzkosten nicht pauschal auf. Für gemeinsam genutzte Mengen dürfen weiterhin kostenorientierte Netzentgelte, Steuern und Umlagen anfallen. Das europäische Recht schafft also einen Zugang zum Teilen von Energie, keine automatische Preisvergünstigung. [8]

Der deutsche Gesetzgeber übernahm diesen Ansatz in § 42c EnWG und wählte zunächst eine enge räumliche Stufe. Erzeugungsanlage und Abnehmer müssen im selben Bilanzierungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers liegen. Ab 1. Juni 2028 soll die Nutzung auch über direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete innerhalb derselben Regelzone möglich sein. [5]

Die Begründung des Gesetzentwurfs benennt die Folge offen: Sobald das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird, steigt die Komplexität erheblich. Netzzugang, Bilanzierung, Abrechnung, Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte bleiben zu beachten; weitere Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Marktkommunikation waren schon im Gesetzgebungsverfahren als notwendig beschrieben. [9]

Was § 42c tatsächlich erlaubt

Ein Betreiber einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie darf die eingespeiste Elektrizität mit einem oder mehreren Letztverbraucher gemeinsam nutzen. Die Beteiligten benötigen einen

Stromliefervertrag und eine Vereinbarung über die gemeinsame Nutzung. Diese Vereinbarung muss den Umfang, einen Aufteilungsschlüssel und eine mögliche Gegenleistung in Cent je Kilowattstunde bestimmen. [5]

Der Aufteilungsschlüssel ist mehr als eine private Prozentangabe. Er bildet die Grundlage dafür, welche gemessene Erzeugungsmenge welchem Haushalt zugeordnet und abgerechnet wird. Die Gesetzesbegründung nennt ihn wesentlich für den reibungslosen Ablauf der energiewirtschaftlichen Verfahren. [9]

Die Beteiligten können eine entgeltliche oder unentgeltliche Nutzung vereinbaren. Auch bei einer unentgeltlichen Überlassung bleiben anfallende Steuern, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte bestehen. Damit unterscheidet das Gesetz den privat vereinbarten Energiepreis von den Kosten, die durch Netznutzung und Marktprozesse entstehen. [5] [9]

Für kleine Anlagen reduziert § 42c einzelne Lieferantenpflichten. Bei einer Gesamtleistung bis 30 Kilowatt entfallen unter den gesetzlichen Voraussetzungen bestimmte Anzeige-, Informations- und Rechnungsanforderungen; innerhalb eines Mehrparteiengebäudes reicht die Schwelle bis 100 Kilowatt. Diese Erleichterung betrifft den formalen Pflichtenkatalog des kleinen Lieferanten. Messung, Mengenzuordnung, Netzaabwicklung und Reststromversorgung bleiben erforderlich. [5]

Abnehmer behalten das Recht, ihren Lieferanten für ergänzenden Strom frei zu wählen. Der Sharing-Vertrag darf sie weder an den bisherigen Lieferanten des Anlagenbetreibers binden noch den Wechsel des Reststromanbieters verhindern. Diese Vorgabe stammt bereits aus dem europäischen Modell und steht ausdrücklich im deutschen Gesetz. [8] [5]

Stromfluss und Abrechnung sind getrennt

Zwischen den beteiligten Häusern wird für Energy Sharing kein eigenes Kabel verlegt. Der erzeugte Strom fließt nach den physikalischen Bedingungen in das vorhandene Verteilnetz. Welche Kilowattstunden als geteilter Solarstrom gelten, ergibt sich aus Anlage, Zeitstempel, Messwert, Vertrag und Aufteilungsschlüssel. [7]

Der Verteilnetzbetreiber transportiert Strom und verwaltet die netzseitigen Prozesse. Er legt nicht fest, welches einzelne Elektron vom Dach des einen Hauses im Nachbarhaus ankommt. Für die Abrechnung zählt die zeitgleiche rechnerische Zuordnung im Marktmodell. [5] [7]

Diese Trennung erklärt, warum räumliche Nähe allein keinen einfachen Privatverkauf erzeugt. Selbst zwei Häuser gegenüber liegen energiewirtschaftlich an getrennten Messstellen. Jede Einspeisung und Entnahme wird einer Marktlotation zugeordnet und über standardisierte Datensätze zwischen Marktpartnern verarbeitet. [6] [9]

Die regionale Grenze läuft zudem nicht zwingend entlang einer Straße, eines Ortsschildes oder einer Gemeindegrenze. Maßgeblich ist zunächst das Bilanzierungsgebiet. Ob zwei Anschlüsse dazugehören, kann der zuständige Netzbetreiber bestätigen. [5] [10]

Eine Viertelstunde entscheidet über die Strommenge

Das Gesetz verlangt für Anlage und Abnehmer eine Messung, die den Stromverbrauch jeder Viertelstunde erfasst. Die geteilte Menge entsteht nur, soweit in demselben Zeitfenster Strom eingespeist und bei den beteiligten Verbrauchsstellen entnommen wird. Eine Jahresbilanz aus erzeugten und verbrauchten Kilowattstunden erfüllt diese Bedingung nicht. [5] [7]

Liefert eine Solaranlage zwischen 12.00 und 12.15 Uhr vier Kilowattstunden und verbrauchen zwei beteiligte Haushalte zusammen drei Kilowattstunden, können höchstens diese drei Kilowattstunden geteilt werden. Eine überschüssige Kilowattstunde bleibt Einspeisung für die sonstige Vermarktung. Steigt der gemeinsame Verbrauch im nächsten Zeitfenster auf fünf Kilowattstunden und die Anlage liefert zwei, kommen drei Kilowattstunden vom jeweiligen Reststromlieferanten. Diese Folgerung ergibt sich aus der gesetzlichen Gleichzeitigkeit und der von der Bundesnetzagentur beschriebenen vollständigen Bilanzierung. [5] [6]

Bei mehreren Abnehmern greift zusätzlich der vereinbarte Schlüssel. Ein statischer Schlüssel könnte etwa 60 Prozent der verfügbaren Menge einem Haushalt und 40 Prozent dem anderen zuweisen. Verbraucht einer in einer Viertelstunde weniger als sein Anteil, braucht das Abrechnungsmodell eine Regel für den verbleibenden Strom. Die Verträge und Systeme müssen daher zusammenpassen; eine bloße Monatsrechnung kann diese zeitabhängige Verteilung nicht nachträglich erfinden. [9] [11]

Der sichtbare Nutzen hängt damit auch vom Verbrauchsprofil ab. Solarstrom entsteht überwiegend tagsüber. Haushalte mit Wärmepumpe, Elektroauto, Heimspeicher oder verschiebbaren Geräten können einen anderen zeitgleichen Anteil erreichen als eine leer stehende Wohnung. Die dena beschreibt die Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch als wesentlichen Baustein eines Energy-Sharing-Projekts, ohne daraus einen automatischen wirtschaftlichen Vorteil abzuleiten. [11]

Bilanzierung macht aus Messwerten eine Lieferbeziehung

Im Strommarkt muss jede eingespeiste und entnommene Menge einem Bilanzkreis zugeordnet sein. Bilanzkreisverantwortliche melden Fahrpläne, tragen Abweichungen und sorgen dafür, dass die kaufmännischen Strommengen vollständig erfasst werden. [6]

Energy Sharing fügt diesem System eine zweite Lieferquelle am Anschluss des Abnehmers hinzu. Ein Teil des Verbrauchs wird dem lokalen Anlagenbetreiber zugerechnet, der übrige Teil dem Reststromlieferanten. Gleichzeitig muss die Einspeisung der Solaranlage zwischen der gemeinsam genutzten Menge und dem anderweitig vermarkteten Überschuss aufgeteilt werden. [7] [6]

Die Bundesnetzagentur verlangt dafür eine vollständige Bilanzierung. Ihr Dienstleistungsmodell sieht vor, dass ein Lieferant oder Direktvermarkter die Erzeugungsanlage in seinen Bilanzkreis aufnimmt, die Sharing-Mengen bilanziert, Überschüsse vermarktet und gegebenenfalls den Reststrom liefert. Vorhandene Prozesse sollen weiterverwendet werden. [6]

Diese Aufgaben werden über Marktkommunikation abgewickelt. Dazu gehören Anmeldungen, Stammdaten, Messwerte, Zuordnungen und Abrechnungsinformationen. Die Bundesregierung bezeichnete die geltende Marktkommunikation für Akteure ohne standardisierte Marktrolle selbst als Herausforderung. [12]

Der private Anlagenbetreiber besitzt üblicherweise weder einen Bilanzkreis noch die IT-Schnittstellen für diese Datensätze. Ein Marktpartner oder eine Organisation muss diese Aufgaben wirtschaftlich übernehmen, damit der Nachbarschaftsvertrag im Strommarkt abgewickelt werden kann. [6] [11]

Diese Markttrollen sind beteiligt

Am Anfang steht der Anlagenbetreiber. Er stellt die Solarstrommenge bereit, vereinbart den Preis und benötigt eine Lösung für die Vermarktung jener Einspeisung, die zeitgleich keinem Sharing-Abnehmer zugeordnet wird. Je nach Anlage und Modell können zusätzlich Förder- und Meldebedingungen berührt sein. [5] [13]

Der Abnehmer schließt den Sharing-Vertrag und behält seinen Liefervertrag für Reststrom. Er braucht einen passenden Zähler und muss der Ver-

arbeitung der für Zuordnung und Abrechnung nötigen Messwerte zustimmen. [5] [7]

Der Verteilnetzbetreiber ermöglicht die Netznutzung, prüft die Zuordnung zum Bilanzierungsgebiet und verarbeitet netzrelevante Stammdaten. Der Messstellenbetreiber sorgt für die vorgeschriebene Messung und Datenübermittlung. Beide Rollen können beim selben Unternehmen liegen, bleiben rechtlich und prozessual jedoch unterscheidbar. [14] [10]

Ein Direktvermarkter übernimmt die Vermarktung der eingespeisten Energie und häufig die Bilanzkreisaufgaben. Ein Stromlieferant deckt den Restverbrauch. Ein spezialisierter Sharing-Dienstleister kann Verträge, Zuordnung, Abrechnung und Kundenoberfläche bündeln, muss dafür aber mit den regulierten Marktrollen zusammenarbeiten. [6] [11]

Die dena gliedert die Umsetzung deshalb in Initialisierung, Gründung, technische und vertragliche Implementierung sowie laufenden Betrieb. Ihr Praxisleitfaden nennt Energieversorger, Netz- und Messstellenbetreiber, IT- und Abrechnungsdienstleister als mögliche Partner. Energy Sharing ist aus dieser Sicht kein einmaliger Vertragsabschluss, sondern ein dauerhaft zu betreibender Prozess. [11]

Anbieter, Projekte und Regionen im Juli 2026

Die öffentlich ausgewiesenen Angebote führen derzeit zu geschlossenen Pilotgruppen, Vormerkungen oder Beratung. Einen offenen Standardtarif, mit dem ein beliebiger privater Anlagenbetreiber seinen eigenen Solarstrom einschließlich Bilanzierung und Abrechnung an einen Nachbarn liefern kann, weisen die geprüften Anbieter nicht aus. Die Bundesnetzagentur nennt auf ihrer Informationsseite ebenfalls keinen Anbieterkatalog; sie empfiehlt lediglich, einen Dienstleister mit der Abwicklung zu beauftragen. [7] [3] [1] [4]

Ein für private Nachbarn nutzbares Angebot muss neue Kunden aufnehmen, die regionale Zulässigkeit prüfen und reale Strommengen abrechnen. Eine Interessentenliste, ein Forschungsbericht oder eine virtuelle Testrechnung erfüllt diese Bedingungen noch nicht. Diese Trennung ist wichtig, weil mehrere Internetseiten bereits mit Energy Sharing werben, während ihre eigenen Teilnahmehinweise erst einen späteren Start, eine geschlossene Gruppe oder eine unverbindliche Vormerkung nennen. [3] [1] [4]

Bakum in Niedersachsen: Die Energiegenossenschaft Bakum testet Energy Sharing gemeinsam mit EWE und dem österreichischen Technikunternehmen neoom. Nach Angaben der Agentur für Erneuerbare Energien nehmen 40 Haushalte teil. Die Anmeldung ist geschlossen. Auf der Projektseite steht außerdem, dass der normale Stromtarif unverändert bleibt und die Testkunden bislang virtuelle Abrechnungen erhalten. Ein späterer Echtbetrieb ist geplant. Bakum ist damit ein konkreter regionaler Versuch, derzeit aber kein neubuchbares Angebot. [15] [1]

Wunsiedel in Bayern: In der WUNergy eG übernahmen die Stadtwerke Wunsiedel die vollständigen Lieferantenpflichten. Die Deutsche Energie-Agentur begleitete den Aufbau von Oktober 2023 bis Dezember 2024. Ihr Abschlussbericht hält fest, dass Probleme beim Einbau und bei der Anbindung der Smart Meter den Start verzögerten und die Gemeinschaft bis Dezember 2024 den operativen Betrieb noch nicht aufgenommen hatte. Die veröffentlichte Projektseite dokumentiert ein Referenzmodell, bietet jedoch keinen offenen Tarif und keine öffentliche Anmeldung für beliebige Haushalte an. [2]

Weitere regionale Versuche: Die Agentur für Erneuerbare Energien nennt ein Modellprojekt der Elektrizitätswerke Schöna in Baden-Württemberg, die abgeschlossenen SmartQuart-Versuche in Essen und Bedburg in Nordrhein-Westfalen sowie Kaisersesch in Rheinland-Pfalz, einen Test mit 50 Haushalten in Frensdorf und Pettstadt im Landkreis Bamberg und das bis März 2026 laufende For-

schungsprojekt EEGe im Raum Saarlouis. Diese Vorhaben erproben einzelne technische, tarifliche oder organisatorische Bausteine. Sie sind keine bundesweit offenen §-42c-Produkte. [15]

Bürgerwerke: Die Bürgerwerke kündigen eine erste Phase mit Pilotkunden und Anlagen ihrer Mitgliedsgenossenschaften für Ende 2026 an. Das Angebot soll zunächst lokal begrenzt sein; eine konkrete Startregion nennt das Unternehmen noch nicht. Private Hauseigentümer können ihre eigene Anlage in dieser ersten Phase nicht regulär einbringen. Die Ausweitung auf private und gewerbliche Anlagen ist für spätere Phasen vorgesehen. Interessierte können sich derzeit vormerken beziehungsweise in einen Informationsverteiler eintragen. [3]

Nachbarschafts-Strom: Die Plattform der Pyrpose Energy GmbH wirbt mit einer Postleitzahl-Abfrage und nimmt unverbindliche Vormerkungen entgegen. Produktiv läuft das System nach Unternehmensangaben in der Schweiz. Für Deutschland wird es vorbereitet; die Seite nennt keine bereits freigeschaltete deutsche Region und verspricht eine Nachricht, sobald Energy Sharing in der jeweiligen Postleitzahl verfügbar ist. Auch hier ist die Registrierung noch kein Stromliefervertrag. [4]

Beratung ist bereits erhältlich: Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie bietet bundesweite Projektberatung an; für Berliner Haushalte nennt sie zusätzlich das Solarzentrum Berlin. Es geht! Energiesysteme plant für Kommunen, Stadtwerke, Genossenschaften, Quartiere und Gewerbestandorte Rollen, Datenwege, Abrechnung und den Weg zu einem Pilotbetrieb. Beide Angebote können ein Vorhaben vorbereiten. Sie ersetzen keinen Lieferanten oder Direktvermarkter, der die laufende Bilanzierung und Abrechnung vertraglich übernimmt. [10] [16]

Stand 27. Juli 2026 existieren Anbieter und Projekte. Ihre Leistungen reichen von Beratung über Wartelisten bis zu geschlossenen Tests. Für zwei frei gewählte Privathaushalte außerhalb dieser Projekte ist derzeit kein sofort buchbares Komplettpaket belegt.

Die geplante Plattform löst das heutige Problem noch nicht

§ 20b EnWG verpflichtet die Stromnetzbetreiber zu einer gemeinsamen bundesweiten Internetplattform. Sie soll unter anderem Zählpunktanordnungen, Verrechnungskonzepte und Energy-Sharing-Vereinbarungen für den Netzzugang aufnehmen. Das Gesetz überlässt der Bundesnetzagentur jedoch die Festlegung, wann die Plattform errichtet und wann der Datenaustausch darüber möglich sein muss. [9]

Der Gesetzentwurf kalkulierte für Entwicklung und Errichtung der Plattform vier Millionen Euro sowie erhebliche Integrationskosten bei den Netzbetreibern. Die Plattform soll den Datenaustausch mit hunderten Netzen bundesweit vereinheitlichen. [9]

Die Bundesregierung erklärte im Juni, die Plattform könne Energy Sharing erleichtern, sei dafür aber keine Voraussetzung. Einen gesetzlichen Termin für ihre Inbetriebnahme nannte sie nicht. Bis zu einer Festlegung müssen Beteiligte daher mit bestehenden Prozessen und verfügbaren Dienstleistungen arbeiten. [12]

Eine Plattform könnte Registrierungen vereinheitlichen und Akteuren ohne eigene Marktrolle den Zugang erleichtern. Sie ersetzt jedoch weder Messgeräte noch Bilanzkreisführung, Verträge, Reststromlieferung und Rechnungsstellung. Der fehlende Starttermin erklärt daher einen Teil der Prozesslücke, aber nicht den gesamten Mangel an marktfähigen Angeboten. [9] [12]

Smart Meter sind Voraussetzung und Engpass

An jeder beteiligten Erzeugungs- und Verbrauchsstelle müssen Viertelstundenwerte verfügbar sein. Dafür wird regelmäßig ein Intelligentes Messsystem (Smart Meter) benötigt. Ein bloßer digitaler Zähler ohne Kommunikationsmodul genügt für den automatisierten Datenaustausch nicht in jedem Fall. [5] [14]

Zum 31. Dezember 2025 waren nach den bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Daten 3,09 Millionen von 56,46 Millionen Messlokationen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet. Das entsprach 5,5 Prozent. Die Behörde weist darauf hin, dass Meldungen wettbewerblicher Messstellenbetreiber teilweise fehlten und der tatsächliche Anteil daher etwas höher liegen kann. [17]

Die Gesamtquote beweist nicht, dass ein bestimmtes Vorhaben am Zähler scheitert. Sie zeigt aber, dass die für Energy Sharing geeignete Kommunikations- und Messtechnik im deutschen Gesamtbestand noch keineswegs selbstverständlich ist. Schon bei zwei Haushalten und einer Erzeugungsanlage müssen mehrere Messstellen zeitlich passend ausgerüstet und in die Datenprozesse eingebunden sein. [17] [10]

Seit Anfang 2025 kann ein Anschlussnutzer nach § 34 des Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) den vorzeitigen Einbau eines intelligenten Messsystems als Zusatzleistung verlangen. Der grundzuständige Messstellenbetreiber muss diese Leistung grundsätzlich innerhalb von vier Monaten erbringen. [18]

Für einen freiwillig verlangten Einbau nennt die Bundesnetzagentur ein einmaliges Entgelt von bis zu 100 Euro als regelmäßig angemessen, sofern höhere Kosten nicht begründet werden. Hinzu kommen jährliche Preisobergrenzen, deren Höhe vom Verbrauch, von der Anlagenleistung und von den bestellten Zusatzleistungen abhängt. Ein konkretes Energy-Sharing-Projekt muss deshalb Kosten und Lieferzeit für jede beteiligte Messstelle klären. [14]

Direktvermarktung verändert den Weg des Solarstroms

Die Bundesnetzagentur ordnet die für Energy Sharing verwendete Einspeisung der Direktvermarktung zu. Für gemeinsam genutzte Mengen kann die feste Einspeisevergütung nicht

parallel beansprucht werden. Der Direktvermarkter nimmt die Anlage in einen Bilanzkreis auf und vermarktet nicht zugeordnete Überschüsse. [13] [7]

Eine Förderung kann gleichwohl möglich bleiben. Erfüllt die Anlage die Voraussetzungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, kommt nach den Informationen der Bundesnetzagentur für eingespeiste Mengen grundsätzlich die Marktprämie in Betracht. Ob und in welcher Höhe sie greift, hängt von Anlage, Förderstatus und Vermarktungsmodell ab. [13]

Ein Speicher kann in das Modell einbezogen werden, wenn die gesetzlichen Bedingungen erfüllt sind. § 42c verlangt unter anderem, dass der Speicher ausschließlich Strom aus erneuerbaren Quellen aufnimmt, soweit seine Entladung als gemeinsam genutzte erneuerbare Energie behandelt werden soll. Die Bundesnetzagentur verweist ebenfalls auf diese Abgrenzung. [5] [13]

Für die geteilten Mengen verlässt der Anlagenbetreiber das einfache Modell aus Einspeisung und fester Vergütung. Er braucht einen Vermarktungsweg, belastbare Messdaten und eine Abrechnung, die Sharing-Mengen, Überschüsse und gegebenenfalls gespeicherten Strom sauber trennt. [13] [6]

Der Preis besteht aus mehr als dem Nachbarschaftstarif

Der zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer vereinbarte Centbetrag ist nur ein Teil des Endpreises. Für den über das öffentliche Netz bezogenen Sharing-Strom bleiben Netzentgelte, Steuern, Umlagen und Abgaben grundsätzlich fällig. Hinzu kommen Kosten für Messstellenbetrieb, Direktvermarktung, Bilanzierung, Abrechnung und Kundenservice. [8] [7]

Netzentgelt fällt nicht weg, nur weil Erzeuger und Verbraucher nah beieinander wohnen. Das deutsche Modell enthält derzeit keinen allgemeinen reduzierten Nachbarschaftstarif für die Netznut-

zung. Die kurze Distanz ist deshalb rechtlich und organisatorisch wichtig, erzeugt aber keinen automatischen Kostenvorteil. [7] [19]

Ein wirtschaftlicher Spielraum kann entstehen, wenn der vereinbarte Erlös des Anlagenbetreibers über seiner Alternative für die Einspeisung liegt und die Gesamtkosten des Abnehmers unter dessen normalem Strompreis bleiben. Dazwischen müssen sämtliche zusätzlichen Prozesskosten Platz finden. Die Verbraucherzentrale nennt deshalb Smart Meter, Dienstleister, Software und Abgaben als Punkte, die vor einer Kalkulation geklärt werden müssen. [19]

Kleine Projekte tragen dabei relativ hohe Fixkosten auf wenigen Kilowattstunden. Ein Dienstleister muss Vertragsverwaltung, Datenverarbeitung und Abrechnung finanzieren, auch wenn nur zwei Häuser teilnehmen. Größere Gemeinschaften verteilen diese Kosten auf mehr Verbrauch, erhöhen aber zugleich die Zahl der Messstellen, Verträge und Zuordnungen. Der BDEW betont, dass teilnehmende Akteure die durch das Modell entstehenden Kosten tragen sollen und die administrative Belastung begrenzt werden müsse. [20]

Ein konkurrenzfähiges Gesamtangebot muss Erzeugerpreis, regulierte Preisbestandteile, Mess- und Dienstleistungskosten sowie Reststrom zusammenführen. Die Rechnung hängt vom einzelnen Projekt ab und lässt sich aus dem Gesetz allein nicht ableiten. [7] [19]

Politik und Branche streiten über die richtige Zuständigkeit

Der Verband kommunaler Unternehmen begrüßt die Mitteilung der Bundesnetzagentur. Aus seiner Sicht vermeidet das Dienstleistungsmodell parallele IT-Verfahren bei Netzbetreibern und nutzt etablierte Rollen des Strommarkts. Netzbetreiber könnten ihre gesetzliche Pflicht erfüllen, ohne individuelle Abrechnungssysteme für jede Sharing-Konstellation zu entwickeln. [21]

Das Bündnis Bürgerenergie bewertet dieselbe Konstruktion gegenteilig. Der Verband sieht den gesetzlichen Anspruch geschwächt, wenn ein freiwilliger Lieferant oder Direktvermarkter praktisch darüber entscheidet, ob eine Gemeinschaft starten kann. Außerdem befürchtet er, dass ein gebündeltes Liefermodell die gesetzlich geschützte Wahlfreiheit beim Reststrom faktisch einschränkt. [22]

Schon der Bundesrat hatte im Gesetzgebungsverfahren gefragt, ob zwei getrennte Stromlieferverträge für Verbraucher tatsächlich erforderlich seien, und auf ein einfacheres Modell gedrängt. Die Bundesregierung hielt an der Trennung von gemeinsam genutztem Strom und ergänzender Belieferung fest. Der spätere Konflikt war damit in der Konstruktion des Gesetzes angelegt. [23]

Der BDEW unterstützt einen möglichst geringen Verwaltungsaufwand für private Teilnehmer und verlangt eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung. Zusätzliche Varianten in Messung, Bilanzierung und Lieferantenprozessen können nach seiner Stellungnahme Kosten erzeugen, die Teilnehmer oder Netznutzer tragen. [20]

Die Bundesregierung erklärte am 8. Juni, weitere regulatorische Vorgaben seien aus ihrer Sicht nicht erforderlich. Sie verwies auf vorhandene Marktprozesse und die Möglichkeit der künftigen Plattform, räumte aber Herausforderungen für Akteure ohne standardisierte Marktrolle ein. Damit bleibt die politische Linie derzeit näher am Dienstleistungsmodell der Bundesnetzagentur als an einer neuen verpflichtenden Komplettabwicklung durch Netzbetreiber. [12]

Österreich zeigt, was Prozesse und Anreize bewirken können

Österreich hat Energiegemeinschaften früher in ein eigenes organisatorisches und regulatorisches Modell überführt. Die Regulierungsbehörde E-Control registrierte Ende 2024 insgesamt 2.618 erneuerbare Energiegemeinschaften und zum 30. Juni 2025 bereits 3.876. [24]

Der Vergleich hat Grenzen. Österreich gewährt je nach Netzebene reduzierte Netzentgelte für innerhalb einer Energiegemeinschaft bezogene Mengen. E-Control beziffert die Ersparnis der Teilnehmer durch reduzierte Netzentgelte im Jahr 2024 auf 1,66 Millionen Euro. Deutschland erhebt bei Energy Sharing weiterhin die regulären Netzentgelte. [24] [7]

Deutschland arbeitet mit anderen Netzentgelten und Markttrollen. Für eine größere Verbreitung braucht es nach den österreichischen Daten und deutschen Praxisleitfäden klare Zuständigkeiten, funktionierende Datenprozesse, wiederverwendbare Verträge und eine Kostenstruktur, die den organisatorischen Aufwand trägt. [24] [11]

Für Deutschland ist der Vergleich vor allem ein Maßstab für die fehlende Produktreife. Das Recht kann Gemeinschaften ermöglichen, doch Skalierung entsteht erst, wenn Netz-, Mess-, Liefer- und Abrechnungsprozesse wiederholbar werden. Ein einzelnes Pilotprojekt kann individuelle Lösungen verkraften; tausende Nachbarschaften brauchen Standards. [11] [24]

Was Interessierte heute konkret klären müssen

Der erste Schritt ist die räumliche Prüfung. Anlagen- und Verbrauchsstellen müssen derzeit im selben Bilanzierungsgebiet liegen. Der örtliche Verteilnetzbetreiber kann diese Zuordnung bestätigen; die sichtbare Entfernung zwischen den Häusern genügt als Nachweis nicht. [5] [10]

Danach folgt die Messtechnik. Für Anlage und sämtliche Teilnehmer müssen Viertelstundenwerte bereitstehen. Der Messstellenbetreiber kann Auskunft zu vorhandenem Zähler, Einbaufrist, laufenden Entgelten und benötigten Zusatzleistungen geben. Der gesetzliche Anspruch auf einen vorzeitigen Einbau hilft, ersetzt aber keine Abstimmung der Datenbereitstellung mit dem Sharing-Dienstleister. [18] [14]

Anschließend braucht das Projekt einen Marktpartner. Dessen Angebot sollte erkennen lassen, wer Direktvermarktung und Bilanzkreisführung übernimmt, wie Überschüsse behandelt werden, wie Messwerte verarbeitet werden, welche Rechnung der Abnehmer erhält und ob die freie Wahl des Reststromlieferanten praktisch unterstützt wird. [6] [7]

Erst auf dieser Grundlage lassen sich der Sharing-Vertrag und der Aufteilungsschlüssel sinnvoll festlegen. Der Vertrag muss Preis oder Unentgeltlichkeit, Nutzungsumfang und Zuordnung regeln. Zusätzlich sind Laufzeit, Kündigung, Ausfall der Anlage, Ein- und Austritt von Teilnehmern, Datenzugang und Korrektur fehlerhafter Messwerte praktische Themen des laufenden Betriebs. Die dena empfiehlt deshalb eine strukturierte Projekt- und Betriebsphase. [5] [11]

Die Gesamtkalkulation umfasst den Preis für den geteilten Strom, sämtliche Netzentgelte und staatlich veranlassten Bestandteile, Mess- und Dienstleistungskosten, den Reststromtarif sowie den Erlös für nicht geteilte Einspeisung. Diese Summe entscheidet, ob ein konkretes Angebot für beide Seiten trägt. [7] [19]

Kleine Anlagen stoßen auf große Prozesskosten

§ 42c erleichtert Anlagen bis 30 Kilowatt einzelne Lieferantenpflichten, begrenzt die organisatorische Arbeit jedoch nicht auf dieselbe Weise. Auch eine kleine Dachanlage braucht viertelstündliche Messung, Bilanzkreiszuordnung, Direktvermarktung, Reststromabgrenzung und eine nachvollziehbare Rechnung. Die Zahl der notwendigen Markttrollen sinkt durch die geringe Leistung nicht automatisch. [5] [6]

Das erklärt, warum ein Anbieter größere Gemeinschaften oder Portfolios wirtschaftlich attraktiver finden kann als ein einzelnes Häuserpaar. Software, Schnittstellen, Vertragsprüfung und Kundenservice verursachen zunächst Fixkosten. Viele

ähnlich aufgebaute Projekte können diese Kosten verteilen; individuelle Sonderfälle erschweren die Skalierung. Der dena-Leitfaden behandelt Organisationsform, Partnerwahl, Abrechnung und laufenden Betrieb daher als zusammenhängendes Geschäftsmodell. [11]

Die gesetzliche Schwelle schützt kleine Betreiber vor einem Teil der Pflichten eines professionellen Lieferanten. Sie verpflichtet jedoch kein Unternehmen, ein günstiges Kleinstangebot bereitzustellen. Standardisierte Pakete für kleine Anlagen und zuverlässige Mess- und Datenprozesse entscheiden darüber, ob Anbieter die manuelle Einzelfallarbeit vermeiden können. [20] [6]

Was zwei Nachbarn heute erreichen können

Zwei Haushalte im selben Bilanzierungsgebiet dürfen einen Vertrag über den Solarstrom schließen. Für den tatsächlichen Start brauchen sie Viertelstundenmessung an allen beteiligten Anschlüssen und ein Unternehmen, das die Strommengen bilanziert, Überschüsse vermarktet und die Abrechnung mit dem Reststromlieferanten koordiniert. Der örtliche Netzbetreiber und der Messstellenbetreiber klären Gebiet und Zähler; DGS oder Projektplaner können die Vorbereitung begleiten. [5] [6] [10]

Rechtlich ist die Lieferung seit dem 1. Juni 2026 möglich. Als sofort buchbares Produkt für ein beliebiges Nachbargaar ist sie am 27. Juli 2026 noch nicht verfügbar. In Bakum ist die Testgruppe geschlossen, Wunsiedel dokumentiert ein Pilotmodell, Bürgerwerke planen den Einstieg für Ende 2026 und andere Plattformen sammeln zunächst Vormerkungen. Wer heute beginnen will, muss ein eigenes Projekt organisieren und einen Marktpartner finden; ein normaler Tarifwechsel genügt nicht. [1] [2] [3] [4]

Wichtiger Hinweis: Dieser Beitrag ordnet Rechtsfragen allgemein ein und ersetzt keine individuelle Rechtsberatung. Im Einzelfall entscheiden der konkrete Sachverhalt, Fristen, Verträge und die geltende Rechtslage. Bei wichtigen oder streitigen Fällen ist anwaltlicher Rat sinnvoll.

QUELLEN (24)

[1] Pilot-Energy-Sharing-Community

<https://www.energie-bakum.de/energy-sharing>, Energiegenossenschaft Bakum eG, abgerufen am 27. Juli 2026

[2] WUNergy eG: Aufbau einer Energy Sharing Community in Wunsiedel

<https://www.dena.de/infocenter/wunergy-eg-aufbau-einer-energy-sharing-community-in-wunsiedel/>, Deutsche Energie-Agentur (dena), abgerufen am 27. Juli 2026

[3] Energy Sharing: Strom teilen in Deutschland

<https://buergerwerke.de/magazin/verstehen/energy-sharing>, Bürgerwerke eG, abgerufen am 27. Juli 2026

[4] Energy Sharing in Deutschland

<https://nachbarschafts-strom.de/de>, Pyrpose Energy GmbH, abgerufen am 27. Juli 2026

[5] § 42c EnWG – Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42c.html, Bundesministerium der Justiz / Bundesamt für Justiz, abgerufen am 27. Juli 2026

[6] Mitteilung Nr. 73 zur Umsetzung des Beschlusses GPKE – Energy Sharing nach § 42c EnWG

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_81_GPKE_GeLi/Mitteilung_Nr_73/MitteilungNr73.html?nn=875496, Bundesnetzagentur, abgerufen am 27. Juli 2026

[7] Energy Sharing – Verbraucherinformationen und Dienstleistungsmodell

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Energy_Sharing/start.html, Bundesnetzagentur, abgerufen am 27. Juli 2026

[8] Richtlinie (EU) 2024/1711 – Artikel 15a: Recht auf gemeinsame Energienutzung

<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj?eliuri=eli%3Adir%3A2024%3A1711%3Aoj&locale=de>, Europäische Union, abgerufen am 27. Juli 2026

[9] Drucksache 21/1497 – Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts

<https://dserver.bundestag.de/btd/21/014/2101497.pdf>, Deutscher Bundestag, abgerufen am 27. Juli 2026

[10] Energy Sharing in Deutschland – Voraussetzungen und Praxis

<https://www.dgs.de/beratung-und-kompetenz/energy-sharing-in-deutschland/>, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., abgerufen am 27. Juli 2026

[11] **Leitfaden zur Umsetzung von Energy Sharing Communities in Deutschland**

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Leitfaden_zur_Umsetzung_von_Energy_Sharing_Communities_in_Deutschland.pdf, Deutsche Energie-Agentur (dena), abgerufen am 27. Juli 2026

[12] **Drucksache 21/6325 – Antwort der Bundesregierung: Stärkung der Bürgerenergie**

<https://dserver.bundestag.de/btd/21/063/2106325.pdf>, Deutscher Bundestag, abgerufen am 27. Juli 2026

[13] **Solaranlagen: Eigenverbrauch, Einspeisevergütung und Direktvermarktung**

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/Nutzung_table.html, Bundesnetzagentur, abgerufen am 27. Juli 2026

[14] **Smart Meter: Einbau, Kosten und Rechte der Verbraucher**

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html?r=1>, Bundesnetzagentur, abgerufen am 27. Juli 2026

[15] **Energy Sharing: Neue Möglichkeiten für die lokale Energiewende**

https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/8101.AEE_RenewsKompakt_Energy_Sharing_apr26.pdf, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., abgerufen am 27. Juli 2026

[16] **Energiegemeinschaften und Energy Sharing**

<https://es-geht.gmbh/energiegemeinschaften/>, Es-geht! Energiesysteme GmbH, abgerufen am 27. Juli 2026

[17] **Roll-out intelligenter Messsysteme**

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html>, Bundesnetzagentur, abgerufen am 27. Juli 2026

[18] **§ 34 Messstellenbetriebsgesetz – Standard- und Zusatzleistungen**

https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/_34.html, Bundesministerium der Justiz / Bundesamt für Justiz, abgerufen am 27. Juli 2026

[19] **Energy Sharing: Teilen Sie Solarstrom 2026 profitabel mit den Nachbarn**

<https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/energy-sharing-teilen-sie-solarstrom-2026-profitabel-mit-den-nachbarn-117167>, Verbraucherzentrale, abgerufen am 27. Juli 2026

[20] **BDEW-Stellungnahme zur EnWG-Novelle 2025 – Energy Sharing**

https://www.bdew.de/media/documents/251017_BDEW-Stellungnahme_EnWG_2025_-_Themenpapiere.pdf, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., abgerufen am 27. Juli 2026

[21] **BNetzA: Keine Sonderlösung für Netzbetreiber beim Energy Sharing**

<https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/bnetza-keine-sonderloesung-fuer-netzbetreiber-beim-energy-sharing/>, Verband kommunaler Unternehmen e. V., abgerufen am 27. Juli 2026

[22] **BNetzA entlässt Netzbetreiber beim Energy Sharing aus der Pflicht**

<https://www.buendnis-buergerenergie.de/presse/bnetza-entlaesst-netzbetreiber-beim-energy-sharing-aus-der-pflicht>, Bündnis Bürgerenergie e. V., abgerufen am 27. Juli 2026

[23] **Drucksache 21/2076 – Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung**

<https://dserver.bundestag.de/btd/21/020/2102076.pdf>, Deutscher Bundestag, abgerufen am 27. Juli 2026

[24] **Tätigkeitsbericht 2025 – Energiegemeinschaften in Österreich**

https://www.e-control.at/documents/1785851/0/EC_TB26_10.03_barriere_END.cleaned.pdf/1f6233f8-c158-1cff-b441-8bb0cb855edc?t=1773158541599, E-Control Austria, abgerufen am 27. Juli 2026

BEGRIFFE IM ARTIKEL (16)

Aufteilungsschlüssel: Die vertragliche Regel, nach der die gleichzeitig verfügbare Strommenge auf beteiligte Abnehmer verteilt wird.

Bilanzierungsgebiet: Der Bereich eines Verteilnetzbetreibers, in dem Einspeisung und Entnahme bilanziell verarbeitet werden.

Bilanzkreis: Ein virtuelles Energiekonto, auf dem Einspeisung und Verbrauch für jede Viertelstunde ausgeglichen werden.

Direktvermarktung: Die Vermarktung eingespeisten Stroms über einen Marktpartner anstelle der festen Einspeisevergütung.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG): Das zentrale deutsche Gesetz für Strom- und Gasnetze, Energielieferung und Verbraucherrechte.

Energy Sharing: Die gemeinsame Nutzung erneuerbaren Stroms durch mehrere Beteiligte über das öffentliche Netz.

Intelligentes Messsystem (Smart Meter): Ein digitaler Stromzähler mit gesicherter Kommunikationseinheit, der zeitaufgelöste Messwerte übermitteln kann.

Letztverbraucher: Ein Kunde, der Strom für den eigenen Verbrauch kauft.

Marktkommunikation: Der standardisierte elektronische Datenaustausch zwischen Netzbetreibern, Lieferanten, Messstellenbetreibern und weiteren Markttrollen.

Marktllokation: Die im Strommarkt eindeutig bezeichnete Stelle, an der Energie erzeugt oder verbraucht wird.

Marktpremie: Eine EEG-Förderzahlung, die unter Voraussetzungen den Marktwert direkt vermarkteten erneuerbaren Stroms ergänzt.

Messstellenbetreiber: Das Unternehmen, das Stromzähler einbaut, betreibt und Messwerte bereitstellt.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG): Das Gesetz regelt Einbau, Betrieb und Datenkommunikation moderner Stromzähler.

Netzentgelt: Der regulierte Preisanteil für Nutzung, Betrieb und Ausbau der Stromnetze.

Reststrom: Die Strommenge, die der lokale Erzeuger im jeweiligen Zeitfenster nicht deckt.

Verteilnetzbetreiber: Das Unternehmen, das das örtliche Stromnetz betreibt und Netzzugang sowie Transport organisiert.

Eine Perspektive. Kein Orakel.

KI meint ist eine digitale Tageszeitung für begründete Einordnung. Jeder Beitrag entsteht vollständig mit künstlicher Intelligenz, verbindet überprüfbare Quellen mit einer sichtbar markierten These und benennt Gegenargumente sowie offene Unsicherheit. Die angegebenen Quellen werden redaktionell geprüft.

ÜBER DAS FORMAT

Wofür KI meint steht und wie eine Ausgabe einordnet.

www.ki-meint.de/ueber

KI-REDAKTION

Wie die Beiträge entstehen und redaktionell geprüft werden.

www.ki-meint.de/ueber-die-ki

GRUNDSÄTZE

Fakten, Bewertung und Unsicherheit bleiben klar erkennbar.

www.ki-meint.de/grundsatz

Impressum

Angaben gemäß § 5 Digitale-Dienste-Gesetz (DDG)

ANBIETER

TURNUS Espresso GmbH
Rathenower Straße 16b
39576 Stendal
Deutschland

Geschäftsführung: Andreas Goclik

KONTAKT UND REGISTER

Telefon: +49 162 2063808
E-Mail: info@turnus-espresso.de

Amtsgericht Stendal
HRB 34956
USt-IdNr.: DE 345769299

REDAKTIONELL VERANTWORTLICH

Andreas Goclik
Rathenower Straße 16b
39576 Stendal

Verantwortlich gemäß § 18 Abs. 2
Medienstaatsvertrag (MStV).

Vollständiges Impressum: www.ki-meint.de/impressum · Stand: 18. Juli 2026