

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 01 | Februar 2026

Key Topic: Peer-To-Peer Handel am Strommarkt



Quelle: KI-generiertes Bild,
erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

ARTZ ENERGIE SERVICE

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 01 | Februar 2026

In dieser Ausgabe

- Vorstellung des neuen Formats
- Leitartikel: Peer-To-Peer Handel am Strommarkt
- Interview mit **Alfons Haber** (E-Control)
- Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte
- Interview mit **Thomas Russ** (smartENERGY)
- Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster
- Interview mit **Klara Dimmel** und **Matthias Katt** (eFriends)

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 01 | Februar 2026

Editorial

Energie ist einer der zentralen Wettbewerbsfaktoren unserer Zeit.

ENERGIE im FOKUS richtet sich an Entscheider in energieintensiven Unternehmen, Projektentwickler, Betreiber, Investoren und Fachleute der Energiebranche, die fundierte Informationen jenseits von Schlagzeilen suchen.



Vorstellung des neuen Formats ^(1/2)

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

Energie ist mehr als eine technische Disziplin oder eine betriebswirtschaftliche Kennzahl. Sie ist das Fundament unserer Wirtschaft, unserer Industrie und letztlich unserer gesamten Gesellschaft. Und doch wird sie oft erst dann wahrgenommen, wenn sie knapp, teuer oder unsicher wird.

Mit ENERGIE im FOKUS möchte ich ein neues digitales Magazin etablieren, das genau hier ansetzt: faktenbasiert, unabhängig und mit einem klaren Blick auf jene, die Verantwortung tragen – Entscheiderinnen und Entscheider in energieintensiven Unternehmen, Projektentwickler, Errichter, Betreiber sowie Investoren im Energiesektor.

Mein Name ist Manuel Artz. Ich bin studierter Energietechniker und seit über 15 Jahren als Energieberater sowie international tätiger Projektmanager in der Energiebranche aktiv. Im Jahr 2024 habe ich mich selbständig gemacht – mit dem Ziel, nicht nur Projekte umzusetzen, sondern auch Bewusstsein, Wissen und Orientierung in einem zunehmend komplexen Energiemarkt zu schaffen.

Energie betrifft uns alle. Ohne Strom, Wärme, Kälte und Mobilität steht unsere moderne Zivilisation still – im wahrsten Sinne des Wortes. Dennoch wird Energie häufig nicht als das behandelt, was sie ist:

ein grundlegendes Bedürfnis, das verlässlich, leistbar und nachhaltig verfügbar sein muss. Gerade für Unternehmen ist Energie längst kein reiner Kostenfaktor mehr, sondern ein strategischer Wettbewerbsparameter.

Vorstellung des neuen Formats ^(2/2)

In ENERGIE im FOKUS finden Sie daher:

- Aktuelle Markt- und Technologietrends aus der Energiebranche
- Datenanalysen und Energiekennzahlen, die Entscheidungen fundierter machen
- Experteninterviews mit Praktikern, Vordenkern und Forschenden
- Einblicke in laufende Projekte, innovative Geschäftsmodelle und Best Practices
- Gastbeiträge von Studierenden, Forschenden und Branchenpartnern

Das Magazin erscheint ausschließlich digital und wird Leserinnen und Lesern regelmäßig zur Verfügung gestellt. Ausgewählte Inhalte werden in gekürzter Form auch über Blogs auf meiner Firmenwebsite veröffentlicht.

Mein Anspruch ist es, nicht zu vereinfachen, sondern einzuordnen. Nicht zu polarisieren, sondern Perspektiven zu eröffnen. Und nicht nur über Energie zu sprechen, sondern Energie in den Fokus unternehmerischer und gesellschaftlicher Entscheidungen zu rücken.

Ich danke Ihnen, dass Sie sich die Zeit nehmen, dieses neue Magazin zu lesen, und lade Sie herzlich ein, ENERGIE im FOKUS aktiv mitzugestalten – durch Feedback, Kommentare und den fachlichen Austausch.

Beste Grüße und viel Energie

Ihr

Manuel Artz

Peer-To-Peer-Handel am Strommarkt ^(1/5)

Wo wir rechtlich stehen und was praktisch schon passiert.

Was ist „Peer-to-Peer“ (P2P) im österreichischen Rechtsrahmen überhaupt?

Der aktuelle ElWG-Beschluss (Elektrizitätswirtschaftsgesetz) verankert P2P im Kontext der „gemeinsamen Energienutzung“: Diese kann entweder innerhalb derselben juristischen Person (Mitglieder/Gesellschafter) oder zwischen Vertragspartnern über „Peer-to-Peer-Verträge“ stattfinden.

Wichtig ist dabei die Grundlogik: P2P ist kein Ersatz für den normalen Liefervertrag, sondern eine zusätzliche Möglichkeit für „aktive Kunden“, erneuerbaren Strom zwischen definierten Teilnehmern zuzuordnen und abzurechnen. Genau diese „Zusätzlichkeit“ wird auch auf der offiziellen Plattform energiegemeinschaften.gv.at betont.

Wichtig: Der gehandelte Strom muss aus Eigenproduktion stammen!

Abwicklung/Organisation: Das ElWG sieht vor, dass aktive Kunden (oder die Beteiligten) einen „Organisator“ bestellen können, der u. a. Kommunikation mit Marktteilnehmern/Netzbetreibern, Vertragsabschluss sowie Abrechnung übernimmt.

Parallel regelt das Gesetz klare Informations-/Rechnungs- und Lieferantenpflichten für bestimmte Konstellationen. §§ 66 bis 72 treten laut Übergangsbestimmung mit 1. Oktober 2026 in Kraft.

Peer-To-Peer-Handel am Strommarkt ^(2/5)

Wo wir rechtlich stehen und was praktisch schon passiert.

Dürfen nur KMU mitmachen – oder auch Großbetriebe?

Hier muss man trennen zwischen (A) Energiegemeinschaften und (B) P2P im Rahmen „gemeinsamer Energienutzung“:

A) Bürgerenergiegemeinschaft (BEG):

Mitgliedschaft kann zwar breit sein (auch juristische Personen/öffentliche Stellen), aber die „Kontrolle“ innerhalb der BEG ist beschränkt – u. a. auf natürliche Personen, Gebietskörperschaften und „kleine Unternehmen“ (sofern sie nicht als Elektrizitätsunternehmen agieren).

Das heißt in der Praxis: Großunternehmen dürfen an BEGs teilnehmen, aber dürfen nicht die beherrschende Kontrolle in einer ausüben. Die Teilnahme an Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEG) bleibt Großunternehmen jedoch verwehrt.

B) Peer-to-Peer / gemeinsame Energienutzung:

Für „aktive Kunden, die große Unternehmen sind“ gibt es im EIWG ausdrücklich eine Teilnahmeoption: bis **6 MW** – und sie müssen in der Gebotszone angesiedelt sein.

Damit ist P2P nicht auf KMU beschränkt; der Gesetzgeber zieht eher Leistungs-/Systemgrenzen und setzt Rahmenbedingungen.

Peer-To-Peer-Handel am Strommarkt ^(3/5)

Wo wir rechtlich stehen und was praktisch schon passiert.

P2P vs. EEG/BEG: Warum das oft verwechselt wird.

In Österreich sind Energiegemeinschaften (**EEG/BEG**) politisch und kommunikativ stark präsent (Gründungswelle, Leitfäden, Beratungsstellen). Der Klimafonds-Leitfaden beschreibt Energiegemeinschaften als Zusammenschluss von Privaten, Gemeinden und Unternehmen, um lokal/regional erneuerbare Energie zu erzeugen und zu nutzen. (Klima- und Energiefonds)

P2P dagegen ist im Wording „einfacher“ (bilateral/multilateral über Verträge), aber in der Umsetzung oft mindestens genauso anspruchsvoll, weil es an der Schnittstelle Messung → Zuordnung → Abrechnung → Bilanzierung/Marktkommunikation hängt. Die E-Control beschreibt P2P konzeptionell genau in dieser „Nachbar-/Familienmitglied“-Logik: Eigentümer von Erzeugungsanlagen sollen Überschüsse direkt an andere Verbraucher verkaufen können. (E-Control)

Peer-To-Peer-Handel am Strommarkt ^(4/5)

Wo wir rechtlich stehen und was praktisch schon passiert.

Analytische Einordnung: Was sind die harten Knackpunkte?

Aus der Praxis- und Regulatorikperspektive kristallisieren sich für Österreich fünf Themenblöcke heraus:

1. **Daten & Messung:** Smart-Meter-Granularität, Datenzugang, Zuordnung – ohne das gibt es kein belastbares P2P-Clearing.
2. **Abrechnung & Rollen:** Organisator-Rolle, Informationspflichten, Rechnungslogik – EIWG macht hier explizite Angebote.
3. **System-/Leistungsgrenzen:** z. B. für große Unternehmen bis 6 MW - als politischer Kompromiss zwischen Innovation und Systemschutz.
4. **Abgrenzung zu Energiegemeinschaften:** Governance/Kontrolle, Zweck, Regime – gerade BEG-Kontrollregeln sind ein praktischer „Gatekeeper“.
5. **Timing/Umsetzungspfad:** Der Oktober-2026-Schritt wird für Marktdesign, Prozesse, IT-Anbindung der Netzbetreiber und Standardisierung zentral.

Peer-To-Peer-Handel am Strommarkt ^(5/5)

Wo wir rechtlich stehen und was praktisch schon passiert.

Kurzfassung:

P2P-Stromhandel in Österreich ist weniger ein „Spielzeug“ für Technikverliebte als eine neue Koordinationsform:

Wer erneuerbare Erzeugung dezentral ausbaut, will Überschüsse nicht nur pauschal einspeisen, sondern gezielt – an Nachbarn, Partnerbetriebe, kommunale Liegenschaften oder Community-Mitglieder.

Das ElWG baut dafür mit der „gemeinsamen Energienutzung“ und Peer-to-Peer-Verträgen einen klareren Rechtsrahmen auf, inklusive Rollenmodell (Organisator) und Abrechnungslogik. Gleichzeitig zeigen Plattformen wie smartCOMMUNITY und eFriends, dass P2P-ähnliche Modelle schon heute marktfähig sind – allerdings oft in plattform-/lieferantengetriebenen Umsetzungen, die nicht deckungsgleich mit EEG/BEG sind.

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems

Systemdienlichkeit als Leitprinzip: Wie das neue EIWG den Energiemarkt verändert



„Das neue EIWG ist die Basis für die Umgestaltung des Energiesystems.“

Alfons Haber, Vorstand E-Control

Geboren 1971 in Friesach, Kärnten

1986 bis 1990 Kelag – Lehre Elektroinstallateur in St. Veit/Glan, Kärnten

1990 bis 1995 Kelag – Elektromonteur und Netzplanung in St. Veit/Glan, Kärnten

Studium Elektrotechnik-Wirtschaft und technische Wissenschaften an der TU Graz

2002 bis 2009 E-Control – Abteilung Strom, Senior Expert

2009 bis 2011 Plaut AG

2010 Gründung Unternehmensberatung

Seit 2011 Allgemein beeideter und gerichtlich zertifizierter Sachverständiger

2011 bis 2012 OMV Austria Exploration & Production GmbH – Handlungsbevollmächtigter

Stromvertragsmanagement, Leitung Strom und energiewirtschaftliche Strategien

2013 bis 2021 Professor für Netz- und Systemintegration an der Hochschule Landshut sowie an der TU

München – Campus Straubing, Prodekan der Fakultät Interdisziplinäre Studien

Fortlaufend Publikationen u.a. in den Bereichen Energiewirtschaft, Stromnetze, Energiespeicher sowie

Lehraufträge und Vorträge

Seit März 2021 Vorstand der E-Control

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (1/7)

Sehr geehrter Herr Prof. DI Dr. Haber, vielen Dank, dass Sie sich Zeit für dieses Gespräch nehmen. Die E-Control nimmt im österreichischen Energiesystem seit Jahren eine Schlüsselrolle ein – als Hüterin fairer Marktregeln, als ordnende Kraft in einem zunehmend komplexen System und als Instanz, die Innovation und Systemstabilität gleichermaßen im Blick behalten muss.

Mit dem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wird diese Rolle noch einmal deutlich gestärkt. Neue Akteure, neue Geschäftsmodelle und neue Verantwortlichkeiten treffen auf ein Energiesystem, das gleichzeitig dezentraler, digitaler und anspruchsvoller im Betrieb wird. Umso spannender ist Ihre Perspektive darauf, wie Regulierung diesen Wandel nicht nur begleitet, sondern aktiv gestaltet.

Herr Haber, mit dem neuen EIWG wird die E-Control in mehreren Bereichen deutlich gestärkt und erhält zusätzliche Aufgaben.

Welche neuen Verantwortlichkeiten sehen Sie dabei als besonders herausfordernd – und wo liegt aus Ihrer Sicht der größte Hebel, um den Markt in Richtung Systemdienlichkeit und Effizienz zu entwickeln?

Der Vorgänger des EIWG, das EIWOG, ist in die Jahre gekommen. Alleine die Zeit, die es gebraucht hat, um das EIWG überhaupt auf den Boden zu bringen zeigt, wie vielfältig die Themen und wie divers die Interessenslagen sind. Das EIWG selbst stellt eine umfangreiche Neuregelung der Energiewirtschaft dar und gibt uns als Regulierungsbehörde Werkzeuge in die Hand, um ein modernes, erneuerbares und effizientes Energiesystem der Zukunft zu gestalten.

Trotzdem gibt es durchaus Aspekte, die im EIWG aus unserer Sicht noch nicht optimal geregelt sind.

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (2/7)

Wir nehmen diese Herausforderungen dankend an und das Team der E-Control arbeitet bereits intensiv daran, die einzelnen Elemente auszuarbeiten. Die ersten Verordnungen, die auf Basis des neuen Rechtsrahmens von uns erlassen werden, sind ja auch schon in Begutachtung.

Beim Thema „Systemdienlichkeit“ geht es, allgemein gesprochen, darum, Flexibilität von Netzbenutzern, die dazu beiträgt, Netzkosten zu vermeiden oder zu reduzieren bzw. zu belohnen. Schon in der Vergangenheit war es Netzbenutzern möglich, durch (kurzfristige) Anpassungen des Einspeise- bzw. Verbrauchsverhaltens an Marktsituationen, Energie- und Netzkosten einzusparen. Künftig wird es zusätzliche Möglichkeiten geben, Flexibilität zu „vermarkten“, insbesondere gegenüber den Netzbetreibern. Die Instrumente dafür reichen von marktlich organisierter Flexibilitätsbeschaffung durch Netzbetreiber über flexible Netzanschlussverträge bis hin zu neuen Tarifmodellen.

Peer-to-Peer-Handel wird im ElWG erstmals klar verankert.

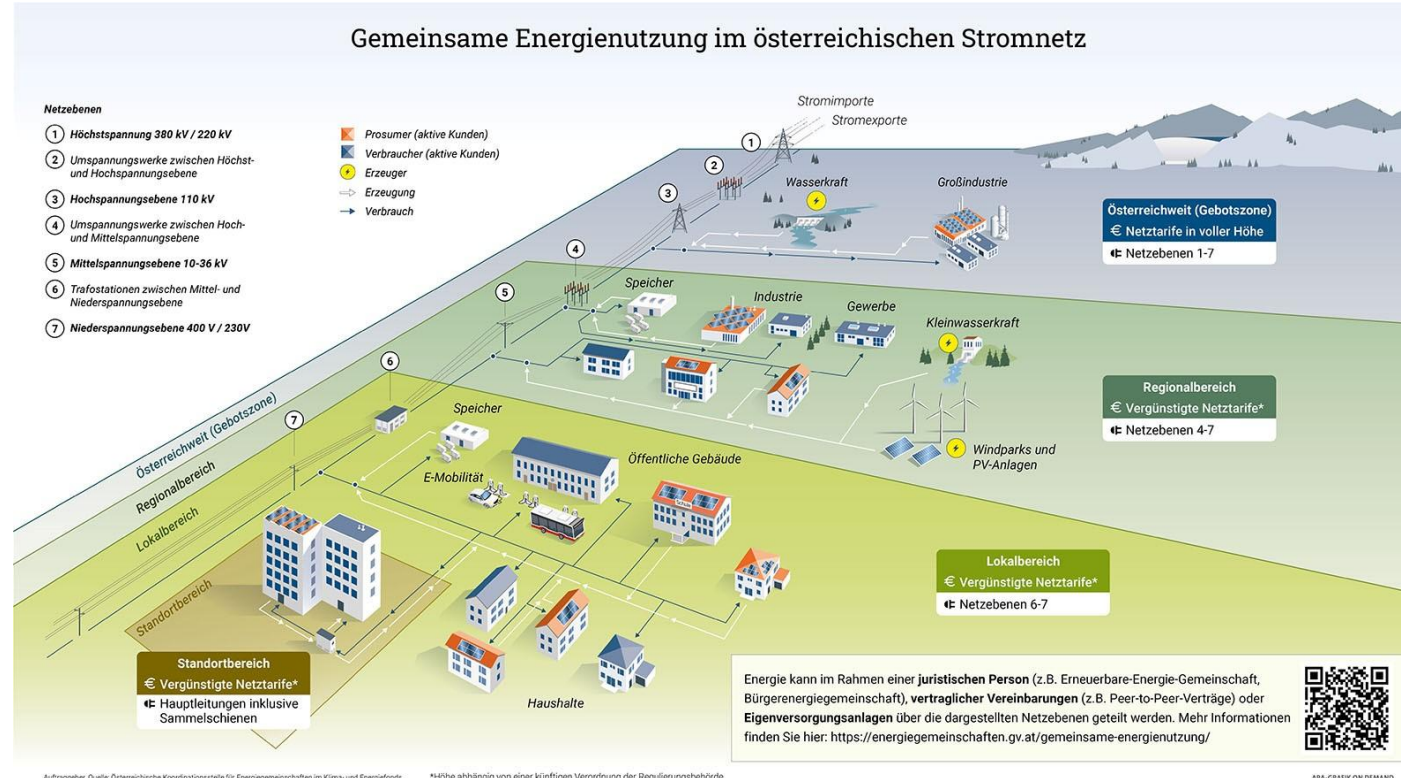
Welche Rolle ist für P2P aus Sicht der E-Control langfristig angedacht: eher als Nischenmodell für engagierte Akteure oder als skalierbarer Baustein des zukünftigen Energiemarkts?

Die Rolle von Peer-to-Peer ist aktuell noch schwer zu beurteilen. Das Interesse ist sicher vorhanden, es wird sich aber erst zeigen, wie sich dieses Modell etablieren kann. Bei den Energiegemeinschaften hat man sicher eine gewisse Dynamik gesehen, die aktuell auch noch weiter anhält. Obwohl es mittlerweile schon mehrere Tausend Energiegemeinschaften gibt, sind diese aus gesamtheitlicher Sicht noch ein Nischenmodell mit geringen Auswirkungen auf das gesamte System. Bei all diesen Modellen sind notwendige organisatorische, rechtliche und technische Hürden zu überspringen, die den Anreiz zur Teilnahme durchaus einschränken. Speziell im Bereich der Energiegemeinschaften waren es vielfach Kommunen, öffentliche Verwaltung und Einrichtungen, die sich für ein derartiges Modell entschieden haben. Es muss sich erst zeigen, ob das P2P-Modell speziell für Privatpersonen und den Gewerbebereich eine attraktive Option darstellt.

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (3/7)

Ein zentrales Thema im Zusammenhang mit P2P ist das sogenannte Nähekriterium. Ist vorgesehen, dieses ähnlich auszulegen wie bei Energiegemeinschaften – insbesondere im Hinblick auf Netzentgeltreduktionen? Und wie effektiv ist dabei aus Ihrer Sicht die tatsächliche Netzentlastung?

Grundsätzlich gelten für die „Aktiven Kunden“ die gleichen Nähekriterien, wie aus dem ElWOG für die Energiegemeinschaften schon bekannt war. Die neuen Ausführungen zur „Gemeinsamen Energienutzung“ führen diese Kriterien weiter. Siehe dazu die Abbildung der Koordinationsstelle:



Quelle: Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, (<https://energiegemeinschaften.gv.at/>), 2026

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (4/7)

Dürfen aus heutiger Sicht auch klassische Energieversorgungsunternehmen Peer-to-Peer-Modelle anbieten?

Und falls ja: Können diese bei systemdienlicher Ausgestaltung ebenfalls von Netzkostenreduktionen profitieren – oder sehen Sie hier bewusst eine Abgrenzung zu neuen Marktakteuren?

Peer-to-Peer-Modelle fallen eindeutig unter den Begriff „Bürgerenergie“ bzw. unter die Rechten und Pflichten der „Aktiven Kunden“. Davon sind klassische Energieversorgungsunternehmen nicht umfasst. Das sollte mit den Bestimmungen in § 6 Abs. 1 Ziff. 7 ElWG ausgeschlossen sein.

Wenn immer mehr aktive Teilnehmer:innen durch Flexibilität, Speicher und P2P-Handel von Netzkostenreduktionen profitieren: Wer wird langfristig die Netzkosten tragen?

Die Vergünstigungen bei Netzentgelten sollen dann erfolgen, wenn Netze gleichmäßiger genutzt werden und der Ausbau hierdurch nicht weiter getrieben wird. Damit sollten die Kosten für alle

in Summe nicht steigen und die Reduktionen wirken sich nicht erhöhend für die Anderen aus. Wenn allerdings Befreiungen so gewählt werden, dass keine Netzkosten bezahlt werden, müssen diese Kosten vom restlichen Kollektiv getragen werden. Das sollte vermieden werden.

Und wie kann Regulierung sicherstellen, dass das System fair bleibt – auch für jene, die nicht aktiv teilnehmen können oder wollen?

Indem stark auf die sogenannte „Kostenverursachungsgerechtigkeit“ geachtet wird. Damit wird vermieden, dass die Kosten anderer sozialisiert werden.

Was mich als Anbieter von Batteriespeicherlösungen besonders interessiert:

Die von der E-Control veröffentlichten Diskussionspapiere zum Messkonzept für Batteriespeicher werden in der Branche intensiv diskutiert. Im Zusammenhang mit Speicherregelungen taucht die Grenze von 250 kWh auf.

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (5/7)

Ist dabei die netto nutzbare oder die nominale Speicherkapazität gemeint – und wie wichtig ist aus Ihrer Sicht eine klare, bundesweit einheitliche Auslegung für Investitionssicherheit?

Die Messkonzepte sind aus unserer Sicht zentral, um unterschiedliche Kombinationen aus Erneuerbaren, Speichern und Verbrauchern zu ermöglichen, daher haben wir mit dem Diskussionspapier Elektrische Speicher und Hybridanlagen, dazu bereits vor Inkrafttreten des ElWG den Abstimmungs- bzw. Diskussionsprozess gestartet. Wir haben hier von den allermeisten Stakeholdern positive Resonanz bekommen und denken daher, dass wir am richtigen Weg sind. Konstruktive Änderungsvorschläge haben wir gründlich geprüft, und diese werden im nächsten Schritt, der Konsultation der diesbezüglichen Regelungen in den TOR, Berücksichtigung finden.

Obwohl wir im Rahmen unserer Stellungnahmen zu ElWG-Entwürfen eine Klarstellung gefordert haben, ob sich der Schwellwert auf die Netto- oder Bruttokapazität bezieht, ist diese Frage leider noch offengeblieben. Für die Umsetzung erachten wir

es als zweckmäßig, den Schwellwert auf die nutzbare (Netto-)Speicherkapazität zu beziehen.

Was mich umso brennender interessiert: Wie ist aktuell der Stand der Arbeitsgruppen zum Thema Netz- und Systemdienlichkeit von Batteriespeichern?

Und welche Kriterien halten Sie persönlich für entscheidend, damit Speicher nicht nur wirtschaftlich attraktiv, sondern auch systemisch wertvoll eingesetzt werden?

Zur Systemnutzungsgrundsatz-Verordnung ist ein zweistufiger Beteiligungsprozess geplant. Zeitnah werden Positionspapiere zur Stellungnahme veröffentlicht werden. Bereits jetzt kann gesagt werden, dass es uns ein zentrales Anliegen ist, ein eindeutiges Kriterienset für die Beurteilung der Netz- und Systemdienlichkeit für Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen.

Klar ist auch, dass mit Ausnahmen oder Reduktionen von Netznutzungsentgelt Verpflichtungen einhergehen werden müssen. Das Gesetz sieht außerdem bereits

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (6/7)

ein zentrales Element vor und das ist der Standort, der durch Netzbetreiber auf Basis von Vorgaben der Regulierungsbehörde ausgewiesen werden soll.

Wird aus Ihrer Sicht auch Arbitrage-Handel oder gezieltes Load Shifting als systemdienlich eingestuft werden können?

Und falls ja: Sehen Sie eine Perspektive, dass für solche Anwendungen Netzentgelte – zumindest teilweise – entfallen oder reduziert werden?

Ich bitte um Verständnis, dass wir zum gegenständlichen Zeitpunkt über solche Details noch keine Auskunft geben wollen.

Es wird aber jedenfalls Regelungen geben, die für Speicher (ebenso wie für Verbrauchs- und Stromerzeugungsanlagen) unter bestimmten, klar definierten Bedingungen, reduzierte Systemnutzungsentgelte vorsehen werden.

Der reduzierte Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) bei Netzentgelten wird von vielen als erstes „Vortasten“ in Richtung dynamischer Netzentgelte interpretiert.

Teilen Sie diese Einschätzung – und wenn ja: In welchem Zeithorizont erwarten Sie realistisch eine breitere Einführung dynamischer Netzentgeltmodelle in Österreich? Das AIT ist ja bereits mit einigen Stromnetzbetreibern dabei einige Varianten zu testen.

Der SNAP dient in erster Linie dazu, auf einfache Art und Weise einen Anreiz zu schaffen, die hohen Erzeugungsspitzen im Sommer durch PV möglichst gleich auf der Niederspannungsebene verbrauchen zu lassen. Wenn die Strommengen nicht mehrfach über alle Netzebenen transformiert werden müssen, entsteht hieraus ein Vorteil für alle. Parallel dazu wurde für Industriekunden auf Netzebene 3 und 4 das sogenannte „regelbare Netzentgelt“ eingeführt. Hierbei gibt es eine deutlich stärkere Vergünstigung, wenn Verbräuche flexibel an den Netzbedarf angepasst werden können.

Ein etwaiger Vorteil für das Netz ist damit größer und daher gibt es auch eine stärkere Vergünstigung. Derzeit sehen wir „dynamische Netzentgelte“ als Definition von sich laufend

Flexibilität: Die neue Währung des Energiesystems (7/7)

ändernden Netzentgelten wie im Energiebereich. Das würden wir nicht empfehlen, da die Volatilitäten am Strommarkt viel größer sind, als dies im Netz abbildbar ist. Die Idee ist eine generelle Vergünstigung der Netzentgelte, wenn dynamisch der Verbrauch angepasst werden kann. Damit sind es grob gesprochen keine „dynamischen Netzentgelte“ sondern generell verringere „Netzentgelte für dynamische Nutzung des Netzes“.

Herr Prof. DI Dr. Haber, vielen Dank für dieses Gespräch und für Ihre Einblicke. Was man aus Ihrer Perspektive sehr deutlich mitnimmt, ist die anspruchsvolle Balance, die die E-Control heute leisten muss: Innovation ermöglichen, ohne die Systemstabilität zu gefährden – und neue Geschäftsmodelle zulassen, ohne die Fairness im Gesamtsystem aus dem Blick zu verlieren.

Gerade in einer Phase, in der Peer-to-Peer-Handel, Batteriespeicher, aktive Kund:innen und neue Tariflogiken gleichzeitig an Bedeutung gewinnen, ist eine klare, vorausschauende Regulierung entscheidend.

Vielen Dank für Ihre Arbeit – und für Ihren Beitrag, das österreichische Energiesystem strukturiert und zukunftsfähig weiterzuentwickeln.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(1/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Im Leitartikel der ersten Ausgabe von ENERGIE im FOKUS wurde die Notwendigkeit einer neuen Systemlogik im Stromnetz betont: weg von pauschalen Begünstigungen, hin zu verursachungsgerechter Kostenverteilung und klaren, investitionsleitenden Signalen. Auch im Interview mit E-Control-Vorstand Alfons Haber wurde deutlich, dass Regulierung künftig stärker zwischen volkswirtschaftlichem Nutzen und einzelwirtschaftlichen Geschäftsmodellen differenzieren muss.*

Die nun vorliegenden beiden Teile der **Marktkonsultation** zur **Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung (SNE-GV)** setzen genau hier an – und konkretisieren, wie Systemdienlichkeit künftig definiert, gemessen und tariflich berücksichtigt werden soll.

Als Vorläufige Position der E-Control wurde Systemdienlichkeit wie folgt definiert:

„Systemdienlichkeit im Sinne des ElWG umfasst diverse Aspekte und muss aufgrund der überaus breiten Begriffsbestimmung über unterschiedliche Regelungen zur Bemessung bzw. Reduktion der Systemnutzungsentgelte umgesetzt werden. Allen Instrumenten gemein ist, dass sie auf netzseitige Kostenvermeidung bzw. -einsparungen abzielen.“

Quelle: E-Control (<https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwuerfe>), 2026

* Sowohl der Leitartikel als auch das Interview wurden vor der Veröffentlichung der Marktkonsultationen zur SNE-GV erstellt.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(2/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Teil 1: Neue Entgeltstruktur – Leistung wird zum zentralen Maßstab

Der erste Teil der Konsultation (19.02.2026) schafft die strukturelle Grundlage für die Netzentgelte ab 2027.

1. Leistung statt Pauschale

Künftig wird das Netznutzungsentgelt konsequent an der tatsächlichen ¼-h-Höchstleistung pro Monat ausgerichtet. Damit wird die bisherige Pauschalsystematik auf Netzebene 7 beendet.

Zielbild:

- 40 % Leistungsanteil am Netznutzungsentgelt
- Mindestbemessungsgrundlage von 20 % der vertraglichen Leistung

Das entspricht exakt jener Logik, die im Leitartikel eingefordert wurde: Wer Kapazität beansprucht, soll sie auch verursachungsgerecht finanzieren.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(3/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

2. Neues Netzanschlussentgelt: Zwei Säulen

Das Netzanschlussentgelt wird künftig aus zwei Komponenten bestehen:

Komponente	Zweck
Aufwandsorientierter Anteil (AWA)	konkrete Anschlusskosten
Pauschaler Anteil (PA)	anteilige Kosten für Netzausbau

Bemerkenswert ist: Der pauschale Anteil kann bei **netz- oder systemdienlichem Verhalten um 30 % reduziert** werden. Damit wird Systemdienlichkeit nicht mehr pauschal behauptet – sondern tariflich präzise incentiviert.

Teil 2: Systemdienlichkeit – keine Pauschalbegünstigung mehr

Der zweite Teil der Konsultation (27.02.2026) widmet sich explizit dem Begriff des „systemdienlichen Betriebs“. Und hier liegt die eigentliche regulatorische Weichenstellung.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(4/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Systemdienlichkeit ist kein Anlagentyp – sondern ein Betriebsmodus

Die E-Control stellt klar:

1. Systemdienlichkeit bezieht sich auf den Betrieb, nicht auf die Technologie.
2. Der Standort ist notwendig, aber nicht hinreichend.
3. Mehrere Instrumente mit unterschiedlicher Wirkung sind vorgesehen.

Das ist ein fundamentaler Paradigmenwechsel. Gerade im Bereich Speicher wird nicht mehr unterstellt, dass jede Batterie automatisch systemdienlich sei. Vielmehr werden strenge kumulative Kriterien definiert:

- geeigneter Standort laut Netzentwicklungsplan
- mindestens 1 MW Engpassleistung
- Vertrag mit dem Regelzonenführer
- betriebliche Einschränkungen („Hüllkurven“)
- Blindleistungsverpflichtungen
- Zuschlag in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren

Nur dann gilt die 20-jährige Befreiung vom Netznutzungs- und Netzverlustentgelt.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(5/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Warum das volkswirtschaftlich sinnvoll ist

Im Interview mit Alfons Haber wurde betont, dass Regulierung Kostenwahrheit herstellen muss. Genau das passiert hier. Würde man sämtliche Speicher pauschal als systemdienlich qualifizieren, entstünde ein struktureller Systemfehler:

- 20 Jahre Netzentgeltbefreiung
- massive Einnahmenverschiebung
- Kostenüberwälzung auf andere Netznutzer

Die Konsultation vermeidet genau diesen Fehler – indem sie die Hürde bewusst hoch legt.

Das ist im Sinne der Allgemeinheit:

- ✓ Systemdienlichkeit nur bei nachweisbarem Netznutzen
- ✓ Wettbewerbliche Ausschreibung statt automatischer Begünstigung
- ✓ Keine strukturelle Bevorzugung spekulativer Geschäftsmodelle

Vielleicht reduziert das auch die aktuelle „Goldgräberstimmung“ bei den Batteriespeicherprojekten, die wir bereits aus der frühen Phase langfristiger PV-Förderungen kennen.

Wenn es so bleibt, ist der Regulierungsbehörde tatsächlich ein Coup gelungen.

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte (6/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Die sechs Instrumente der Systemdienlichkeit

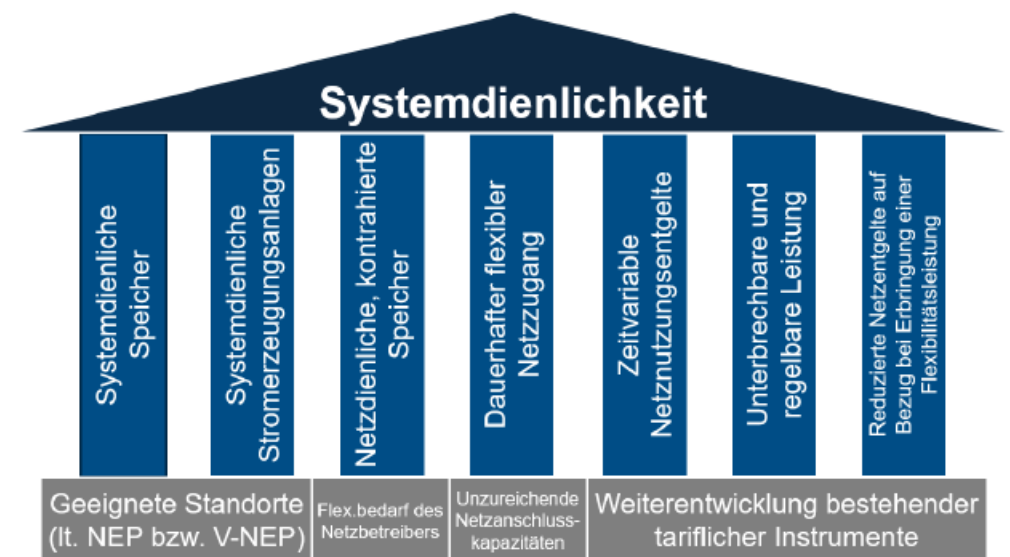
Laut Teil 2 stützt sich Systemdienlichkeit künftig auf mehrere tarifliche Instrumente:

1. Systemdienliche Speicher
2. Systemdienliche Stromerzeugungsanlagen
3. Netzdienliche, kontrahierte Speicher
4. Dauerhafter flexibler Netzzugang
5. Zeitvariable Netznutzungsentgelte
6. Unterbrechbare und regelbare Leistung

Die Tabelle auf Seite 15/16 der Marktkonsultationen fasst die Voraussetzungen und Wirkungen übersichtlich zusammen.

Entscheidend:

Nicht jede Maßnahme führt zu einer Entgeltbefreiung – teilweise geht es „nur“ um Reduktionen beim Anschlussentgelt oder um zeitvariable Tarife.



Quelle: E-Control (<https://www.e-control.at/bereich-recht/aktuelle-begutachtungsentwurfe>), 2026

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte (7/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Einordnung als Erweiterung des Leitartikels

Der Leitartikel sprach von:

„einem Ordnungsrahmen, der Investitionen lenkt statt Fehlanreize verstärkt.“

Die Marktkonsultation liefert nun die regulatorische Architektur dafür.

Sie verbindet:

- Kostenverantwortung (Teil 1)
- gezielte Systemanreize (Teil 2)
- wettbewerbliche Elemente
- klare technische Anforderungen

Systemdienlichkeit mit Maß und Mitte ^(8/8)

Die Marktkonsultationen zur SNE-GV als konsequente Fortsetzung des Leitartikels.

Fazit

Die beiden Marktkonsultationen sind kein technisches Detailpapier – sie sind die tarifliche Grundsatzentscheidung für das Stromsystem ab 2027.

1. Systemdienlichkeit wird nicht verschenkt.
2. Flexibilität wird nicht pauschal subventioniert.
3. Kosten werden verursachungsgerecht verteilt.

Wenn dieser Kurs beibehalten wird, könnte tatsächlich vermieden werden, dass sich ein neuer Förder- oder Speicherboom zulasten der Allgemeinheit entwickelt.

Und das wäre im besten Sinne energiepolitische Verantwortung.

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende

Wie lässt sich Energie optimal nutzen, um die Energiewende aktiv mitzugestalten?



„smartCOMMUNITY, als flexibelste Energiegemeinschaft Österreichs, wird die Energiewirtschaft in den nächsten Jahren revolutionieren.“

Thomas Russ · Vertriebsleiter · Energie Steiermark Kunden GmbH B2C

Highlights der Vita. Aktuelle Position.

Vertriebsleiter Energie Steiermark Kunden GmbH B2C

Lead smartENERGY

Führend bei der Entwicklung smarter Tarife

Einführung smartCOMMUNITY als Energiegemeinschaft der Zukunft

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende ^(1/8)

Hallo Thomas,
danke dir, dass du dir Zeit für das Gespräch nimmst. Was ich an smartENERGY und speziell an eurer smartCOMMUNITY so spannend finde, ist die Art, wie ihr mehrere Welten zusammenbringt: klassische Energieversorgung mit klarer Sicherheit – und gleichzeitig neue Modelle, die aktiven Kund:innen mehr Gestaltungsspielraum geben.

Gerade jetzt, wo Peer-to-Peer und Energiegemeinschaften überall diskutiert werden, ist eure Perspektive extrem wertvoll, weil ihr nicht nur über Konzepte spricht, sondern bereits eine Methodik habt, wie so ein System in der Praxis funktionieren kann – inklusive Direktverträgen, Community-Handel und einem sauberen Backup-Konzept.

Lass uns deshalb direkt einsteigen – von eurer Vision über den dreistufigen Handel bis hin zu der Frage, wie ihr die neuen Rahmenbedingungen rund um ElWG, Nähekriterium und Peer-To-Peer-Handel einschätzt.

Wenn du eure Vision von smartENERGY in zwei Sätzen zusammenfassen müsstest: Wofür wollt ihr stehen – und welches Problem löst ihr für Kund:innen wirklich?

Wir ermöglichen unseren Kund:innen die aktive Teilnahme an der Energiewende. Es wird immer wichtiger, Energie sinnvoll und bewusst zu nutzen, sowie Verbräuche in Zeiten zu verschieben, wo viel Überschussenergie vorhanden ist. Genau das liefern wir mit unseren flexiblen Tarifen, die sich unmittelbar am Energiemarkt orientieren, sowie unserer innovativen smartCOMMUNITY Plattform, die das Teilen von Energie erlaubt.

Was ist euer klares Alleinstellungsmerkmal bei der smartCOMMUNITY? Was macht ihr anders als andere Angebote am Markt – und warum ist genau das für eure Zielgruppe entscheidend?

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (2/8)

smartCOMMUNITY unterscheidet sich vor allem dadurch, dass wir Energie-Sharing für alle sehr einfach zugänglich machen – egal ob Privatperson, Landwirtschaft oder Unternehmen.

Klassische Energiegemeinschaften haben meistens starre Ein-Preis-für-Alle-Modelle und erfordern hohen administrativen Aufwand und zusätzlich noch erhebliche Einmal-Investitionen.

Unsere Nutzer:innen hingegen können sich unkompliziert anmelden und selbst entscheiden, wann und um wie viel sie Überschussenergie beziehen bzw. über die Plattform teilen wollen – voll automatisiert und österreichweit.

Man braucht nur einen Smart Meter, muss unser Stromkunde sein und um 2,50 € im Monat Mitglied unserer Community werden – schon kann man aktiv am Energiemarkt teilnehmen.

In der smartCOMMUNITY arbeitet ihr mit einem mehrstufigen Modell: Eigenverbrauch, Peer-to-Peer mit ausgewählten Teilnehmer:innen, Community-Handel und Reststrom über einen Backup-Tarif. Kannst du kurz erklären, wie das genau funktioniert – vor allem die Methodik hinter dem Community-Handel?

Ziel ist es so viel Überschuss wie möglich optimal in der Community zu verwerten, da man ja bekanntlich von seinem Energielieferanten kaum mehr etwas für die eingespeiste Energie bekommt, bzw. sogar die Gefahr besteht – speziell in den Sommermonaten – für die Einspeisung zahlen zu müssen.

Die erste Stufe ist die sogenannte „Selbstoptimierung“, die nur zur Anwendung kommt, wenn man mehrere Objekte hat, die man mit einem Mausklick untereinander mit Überschussenergie versorgen will. Dann kann man Energiefreunde einrichten, z.B. Freunde oder Familienmitglieder, denen man zu individuellen Preisen Überschuss verkaufen oder verschenken kann. So bekommen z.B. meine Schwiegereltern in Leibnitz als meine Energiefreunde meinen Überschuss um 0 ct/kWh.

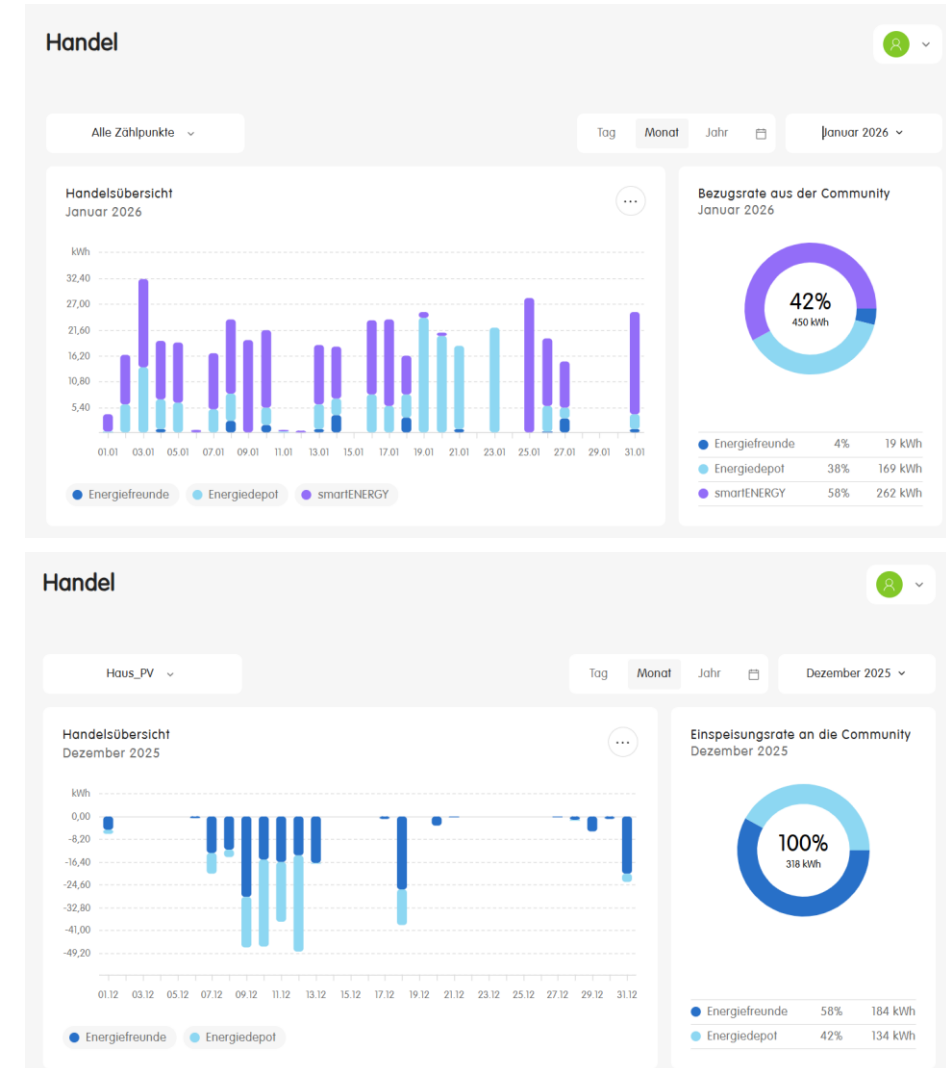
Dann habe ich noch zwei weitere, denen ich den Strom um 4 ct/kWh bzw. 8 ct/kWh verkaufe. Sollte ich noch weiteren Überschuss haben, kann ich diesen im Energiedepot verkaufen.

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (3/8)

Hier können Produzenten einen Minimalpreis eingeben, den sie erzielen wollen, und Konsumenten einen Maximalpreis, den sie bezahlen wollen. Die Plattform sucht dann aufgrund der Smart Meter ¼ Stunden Werte die optimalen Übereinstimmungen und teilt die gesamte erzeugte Energie auf die Konsumenten auf.

Das Einzigartige ist, dass Produzenten eigentlich immer mehr bekommen, als sie wollen und Konsumenten immer weniger zahlen, da ein Mischpreis verrechnet wird. Das heißt, wenn der Produzent mindestens 5 ct/kWh möchte und einen Käufer zugewiesen bekommt, der maximal 15 ct/kWh bezahlen möchte, bekommt der Produzent 10 ct/kWh und der Konsument zahlt 10 ct/kWh.

Alles, was dann noch an Überschuss vorhanden ist, nehmen wir als Energielieferant zum vereinbarten Tarif ab. Ebenso verhält es sich bei Konsumenten. Alles was nicht aus der smartCOMMUNITY bezogen werden kann, liefern wir mit dem ausgewählten „Reststrom“-Tarif.



Quelle: smartCOMMUNITY (smartENERGY), 2026

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (4/8)

Wie bewertet ihr die Entscheidungen durch das ElWG und die begleitenden rechtlichen Rahmenbedingungen – speziell mit Blick auf die Entwicklung des Peer-to-Peer-Handels? Seht ihr eher Rückenwind oder entstehen dadurch auch neue Hürden?

Naja, wir haben grundsätzlich mit unserer smartCOMMUNITY keine Berührungspunkte mit dem ElWG, dennoch sehen wir gerade das Konstrukt des P2P Handels als interessante Entwicklung. Unsere Energiefreunde sind ja im Prinzip nichts anderes als P2P Verträge nur ohne Vergünstigung der Netztarife.

Durch den neu geschaffenen Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) jedoch, erwarten wir massiven Rückenwind. Die Gewährung eines 20% Rabatts auf die Netzgebühren zwischen 10:00 und 16:00 gerade in den Zeiten, in denen unsere smartCOMMUNITY Teilnehmer am meisten Energie teilen stellt uns quasi auf die gleiche Ebene mit regionalen Energiegemeinschaften in denen Kunden sich 28% der Netzgebühren sparen.

Wir arbeiten aber bereits daran auch hier in unserer smartCOMMUNITY den Teilnehmern die Möglichkeit zu geben mit

ihren Energiefreunden P2P Verträge abzuschließen. Wie die Abwicklung dann im Hintergrund mit der EDA Plattform etc. genau vor sich geht, wird sich in den nächsten Monaten ergeben.

Wie ist deine Einschätzung zum „Nähekriterium“ beim Peer-to-Peer-Handel? Ist das aus deiner Sicht ein sinnvoller Mechanismus, um Systemdienlichkeit zu fördern – oder wird es eher zur Einschränkung für innovative Modelle?

Die Nähe muss ja sein, damit eben der Strom nicht über große Distanzen transportiert werden muss. Nur so ergibt sich eine Entlastung des Stromnetzes. Dies wird meiner Meinung nach aber dazu führen, dass P2P Verträge kein Massenphänomen werden. Ich frage mich auch wie hier die Abwicklung von Statten gehen soll. Wie finden sich die beiden Peers? Wie erfolgt die Preisbildung bzw. wer macht die Ver- und Abrechnung? Bekomme ich dann von meinem Nachbarn ein SEPA Mandat für die monatlichen Abbuchungen und was passiert bei Nichtzahlung? Aber genau diese Themen versuchen wir in Zukunft durch unsere smartCOMMUNITY abzudecken, sodass der Zugang einfach wird.

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (5/8)

Das sind berechtigte Punkte. Ich bin auch der Meinung, dass man nicht ohne formalen Rahmen auskommen wird, außer man verschenkt den Strom. Welchen Effekt erwartet ihr durch diese neuen Rahmenbedingungen für konventionelle Energieversorgungsunternehmen – und welchen für Energiegemeinschaften bzw. neue Peer-to-Peer-Modelle? Gibt's da aus deiner Sicht klare Gewinner/Verlierer – oder eher neue Rollenverteilungen?

Ich sag dir ehrlich, dass ich nicht an einen großen Siegeszug der Energiegemeinschaften glaube. Die Preisgestaltung ist doch ein wenig dubios, da ja die Konsumenten aktuell bei den meisten EGs ca. 10 ct/kWh netto zahlen, obwohl gerade zu diesem Zeitpunkt die Energie am Markt eher weniger wert ist, wenn man sich die Spotpreise anschauen würde. Auch der administrative Aufwand ist nicht unerheblich, um EGs zu verwalten. Was ich auch nicht verstehe, ist ja grundsätzlich der Gedanke, dass EGs ja eigentlich nicht gewinnorientiert sein sollten, dennoch gibt es zahlreiche Anbieter, die für nicht unerhebliche Kosten hier Plattformen anbieten und die Verwaltung übernehmen.

Wie wird das finanziert, wenn ich ja als Teilnehmer den größtmöglichen Nutzen erzielen möchte?

Auch werden die Energielieferanten den Teilnehmern der EGs bald spezielle Tarife – sowohl für Bezug als auch Einspeisung – vorschreiben müssen, da ja den Lieferanten bei ihrer Energiebeschaffung durch die EGs die günstigen Marktzeiten entzogen werden. Also es bleibt spannend.

Was sind aus deiner Sicht aktuell die drei größten Herausforderungen, an denen ihr gerade am stärksten arbeitet - egal ob technisch, regulatorisch, wirtschaftlich oder auf Kundenseite?

Die absolut größte Herausforderung ist die Verfügbarkeit der Smart Meter Daten. Für die Teilnahme an allen neuen Geschäftsmodellen wie smarte Tarife oder smartCOMMUNITY benötigt man die ¼ Stunden Wert der jeweiligen Netzbetreiber. Da hat sich bisher gezeigt, dass da die Netzbetreiber erhebliche Schwierigkeiten haben.

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (6/8)

Auch die aktuelle Entwicklung mit Preisdeckeln für Fixpreise oder dem Ruf nach generell einem regulierten Markt würde alle neuen Geschäftsmodelle vernichten. Wer geht noch in einen Spot Tarif mit der Gefahr, dass man im Winter am Abend vielleicht 30 ct/kWh zahlt, wie es aktuell gerade der Fall ist, wenn man einen regulierten Fixpreis von 10 ct/kWh haben kann. So niedrig kann der Spot-Preis zu Sonnenstunden oder im Sommer gar nicht sein, um dieses Risiko einzugehen. Auch die Netzbetreiber werden damit keine Freude haben, da ja dann Themen wie Netzentlastung durch Lastverschiebung keinen Konsumenten mehr interessieren.

Das sind alles berechnete Fragen, die wir uns bei der bestmöglichen Ausgestaltung der Marktregeln stellen sollten.

Zurück zur smartENERGY: Wie ist grob die prozentuale Aufteilung bei euren Stromkund:innen zwischen Fixtarif, Float-Tarif und dynamischem Tarifmodell?

Und seht ihr hier gerade eine klare Verschiebung?

Wir sehen eine ganz klare Verschiebung. Mittlerweile haben wir mehr als 1/3 unserer Kunden in "Monatsfloatern".

Aber auch die dynamischen Stundentarife kommen immer mehr auf. Hier merkt man jedoch eine starke Fluktuation je nach Jahreszeit und Marktpreientwicklung. Im Sommer kann der Spot Tarif sehr günstig sein, jedoch im Winter wenn lange keine Sonne scheint und auch der Regen ausbleibt sehr teuer. Hier hat der Gesetzgeber für uns sehr nachteilig eingegriffen, da Kunden in diesen Tarifen keine Vertragsbindung haben dürfen.

Rosinenpicken, sozusagen.

Welche Kund:innen verwenden bevorzugt das dynamische Tarifmodell – und warum? Sind das eher „Power User“, eher preisgetriebene Kund:innen oder jene mit PV, Speicher, E-Auto etc.?

Wir haben tatsächlich eine Umfrage bei unseren Kunden gemacht und festgestellt, dass es hier kein Muster gibt. Es sind auf jeden Fall Kunden, die sich ein wenig Gedanken über das machen, was man so in den Zeitungen liest. Teuer Netzausbau, Lastverschiebung, Überangebot zu Mittag, etc.

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (7/8)

Diese Kunden versuchen bewusst die billigen Zeiten auszunutzen und hier ihre Verbraucher zu starten und in den teuren Zeiten – vor allem zwischen 17:00 und 21:00 Uhr – keine Waschmaschine oder Wäschetrockner zu aktivieren. Aber auch hierfür haben wir Lösungen, wie z.B. unsere energyUSE APP, die es Kunden ermöglicht automatisiert Verbraucher in günstigen Zeiten zu starten.

Somit entspricht das von dir beschriebene Kundenverhalten genau jenem, das allseits erwünscht ist. Der preisgetriebene Lenkungseffekt funktioniert offensichtlich.

Wie siehst du den Einsatz von Batteriespeichern bei euren Kund:innen – und welchen Effekt hat das auf euer Modell bzw. euer Gesamtportfolio?

Werden Speicher eher zur Ergänzung oder langfristig zum zentralen Gamechanger?

Der Speicher ist ein ganz wichtiger Bestandteil in unseren Überlegungen. Lange Zeit waren diese viel zu teuer und haben sich in keinem unserer Geschäftsmodelle amortisiert.

Doch mittlerweile sind Speicher richtig günstig und zahlen sich wirklich aus. Unabhängig davon, dass meiner Meinung nach jeder PV Anlagen Betreiber verpflichtend einen Speicher installieren müsste, um PV Spitzen ein wenig abzufangen und um dadurch das Netz zu entlasten, werden Speicher künftig auch für Kunden spannend, die keine PV Anlage haben. Sei es, weil sie in einer Wohnung wohnen, oder weil die Gegebenheiten ihres Daches einfach eine PV Anlage nicht zulassen. So sind wir gerade dabei, eine Lösung auf den Markt zu bringen, wo Kunden ohne PV Anlage einen Speicher unkompliziert bei sich installieren können um diesen aus dem Netz mittels eines dynamischen Tarifs in günstigen Zeiten aufladen zu können, um dann in den teuren Stunden die Energie aus dem Speicher zu ziehen. Auch wird es bald möglich sein, den Speicher eines "Energiefreundes" via smartCOMMUNITY aus der Ferne mit Sonnenstrom zu beladen.

Das sind ja spannende Aussichten.

Welche Neuerung habt ihr mittelfristig geplant – was dürfen wir bei smartENERGY als Nächstes erwarten?

smartCOMMUNITY als Schritt zur Energiewende (8/8)

Wir arbeiten ständig an der Weiterentwicklung unseres Portfolios um den Kunden tolle innovative Produkte und Lösungen bieten zu können und um die Energiewende weiter voranzutreiben. Speziell im Bereich Speicher stecken wir erst in den Anfängen bei den Überlegungen einer sinnvollen Nutzung. Auch der Einsatz von KI in einzelnen Bereichen darf natürlich heutzutage nicht fehlen, z.B. bei der automatisierten Bewirtschaftung von Speichern. Aber unser Hauptaugenmerk liegt vor allem in der Weiterentwicklung der smartCOMMUNITY um allen Kunden eine Möglichkeit zu bieten ohne große Hürden am Energiemarkt teilzunehmen und günstige, grüne Energie zu nutzen.

Thomas – vielen Dank für den offenen Einblick.

Was man aus eurem Modell sehr stark mitnimmt, ist diese seltene Mischung aus Struktur und Innovation: Ihr schafft es, Kund:innen aktiv einzubinden, ohne das System unnötig kompliziert zu machen – und genau das wird in den nächsten Jahren entscheidend sein.

Gerade in einer Phase, in der viele neue Begriffe im Raum stehen – Peer-to-Peer, Communities, dynamische Tarife, Flexibilitäten – zeigt ihr sehr praktisch, wie man daraus ein echtes, funktionierendes Setup bauen kann, das skalierbar bleibt und trotzdem verständlich ist.

smart
ENERGY.



Quelle: smartCOMMUNITY (smartENERGY), 2026

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (1/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

„P2P ist ein disruptives
Marktdesign und
stellt den Strommarkt
auf den Kopf“



„P2P ist ein
Bürokratiemonster und
wirtschaftlich nicht
skalierbar“

Quelle: KI-generiertes Bild, erstellt mit ChatGPT (OpenAI), 2026

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (2/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

Position - Disruptives Marktdesign

Argumentationslinie:

P2P-Verträge untergraben die klassische Rollenverteilung des Strommarkts (Erzeuger → Lieferant → Kunde).
Strom wird nicht mehr anonym über Märkte verteilt, sondern gezielt sozial, räumlich oder vertraglich zugeordnet.

Was tatsächlich disruptiv ist:

- Aufteilung der physischer Lieferung auf mehrere wirtschaftliche Akteure → Strom fließt physikalisch gleich, wird aber ökonomisch anders verteilt. Dasselbe gilt auch für Energiegemeinschaften.
- Aktive Kunden werden zu Marktakteuren (wenn auch begrenzt) → Preis, Partner und Zweck des Stroms werden wählbar.
- Lokale Wertschöpfung wird explizit sichtbar → Nicht nur „woher kommt der Strom“, sondern „wem nützt er“. Diese Regionalität wird auch durch reduzierte Netztarife subventioniert, wobei der Begriff „Nahebereich“ sowie die Höhe der Subvention noch nicht final definiert wurden.

In dieser Lesart ist P2P kein Produkt, sondern ein Paradigmenwechsel:
vom anonymen Massenmarkt zum beziehungsbasierten Energiemarkt.

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (3/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

Position - Disruptives Marktdesign

Aber:

Diese Disruption bleibt systemisch kontrolliert:

- keine Aufhebung von Netzbetrieb, Bilanzierung, Systemverantwortung,
- keine Abschaffung von Lieferanten,
- keine freie Preisbildung ohne regulatorische Leitplanken.

Fazit:

P2P ist konzeptionell disruptiv, aber operativ domestiziert.

Es verändert wer entscheidet, nicht wer verantwortlich bleibt.

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (4/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

Position - Bürokratiemonster:

„P2P ist ein Bürokratiemonster und wirtschaftlich nicht skalierbar“

Argumentationslinie:

P2P erzeugt zusätzliche Rollen (Organisator), Verträge, Abrechnungslogiken, IT-Schnittstellen, Informationspflichten – bei gleichzeitig geringer Energiemenge.

Was daran nicht von der Hand zu weisen ist:

- Hoher Koordinationsaufwand → Messung, Zuordnung, Clearing, Information, Abrechnung.
- Mehrschichtige Regulierung → ElWG, Marktregeln, Datenschutz, Steuerrecht, Konsumentenschutz.
- Begrenzte wirtschaftliche Hebel → restliche Netzentgelte, Abgaben und Steuern bleiben dominant.
- Mehraufwand für Stromnetzbetreiber → Mehrkosten müssen kompensiert und auf weniger Kunden aufgeteilt werden.

Gerade aus Sicht klassischer Marktakteure wirkt P2P daher wie:

„viel Verwaltungsaufwand für wenig Kilowattstunden“.

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (5/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

Position - Bürokratiemonster:

Dieses Argument verkennt zwei Punkte:

- Der Aufwand ist nicht Selbstzweck, sondern der Preis für Marktzugang ohne Lieferantenpflicht.
- Bürokratie ersetzt hier Marktmacht → statt großer Akteure regelt der Rechtsrahmen Fairness und Systemschutz.

Fazit:

P2P ist komplex, aber nicht ineffizient – es ist regulatorisch teuer, um systemisch billig zu bleiben.

Die fachlich belastbare Mittelposition (und wahrscheinlich die richtige):

P2P ist kein neues Strommarktsystem, sondern ein Ergänzungsmodul.

Weder revolutioniert P2P den Strommarkt vollständig, noch ist es ein reines Bürokratieprojekt ohne Nutzen.

Sachlich treffender ist: P2P ist ein präzises Werkzeug für klar definierte Anwendungsfälle.

Disruptives Marktdesign oder Bürokratiemonster (6/6)

P2P-Verträge zwischen Marktinnovation und Systemrealität

Wo P2P sinnvoll ist:

- Quartiere, Gemeinden, Areale
- Produzenten-Verbraucher-Beziehungen mit sozialem oder strategischem Mehrwert
- Kombination mit Energiegemeinschaften, Flexibilitäts- und Speicherstrategien
- Bewusste Kunden, nicht anonyme Massenmärkte

Wo P2P nicht funktioniert:

- Als Ersatz für den Großhandelsmarkt
- Für reine Kostenoptimierung ohne ideellen oder strategischen Nutzen
- Ohne digitale Mess- und Abrechnungsinfrastruktur
- In Systemen ohne Vertrauen zwischen Teilnehmern

P2P ist weder die Revolution des Strommarkts noch ein regulatorischer Irrweg.

Es ist der Versuch, Markt, Technik und gesellschaftliche Erwartungen neu auszubalancieren – und genau deshalb politisch, ökonomisch und systemisch umkämpft.

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit

Strom dort nutzen, wo er gebraucht wird – zum selbst gewählten Tarif

„Unser klares Alleinstellungsmerkmal ist, dass wir Energy Sharing von z.B. Sonnenstrom in Echtzeit bereits heute operativ umsetzen – nicht als Pilot oder Vision, sondern im laufenden Betrieb.“

Matthias Katt · Geschäftsführer · eFriends

Wir sind
eFriends

INTERVIEW



Quelle: eFriends (<https://www.efriends.at/about-us/>), 2026

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit ^(1/7)

Hallo Klara, hallo Matthias,

danke euch, dass ihr euch Zeit für das Gespräch nehmt. Was ich an eFriends besonders spannend finde, ist eure klare Haltung: Ihr denkt Stromversorgung nicht als starres Produkt, sondern als etwas, das sich an den Alltag der Menschen anpassen muss – transparent, fair und digital.

Gerade jetzt, wo Peer-to-Peer-Handel, Energiegemeinschaften und neue gesetzliche Rahmenbedingungen immer stärker in den Fokus rücken, ist eure Perspektive extrem wertvoll. Denn ihr sprecht nicht nur über neue Modelle – ihr arbeitet seit Jahren daran, diese in der Praxis tatsächlich möglich zu machen.

Lass uns deshalb direkt einsteigen – von eurer Vision über euren datengetriebenen Ansatz bis hin zu den großen Fragen rund um ElWG, Nähekriterium und die Zukunft von Peer-to-Peer in Österreich.

Wenn ihr eure Vision von eFriends in zwei Sätzen zusammenfassen müsstet: Wofür wollt ihr stehen – und welches Problem löst ihr für Kund:innen wirklich?

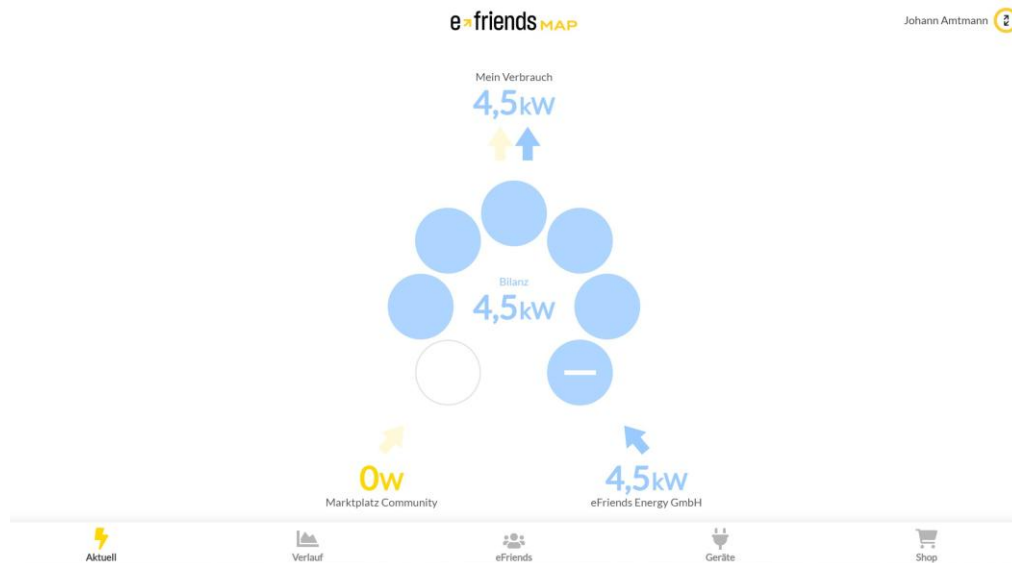
Bei eFriends stehen wir für Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit. Wir ermöglichen, dass selbst erzeugter Strom genau dort genutzt wird, wo er gebraucht wird auch in der Stadt oder dort, wo z.B. keine eigene PV-Anlage, kein Windrad, etc. möglich ist und das zu einem selbst gewählten, fairen Preis.

Was ist euer klares Alleinstellungsmerkmal? Was unterscheidet euch vom Wettbewerb – und warum ist genau das heute für eure Zielgruppe entscheidend?

Unser klares Alleinstellungsmerkmal ist, dass wir Energy Sharing von z.B. Sonnenstrom in Echtzeit bereits heute operativ umsetzen – nicht als Pilot oder Vision, sondern im laufenden Betrieb.

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (2/7)

Während viele über Energiegemeinschaften und Peer-to-Peer sprechen, verbinden wir digitale Plattform, regulatorisches Know-how und datengetriebene Abrechnung so, dass Ökostrom flexibel, transparent und zu selbst gewählten Preisen verteilt werden kann – auch über Stadt-Bundesland-Grenzen hinweg. Genau das ist für unsere Zielgruppe entscheidend, weil sie nicht nur Teil der Energiewende sein will, sondern echten Nutzen, Kontrolle und Fairness im Alltag erwartet.



Quelle: eFriends (Plattform), 2026

Ihr sprecht immer wieder vom Handel mit Live-Daten – das klingt spannend, aber auch komplex. Könnt ihr kurz erklären, was genau ihr damit meint und welchen Vorteil das im Alltag für eure Kund:innen bringt?

Mit Handel auf Basis von Live-Daten meinen wir, dass Erzeugung und Verbrauch von Sonnenstrom in Echtzeit zusammengebracht werden. Wir sehen laufend, wo gerade Solarstrom entsteht und wo er gebraucht wird, und unsere Kunden können diesen vollautomatisch verteilen und abrechnen.

Der Vorteil im Alltag ist ganz konkret: mehr eigener Ökostrom/Sonnenstrom, weniger teurer Reststrom, volle Transparenz darüber, woher der Strom kommt und das gute Gefühl, dass Energie nicht verschwendet, sondern sinnvoll genutzt wird.

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (3/7)

Mit dem ElWG und den begleitenden rechtlichen Rahmenbedingungen verändert sich gerade viel im Markt. Wie bewertet ihr diese Entwicklungen – speziell mit Blick auf Peer-to-Peer-Handel? Seht ihr eher Rückenwind oder entstehen dadurch auch neue Reibungspunkte?

Grundsätzlich sehen wir im ElWG und in den neuen Rahmenbedingungen klaren Rückenwind für Peer-to-Peer-Modelle. Der Gesetzgeber erkennt zunehmend an, dass dezentrale Erzeugung, Energy Sharing und Energiegemeinschaften ein zentraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sind – das ist ein wichtiger und richtiger Schritt.

Gleichzeitig entstehen natürlich auch neue Reibungspunkte: etwa bei Detailfragen rund um Marktregeln, Kostentragung, Rollenmodelle oder das Nähekriterium. Genau hier zeigt sich aber der Vorteil von datengetriebenen, digitalen Lösungen wie unseren – weil sie Komplexität im Hintergrund managen und für Kund:innen einfache, faire und transparente Modelle ermöglichen.

Ein für mich zentrales Thema im ElWG bezüglich Peer-to-Peer-Handel ist das „Nähekriterium“. Wie ist eure Einschätzung dazu: Ist das aus eurer Sicht ein sinnvoller Mechanismus, um Systemdienlichkeit zu fördern?

Viele reden davon, „regionalen Strom“ zu liefern. Aber wieviel davon tatsächlich bezogen wird, ist entscheidend.

Bei klassischen EEGs kommen durchschnittlich nur rund 33 % des Stroms direkt aus der Gemeinschaft. Bei eFriends sind es im Schnitt rund 61 % also fast doppelt so viel Community-Strom.

Nicht jeder einzelne Haushalt bezieht 100% lokal erzeugten Strom. Aber die echte Community-Versorgung ist bei eFriends deutlich höher als bei vielen klassischen EEG-Modellen. Dazu braucht es nicht nur das Nähekriterium sondern auch die Vielfalt auf der Plattform. Umso mehr PV-Anlagen, Biogasanlagen und Wasserkraftwerke regional verteilt Energie liefern, umso besser ist die Community Versorgung. Das ist regional nicht immer möglich. Der Schlüssel ist auch überregional einfache Konzepte anbieten zu können.

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (4/7)

Angenommen, die E-Control definiert das Nähekriterium so, dass es den Einsparungen von Energiegemeinschaften gleichgesetzt wird: Welche Änderungen ergeben sich dadurch für euer Modell? Und wo würdet ihr euch mehr Klarheit oder Planungssicherheit wünschen?

Das Nähekriterium bei Energiegemeinschaften und Peer to Peer Modellen wird sehr ähnlich ausgestaltet sein. Wir sind aber einen Schritt weiter gegangen und geben schon jetzt den Regional-Vorteil an unsere Kunden weiter. Das ganz, ohne die Staatskassen oder die Allgemeinheit zu belasten, wir zahlen diese Reduktion aktuell aus unserer eigenen Tasche. Wir nennen diesen Bonus die eFriends Netzkostenersparnis. Diese gilt für alle eFriends im Umkreis von 10km. Mit der neuen Peer to Peer Vermarktung müssen wir diesen Bonus ggf. nicht mehr aus unserer eigenen Tasche zahlen. Das wäre einen Vorteil für uns.

Wenn Peer-to-Peer und Energiegemeinschaften stärker in den Markt kommen, verändert das die Rollenverteilung. Welchen Effekt erwartet ihr dadurch für konventionelle

Energieversorgungsunternehmen, die dieses zusätzliche Service der Energy Community nicht bieten – und welchen für neue Player bzw. Energiegemeinschaften? Entstehen klare Gewinner/Verlierer oder eher neue Kooperationsmodelle?

Durch diese neue Marktrolle wird Strom noch stärker dezentral erzeugt und verteilt werden. Das ist wichtig für die Bürgerbeteiligung, das Bewusstsein für Stromverbrauch und schlussendlich für die Energiewende. Dennoch sehen wir die Problematik darin, dass Kunden in Standard-Energiegemeinschaften und Peer-to-Peer Vermarktung nicht alle Markterfordernisse erfüllen müssen. Das Thema Fahrpläne, Ausgleichsenergiekosten, Risikoabsicherung wird momentan zu wenig beachtet.

Es werden unkontrolliert Energiemengen erzeugt und verteilt, das gefährdet die Stabilität des Gesamtsystems. Das sehen wir sehr problematisch. Im Vergleich dazu messen wir jeden Kunden, kennen die Energiebilanzen und müssen uns täglich um eine Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe kümmern. Das ist wichtig, um ein nachhaltiges stabiles Energiesystem zu ermöglichen.

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (5/7)

Wenn ihr auf euren Alltag blickt – egal ob technisch, regulatorisch oder auf Kundenseite: Was sind aktuell die drei größten Herausforderungen, an denen ihr gerade am stärksten arbeitet?

Der Markt unterliegt gerade starken Veränderungen, durch das ElWG, durch die Volatilität und den starken Zubau der Erneuerbaren Energien. Dies beeinflusst die Preise und die Rahmenbedingungen und sind auch unsere größten Herausforderungen.

Wie ist grob die prozentuale Aufteilung bei euren Stromkund:innen zwischen Fixtarif, Float-Tarif und dynamischem Tarifmodell? Und seht ihr hier gerade eine klare Verschiebung im Verhalten?

Hier gibt es klar eine Verschiebung zu dynamischen Modellen, vor allem bei Photovoltaikkunden. Derzeit ist die Aufteilung gleichmäßig.

Welche Kund:innen verwenden bevorzugt das dynamische Tarifmodell – und warum? Sind das eher „Power User“, eher preisgetriebene Haushalte oder vor allem jene mit PV, Speicher, E-Auto und höherer Steuerbarkeit?

Ja richtig, die Power User profitieren auch am meisten von dynamischen Tarifen, da sie günstige Stunden am besten ausnutzen können. Kleine Verbraucher wünschen sich eher fixe Tarife, da sie sich auch nicht so stark mit diesem Thema beschäftigen möchten.

Batteriespeicher werden immer häufiger als Schlüssel für Flexibilität gesehen – sowohl im Haushalt als auch systemisch. Wie seht ihr den Einsatz von Batteriespeichern bei euren Kund:innen – und welchen Effekt hat das auf euer Modell? Wird Speicher eher zur Ergänzung oder langfristig zum zentralen Gamechanger?

Bei unseren Kund:innen sehen wir zunehmend Batteriespeicher, vor allem in Kombination mit PV. Speicher werden primär

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (6/7)

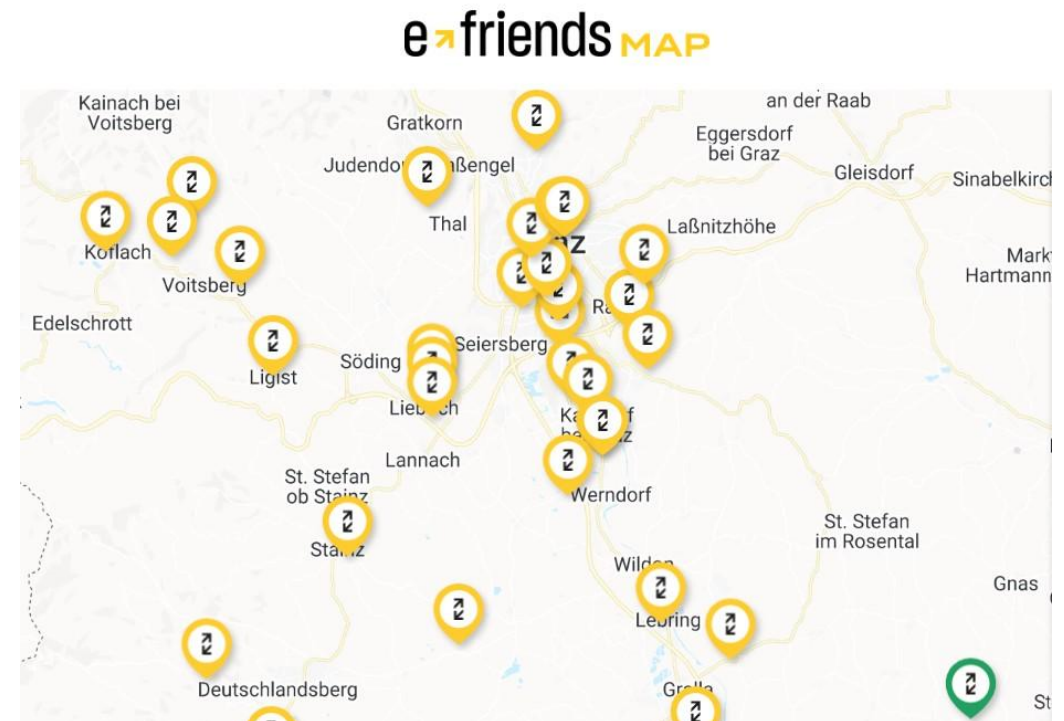
genutzt, um den Eigenverbrauch zu erhöhen und Abend- und Nachtstunden besser abzudecken. Das bringt dem einzelnen Haushalt klare Vorteile. Für das Gesamtsystem ist der Effekt aber noch begrenzt, solange Speicher isoliert eingesetzt werden.

Für eFriends sind Speicher kein Widerspruch, sondern eine Ergänzung: Ein Haushalt mit Speicher bezieht weniger Strom in ungünstigen Zeiten und kann gezielter Community-Strom nutzen. Das erhöht die zeitliche Übereinstimmung innerhalb der Community. Das Ergebnis: höherer Community-Anteil und weniger Reststrom.

Kurz gesagt: Speicher stabilisieren das Modell und sind systemisch notwendig in einem Energiesystem, das auf Erneuerbare Energie setzt.

Heute sind Batteriespeicher meist individuell optimiert, nicht koordiniert und nicht systemdienlich eingebunden. Deshalb sind sie aktuell eher Effizienz-Booster als Gamechanger.

Der Gamechanger kommt dann, wenn Speicher vernetzt gedacht werden, Flexibilität geteilt wird (z. B. innerhalb von Communities) und Speicher gezielt auf Preissignale & Netzbedarf reagieren. Hier sehen wir großes Potenzial auch für zukünftige Erweiterungen im eFriends-Modell.



Quelle: eFriends (Plattform), 2026

Energy Sharing von Ökostrom in Echtzeit (7/7)

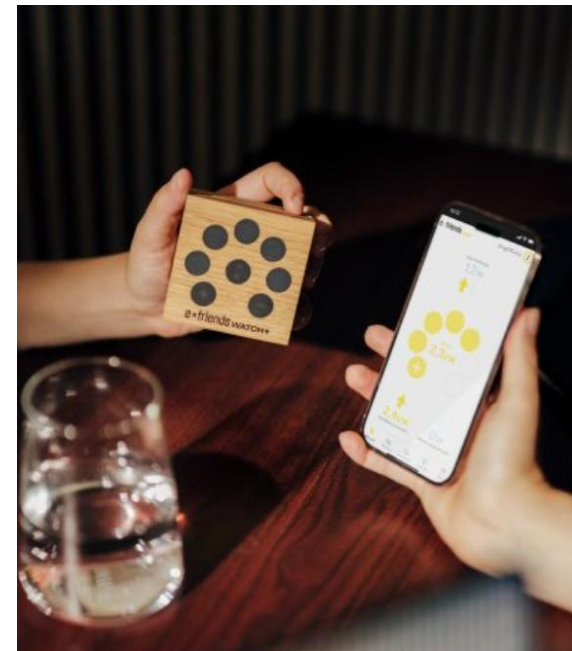
Zum Abschluss: Welche Neuerung habt ihr mittelfristig geplant – worauf dürfen wir bei eFriends als Nächstes gespannt sein? Eher auf der Produktseite, bei neuen Tarifen, beim Peer-to-Peer-Modell oder bei Features rund um Automatisierung und Steuerbarkeit?

Wir sind erst am Anfang und sehen sehr viele Innovationsmöglichkeiten bei der Automatisierung und Optimierung. Die Integration von Speichern sowie die Steuerbarkeit von großen Verbrauchern in Kombination mit Energy Sharing wird uns in nächster Zeit noch viel beschäftigen. Wir sehen viele Möglichkeiten uns auch in Zukunft einbringen zu können. Darauf freuen wir uns!

Klara, Matthias – vielen Dank für den offenen Einblick. Was man aus eurem Ansatz sehr stark mitnimmt, ist dieser Mix aus Digitalisierung und echter Marktlogik: Ihr macht neue Modelle nicht nur verständlich, sondern bringt sie so in eine Form, dass sie für Kund:innen praktisch nutzbar werden.

Gerade in einer Phase, in der sich viele Rahmenbedingungen neu sortieren – ElWG, Nähekriterium, Aktivkund:innen, neue Tarifmodelle – ist es wertvoll, Player wie euch zu haben, die nicht nur kommentieren, sondern gestalten.

Danke euch fürs Gespräch – und ich bin gespannt, welche nächsten Schritte ihr im Markt setzt.



Quelle: eFriends (<https://www.efriends.at/technology/>), 2026

Danke fürs Lesen!

ENERGIE im FOKUS erscheint regelmäßig – mit Datenanalysen, Interviews und Praxisbeispielen.

Download & Updates

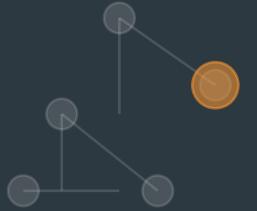
- Vollversion als PDF
- Neue Ausgaben per E-Mail, LinkedIn und der Website

Kontakt

Artz Energie Service GmbH
+43 681 10877947
energieimfokus@artz-energie.at
<https://artz-energie.at>

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.



Interesse an einem Austausch?

- Beitrag zum Energiemagazin
- Beratung & Energiedatenanalyse
- Photovoltaik & Batteriespeicher
- Wirtschaftlichkeitsberechnungen
- Finanzierung & Vermarktungsstrategie

energieimfokus@artz-energie.at
+43 681 10877947
<https://artz-energie.at>