

ARTZ ENERGIE SERVICE

Ihr Partner für ein ganzheitliches Energiekonzept.

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 02 | März 2026

Key Topic: Energiezellen und Microgrids



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

ARTZ ENERGIE SERVICE

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 02 | März 2026

In dieser Ausgabe

- Editorial
- Leitartikel: Energiezellen und Microgrids
- Interview mit **Thomas Kienberger** (EVT der Montanuniversität Leoben)
- Energy Communities
- Interview mit **Carolin Monsberger** und **Bernadette Fina** (AIT)
- Interview mit **Michael Stadler** (Xendee)
- Interview mit **Herbert Saurugg** (GfKV)

ENERGIE im FOKUS

Daten. Märkte. Perspektiven.

Ausgabe 02 | März 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.



Energiezellen und Microgrids ^(1/2)

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

Die Energiewende wird häufig in Gigawatt gemessen: mehr Photovoltaik, mehr Windkraft, mehr Speicher, mehr Netzausbau. Diese Zahlen sind wichtig – doch sie erzählen nur einen Teil der Geschichte. Der entscheidende Wandel liegt tiefer: in der Logik, nach der unser Energiesystem künftig funktioniert.

Mit jedem zusätzlichen dezentralen Erzeuger verändert sich das System fundamental. Strom kommt nicht mehr primär aus wenigen großen Kraftwerken, sondern aus tausenden kleinen Anlagen. Gleichzeitig entstehen neue Lasten – Elektromobilität, Wärmepumpen, elektrische Prozesse in Industrie und Gewerbe.

Das Netz, lange auf zentralisierte Strukturen ausgelegt, gerät dabei zunehmend an seine Grenzen. Die zentrale Frage lautet daher nicht mehr nur: Wie viel erneuerbare Energie bauen wir aus?

Sondern: Wie organisieren wir ein Energiesystem, das dezentral produziert und flexibel verbraucht?

Genau hier setzen zwei Konzepte an, die derzeit stark an Bedeutung gewinnen: Energiezellen und Microgrids. Ihr Grundprinzip ist ebenso einfach wie anspruchsvoll in der Umsetzung: Energieflüsse sollen möglichst dort ausgeglichen werden, wo sie entstehen. Lokale Erzeugung, lokaler Verbrauch und lokale Flexibilität bilden gemeinsam eine Balance – bevor Energie über höhere Netzebenen transportiert werden muss.

Diese Logik verändert den Blick auf das Energiesystem. Netze bleiben unverzichtbar – doch sie werden zunehmend ergänzt durch intelligente, regionale Strukturen. Energiezellen können Lastspitzen reduzieren, Flexibilitäten koordinieren und Versorgungssicherheit erhöhen. Microgrids gehen noch einen Schritt weiter: Sie können kritische Infrastrukturen im Extremfall

Energiezellen und Microgrids (2/2)

auch zeitweise unabhängig vom übergeordneten Netz betreiben. Dass diese Entwicklung nicht nur eine technische, sondern auch eine gesellschaftliche und wirtschaftliche Dimension hat, zeigt sich in den Gesprächen dieser Ausgabe.

Wir sprechen mit Univ.-Prof. Thomas Kienberger von der Montanuniversität Leoben über die Rolle wissenschaftlicher Modelle und Optimierungsalgorithmen für zukünftige Energiesysteme. Michael Stadler von Xendee, einer der international führenden Experten für Microgrids, gibt Einblicke in die globale Entwicklung verteilter Energiesysteme.

Mit Herbert Saurugg werfen wir einen Blick auf die Frage der Resilienz: Wie robust ist unsere Energieversorgung – und welche Rolle spielen dezentrale Strukturen in einer zunehmend komplexen Infrastruktur? Aus Perspektive der Forschung beleuchten Carolin Monsberger und Bernadette Fina vom AIT, die Einblicke in aktuelle Entwicklungen rund um Energiegemeinschaften und neue Kooperationsmodelle geben.

Gemeinsam zeichnen diese Stimmen ein Bild eines Energiesystems im Übergang: von zentral zu dezentral, von statisch zu dynamisch, von reiner Erzeugung hin zu koordinierten Energieflüssen.

Die kommenden Jahre werden entscheiden, wie gut es gelingt, diese neue Systemlogik in die Praxis zu übersetzen. Klar ist bereits heute: Die Energiewende ist nicht nur eine Frage des Ausbaus, sondern eine Frage der Organisation von Komplexität.

Energiezellen und intelligente Koordination könnten dabei zu einem der entscheidenden Bausteine werden – technisch anspruchsvoll, ökonomisch relevant und systemisch zunehmend notwendig.

Viel Freude beim Lesen der 2. Ausgabe von ENERGIE im FOKUS

Energiezellen und Microgrids (1/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Wer heute über die Energiewende spricht, meint meist Ausbauziele: mehr Photovoltaik, mehr Wind, mehr Speicher, mehr Netze. Mindestens ebenso entscheidend ist jedoch die Betriebslogik, nach der diese Assets künftig zusammenspielen. Denn mit jedem zusätzlichen dezentralen Erzeuger verschiebt sich das System: weg von wenigen großen Kraftwerken, hin zu vielen tausend kleinen Knotenpunkten – mit stark schwankender Einspeisung, neuen Lasten (E Mobilität, Wärmepumpen) und einem Netz, das vielerorts bereits spürbar an Grenzen stößt.

In diesem Kontext gewinnen zwei Begriffe an Schärfe: Energiezellen und Microgrids. Beide stehen für ein Prinzip, das im Kern einfach ist – und in der Umsetzung anspruchsvoll: Energieflüsse sollen möglichst dort ausgeglichen werden, wo sie entstehen. Nicht erst im Übertragungsnetz, nicht erst über teure systemweite Eingriffe, sondern so weit unten wie möglich.



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

Energiezellen und Microgrids (2/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Was ist eine „Energiezelle“ – und was ein Microgrid?

Als **Energiezelle** lässt sich ein klar abgegrenzter Bereich verstehen, in dem Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität bilanziell so koordiniert werden, dass Import und Export zum übergeordneten Netz minimiert werden – ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden und idealerweise in enger Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB), der perspektivisch auch als Betreiber solcher Energiezellen agieren kann.

Ein **Microgrid** geht häufig einen Schritt weiter: Es ist nicht nur bilanziell koordiniert, sondern kann – je nach technischer Ausgestaltung – auch betriebsfähig in Insel- oder Teilinselzuständen sein. Microgrids sind damit ein Baustein für Resilienz, insbesondere wenn kritische Infrastrukturen oder energieintensive Prozesse stabil versorgt werden müssen.

In der Praxis verschwimmen die Begriffe. Entscheidend ist weniger die akademische Definition als die Frage: Welche Ziele werden lokal erreicht – und welche zentral?

Energiezellen und Microgrids (3/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Die Zielsetzung: Balance auf der untersten Ebene

Eine robuste Systemlogik für Energiezellen orientiert sich an einem übergeordneten Ziel: bilanzielle Ausgeglichenheit bereits auf der niedrigsten sinnvollen Ebene.

Warum? Weil jeder „Ausgleich“, der nicht lokal gelingt, auf höheren Ebenen kompensiert werden muss:

- in der Niederspannung über Netzverstärkungen,
- in der Mittelspannung über Umspann- und Leitungsmaßnahmen,
- systemweit über Regelenenergie, Redispatch und andere Eingriffe.

Je stärker es gelingt, Energieflüsse zwischen Zellen zu reduzieren, desto geringer wird der Druck auf Netzausbau und systemweite Ausgleichsmaßnahmen, sowie nicht zu unterschätzende Verluste im Stromnetz. Das ist kein Plädoyer gegen Netze – Netze bleiben zentral. Es ist ein Plädoyer für Prioritäten: Erst lokal optimieren, dann überregional ausgleichen.

Energiezellen und Microgrids (4/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Warum jetzt: Drei Treiber, die den Druck erhöhen

1. Volatilität wird zum Normalzustand

PV-Leistungskurven und Wetterabhängigkeit sind bekannt – aber mit steigender Durchdringung wird „gleichzeitig“ zum Problem: viele Anlagen liefern zur selben Zeit viel, danach wenig.

2. Flexibilität verlagert sich nach unten

Batterien in Gebäuden, Ladepunkte im Betrieb, Wärmepumpen in Quartieren – Flexibilität entsteht zunehmend dezentral. Genau dort muss sie auch genutzt werden, wenn Netzrestriktionen ernst genommen werden.

3. Märkte werden granularer – aber nur für jene, die steuern können

Dynamische Tarife und Preissignale (Day-Ahead, Intraday) schaffen Anreize. Ohne Steuerbarkeit bleiben sie jedoch theoretisch: Wer nicht automatisiert planen und fahren kann, wird keine systematische Optimierung erreichen – weder für Kosten noch für Netzdienlichkeit.

Energiezellen und Microgrids (5/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Was eine Energiezelle in der Realität braucht

Eine funktionierende Energiezelle ist kein „App Projekt“, sondern ein Zusammenspiel aus Technik, Daten, Governance und Betrieb. Vier Elemente sind zentral:

1. Transparenz: Messdaten, Zustände, Qualität

Ohne saubere Mess- und Zustandsdaten bleibt jede Optimierung eine Schätzung. Für die Praxis heißt das: Lastgänge, PV-Erzeugung, Speicherzustände, Status von Flexibilitäten – und eine Datenlogik, die Ausreißer erkennt, aggregiert und nachvollziehbar macht.

2. Prognosen: Ohne Blick nach vorn wird jede Optimierung reaktiv

Wer nur auf Ist-Werte reagiert, kann bestenfalls Regeln ausführen. Wer planen will, braucht Prognosen: Erzeugung, Verbrauch, Preise, optional Netzzustandsindikatoren. Das gilt im Kleinen (Haushalt) genauso wie im Verbund (Stromnetzbetreiber, Energiegemeinschaft, etc.).

Energiezellen und Microgrids (6/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

3. Optimierung: Von Regeln zur Zielfunktion

Regelbasierte EMS („wenn PV-Überschuss, dann laden“) sind ein guter Start – aber sie stoßen an Grenzen, sobald Zielkonflikte auftreten: Kosten vs. Autarkie, Batterie Lebensdauer vs. Peak-Shaving, lokaler Nutzen vs. Zellziel.

Hier setzen mathematische Optimierer an (z. B. MILP): Sie rechnen Fahrpläne unter Randbedingungen und wählen das beste Ergebnis gemäß Zielfunktion – nicht aus Bauchgefühl, sondern formal.

4. Umsetzung: Steuerbarkeit, Sicherheit, Kontrolle

Eine Energiezelle ist nur so gut wie ihre Feld-Integration. Das umfasst:

- herstellerunabhängige Schnittstellen (Wechselrichter, Speicher, Zähler, Verbraucher),
- sichere Kommunikation (nicht optional),
- manuelle Übersteuerung,
- Fail Safe Strategien,
- definierte Grenzwerte und Verfügbarkeitsfenster der Flexibilitäten,
- Datenschutz- und Rollenmodelle, die im Alltag funktionieren.

Energiezellen und Microgrids (7/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Von „lokal optimiert“ zu „koordiniert optimiert“

Ein häufiger Denkfehler ist die Annahme, dass viele lokal optimierte Einheiten automatisch ein gut optimiertes Gesamtsystem ergeben. Das stimmt nur bedingt. Wenn jeder Haushalt rein kostenoptimal fährt, entstehen mitunter neue Spitzen (z. B. gleichzeitiges Laden bei Niedrigpreis). Energiezellen brauchen deshalb eine Koordinationsebene – und hier sollte der Verteilnetzbetreiber (VNB) als zentrale Instanz für Netzsicherheit, Engpassmanagement und regionale Systemlogik eng eingebunden werden. Ein praxistauglicher Entwicklungspfad lässt sich in zwei Umsetzungsschritte gliedern:

Schritt 1: Bestehende Speicher systemdienlich betreiben

Viele (Heim-)Speicher sind bereits installiert, aber sie fahren oft nach einfachen Eigenverbrauchsregeln. Der erste Hebel ist deshalb: bestehende Bestandsanlagen befähigen, eine definierte Optimierungslogik umzusetzen – zunächst lokal, mit Blick auf Tarif, PV-Prognose und Verbrauch.

Schritt 2: Standortübergreifende Optimierung als „Zellhirn“

Der zweite Hebel ist die übergeordnete Rechen- und Steuereinheit, die Statussignale mehrerer Anlagen (nicht nur Speicher, sondern Gebäudebilanz) bündelt, ein gemeinsames Ziel anlegt und daraus Steuersignale ableitet. Das ist die praktische Übersetzung von „Energiezelle“: Ein lokales System wird zum koordinierenden System.

Energiezellen und Microgrids (8/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Ein Blick nach vorn: Flexibilitäten jenseits des Speichers

Batterien sind nur der Einstieg. Sobald Daten, Prognosen und Steuerbarkeit vorhanden sind, können weitere Flexibilitäten integriert werden: Ladeinfrastruktur, Wärmepumpen, elektrische Heizstäbe, thermische Speicher, Klimaanlage oder Prozesslasten – immer unter der Prämisse, dass die Versorgung der untersten Einheit gewährleistet bleibt und Eingriffe transparent sowie deaktivierbar sind. Diese sektorenübergreifende Steuerung ist der Hebel, mit dem regionale Systeme nicht nur „PV-Überschüsse verschieben“, sondern echte Resilienz- und Netzdienstleistung liefern können.

Fairness ist kein Nebenprojekt

Spätestens wenn mehrere Standorte gemeinsam optimieren, stellt sich eine Frage, die technisch oft unterschätzt wird: Wie werden Nutzen und Belastungen fair verteilt?

Ein Verbund funktioniert nur, wenn die Beteiligten ein nachvollziehbares Anreizsystem haben – sei es in einer Energiegemeinschaft oder später in aggregierten Vermarktungsmodellen (virtuelles Kraftwerk). Fairness Logiken sind daher nicht „Marketing“, sondern Systemdesign: Wer stellt Flexibilität bereit, wer trägt Zyklen, wer erhält Erlöse, wer profitiert von Netzentlastung?

Das ist ein Feld, das parallel zur technischen Entwicklung wachsen muss – idealerweise gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB), auch wenn nicht jeder Teil bereits im ersten Entwicklungsprojekt umgesetzt wird.

Energiezellen und Microgrids (9/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Teaser aus der Praxis: Wohin sich Entwicklung gerade bewegt

Ein Beispiel dafür, wie diese Logik konkret werden kann, entsteht aktuell in einem Entwicklungsstrang der Artz Energie Service GmbH (AES): Aufbauend auf einer bestehenden Automatisierungs- und Energiemanagementbasis wird an einer herstellerunabhängigen Optimierungsplattform gearbeitet, die

- einen wissenschaftlich entwickelten Optimierungskern (in Kooperation mit dem EVT der Montanuniversität Leoben) als „Gehirn“ integriert,
- Prognosemodelle für Erzeugung, Verbrauch und Day-Ahead Preise über einen Partner (mindfex) einbindet,
- und die Anbindung verbreiteter Wechselrichter- und Speicherhersteller priorisiert (u. a. Fronius, Huawei, BYD), um Bestandsanlagen systemdienlich betreiben zu können.

Pilotanwendungen sind nicht nur geplant, sondern werden bereits umgesetzt – in einzelnen Haushalten mit dynamischem Tarif und parallel in Energiegemeinschaften in der Steiermark. Der Fokus liegt dabei klar auf Schritt 1 und Schritt 2: lokale Optimierung und standortübergreifende Zellkoordination noch 2026. Die spätere Aggregation zu Marktbindeln (klassisches virtuelles Kraftwerk) ist eine logische Fortsetzung – aber nicht zwingend der erste Schritt. Der entscheidende Punkt an solchen Ansätzen ist nicht „die nächste Plattform“, sondern die Richtung: Energiezellen brauchen operative Intelligenz, nicht nur Messung und Visualisierung. Und sie brauchen Schnittstellen, die in der installierten Realität funktionieren.

Energiezellen und Microgrids (10/10)

Warum regionale Balance zur neuen Systemlogik wird

Fazit: Energiezellen sind keine Vision – sondern eine Betriebsnotwendigkeit

Energiezellen und Microgrids sind kein Selbstzweck und kein romantisches Autarkie Narrativ. Sie sind eine Antwort auf eine praktische Frage:

Wie organisieren wir ein Energiesystem, in dem Erzeugung und Flexibilität zunehmend dezentral sind – ohne dass Netze und Systembetriebskosten explodieren?

Die nüchterne Perspektive lautet:

Je früher Ausgleich lokal gelingt, desto weniger teuer wird Ausgleich systemweit. Dafür braucht es Daten, Prognosen, Optimierung, sichere Feldintegration – und Governance, die Fairness und Kontrolle mitdenkt.

Die nächsten Jahre werden zeigen, welche Regionen und Unternehmen diese Logik früh operationalisieren – und damit nicht nur Energiekosten optimieren, sondern einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Energiezellen sind dafür ein plausibler, skalierbarer Rahmen: technisch anspruchsvoll, ökonomisch relevant und systemisch zunehmend notwendig.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt

Impulse für ein wirtschaftlich sinnvolles, systemdienliches und umsetzbares Energiesystem



„Eine wirksame Kooperation ist dann gegeben, wenn Forschung in Umsetzung mündet – Punkt!“

Univ.-Prof. DI Dr. Thomas Kienberger · Lehrstuhlleiter Energieverbundtechnik

Seit 2014 Professor für Energieverbundtechnik und Leiter des Lehrstuhls für Energieverbundtechnik an der Montanuniversität Leoben

Fachliche Schwerpunkte:

- Integrierte Energiesysteme (Multi-Energy Systems)
- Sektorenkopplung und Systemintegration
- Energie-Systemmodellierung und Netzinfrastruktur
- Energieeffizienz und Klimaneutralität in der Industrie und öffentlichen Systemen

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (1/9)

Sehr geehrter Herr Professor Kienberger, vielen Dank, dass Sie sich Zeit für dieses Gespräch nehmen. Für uns bei Artz Energie Service ist der Austausch mit dem EVT an der Montanuniversität Leoben besonders wertvoll – nicht zuletzt, weil wir bereits eine Kooperation pflegen und damit eine gemeinsame Richtung verfolgen: ein Energiesystem, das nicht nur technisch funktioniert, sondern auch ökonomisch sinnvoll, systemdienlich und in der Praxis umsetzbar ist.

Was ich an Ihrer Arbeit besonders schätze: Sie denken Energie nie in Einzeltechnologien, sondern als Gesamtsystem – mit einer Klarheit, die oft erst auf den zweiten Blick sichtbar wird. Genau diesen Blick aufs große Ganze möchten wir heute einfangen: von Microgrids über Sektorenkopplung bis hin zu konkreten Leuchtturmprojekten wie dem Reallabor Murau und NEFI+.

Wenn Sie das Energiesystem der Zukunft in ein paar Sätzen beschreiben müssten, was sind die wichtigsten Prinzipien, damit es stabil, leistbar und klimaneutral funktioniert.

Das ist ja das klassische Dreieck der Energiepolitik. Also Leistbarkeit, Versorgungssicherheit und Klimatauglichkeit. Wenn man sich das anschaut, gerade im Licht der aktuellen Ereignisse, funktioniert das nur mit dem konsequenten Ausbau der Erneuerbaren. Ganz einfach, weil sie die billigste Art sind, Strom zu erzeugen, beziehungsweise nicht nur wesentlich sind, um Klimaneutralität zu erreichen, sondern weil sie bereits heute gegenüber anderen Energieträgern schon konkurrenzfähig sind bzw. werden.

Wenn wir das Thema Leistbarkeit angehen, dann werden wir Speicher bzw. Flexibilitäten ausbauen müssen, damit es keine großen zeitlichen Preisunterschiede mehr gibt.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (2/9)

Der Strom ist in der Nacht unglaublich teuer und untertags muss man sogar Geld bezahlen, wenn man einspeisen will - da brauchen wir Flexibilitätsoptionen. Stichwort: langfristige Speicheroptionen. Wasserstoff ist da z.B. ein Thema für die Zukunft, das aber nicht so schnell hochskaliert wird, wie man es gerne hätte.

Ja und Netze, um räumliche Preisdifferenzen auszugleichen. Die unterschiedlichen Gebotszonen in Europa zeigen ganz stark unterschiedliche Preise. Das kommt daher, weil sie nicht ausreichend miteinander vernetzt sind und hier Übertragungsengpässe entstehen.

So und dann ist da noch der dritte Aspekt: die Versorgungssicherheit. Das sehen wir eh ganz klar, dass Speicher- und Netzausbau bei den Erneuerbaren die Versorgungssicherheit erhöhen. Die Fossilen sind sowieso nicht versorgungssicher, das sehen wir jetzt auch wieder bei den aktuellen Geschehnissen. Zwei große Schocks innerhalb von fünf Jahren. Das ist ein Versorgungssicherheitsproblem!

Oft behaupten Leute, dass diese drei Dimensionen nicht zusammenpassen und reden von einem Zielkonflikt. Ich sehe keinen Zielkonflikt!

Wir arbeiten ja bereits in einer Kooperation zusammen und verfolgen in vielen Punkten eine sehr ähnliche Ausrichtung. Wo sehen Sie dabei die größten Vorteile, wenn Forschung und Praxis enger zusammenspielen und was macht aus Ihrer Sicht eine wirklich wirksame Kooperation aus?

Eine wirksame Kooperation zwischen Forschung und Personen aus der Praxis, ist dann gegeben, wenn die Ergebnisse der Forschung in Umsetzungsprojekten münden – Punkt! Das ist die Grundaufgabe. Ich halte nicht viel, gerade in unserem Gebiet, von Forschungsarbeiten, die sich von der Umsetzung entkoppeln.

Das soll jetzt aber nicht heißen, dass schon alles fertig erforscht ist. Aber gerade in der heutigen Zeit, in der wir wirklich handeln müssen, halte ich es für wichtig, dass wir an Themen arbeiten, die man dann hoffentlich auch im Feld angreifen kann.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (3/9)

Man muss einfach anwendungsorientiert sein?

Ja, nicht immer und nicht nur. Grundlagenforschung ist ganz, ganz wesentlich. Wenn man sich jetzt das Energiesystem anschaut, gibt es oft diese Aussage: „Es gibt eh schon für alles eine Lösung und man muss sie jetzt nur noch umsetzen“. Das stimmt auch nicht.

Beispiel Elektroautos: Die hatten schon vor 7 Jahren eine gute Funktionalität, aber einen Akku von 20-30 kWh. Und heute kann man mit demselben Produktfußabdruck im Sinne der Lebenszyklusemissionen einen 80 kWh Akku bauen.

Und das ist Forschung, die die Umsetzung antreibt, welche wieder die Forschung antreibt. Hier können wir ganz viel Geschwindigkeit für den Fortschritt und auch für die Grundlagenforschung herausholen. Um das geht es aus meiner Sicht.

Microgrids werden oft als technologische Lösung für mehr Resilienz und regionale Balance beschrieben. Welche zentralen Elemente wie etwa Prognosemodelle, Optimierungsverfahren oder Regelstrategien, sind entscheidend, damit ein Microgrid nicht nur technisch funktioniert, sondern auch wirtschaftlich und systemdienlich betrieben werden kann, aus wissenschaftlicher Sicht?

Ich finde, dass Microgrids, die sich vom Netz abkoppeln und nur geringe Energiemengen austauschen, problematisch und auch nicht volkswirtschaftlich optimal sind. Warum, weil die übergeordneten Kosten des Netzes dann auf diejenigen umgewälzt werden, die nicht Teil von dem Microgrid sind. Aus welchen Gründen auch immer.

Das ist ein Problem der Sozialisierung der restlichen Kosten.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (4/9)

Wenn man aber das Microgrid als ein stark ans öffentliche Netz angekoppeltes System versteht, dann halte ich es für gescheit und dann halte ich es für wichtig. Das heißt, wenn eine regionale Einheit bedarfsgerecht Energie an ein übergeordnetes System liefert und entsprechend auch bezieht, dann ist das aus meiner Sicht eine gute Sache. Was muss man dafür aber machen? Man muss genau diese Schnittstelle zwischen dem öffentlichen Netz und dem untergelagerten System gut betrachten.

Da gehört eine ordentliche Prognose gemacht in den jeweiligen Verbrauchersegmenten für die Gebäude, für den Verkehr, für die Industrie. Sprich, das Ganze muss zusammengehen mit Prognosen, die das erneuerbare Aufkommen dort betreffen und dann für diese Region gemeinsam mit dem übergeordneten System, Optima finden. Da gibt es aus meiner Sicht auch heute schon gute Marktmodelle, die das erlauben.

Sehen Sie Energy Communities, Energiezellen, Microgrids, wie man das auch immer betiteln mag, als Schlüssel für Resilienz und regionale Optimierung oder sehen Sie diese Einheiten bzw. Entitäten langfristig als Nischenlösung für Spezialfälle oder als logischer Baustein eines modernen Energiesystems?

Nein, schon auf jeden Fall als logischen Baustein. Es darf halt kein Cherry-Picking sein. Also, es darf nicht sein, dass sich Energiezellen bzw. Microgrids auf Kosten des restlichen Systems optimieren, sondern sie müssen Systemakteure werden im Sinne eines Gesamtsystemoptimums, und das wird auch passieren.

Warum, einfach weil erneuerbare Energie bzw. Technologien zur Nutzung von erneuerbarer Energie immer stärker „demokratisch“ werden, weil Daten „demokratisch“ werden, es kann jetzt ja jeder mitmachen, indem er sich eine PV-Anlage kauft, ein Elektroauto, Wärmepumpe etc.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (5/9)

Der Einsatz der Technologien muss halt richtig passieren. Es darf nicht sein, dass Leute, die mitmachen an so einer Energiezelle, sich perfekt optimieren, nur ein paar Kilowattstunden über das öffentliche Netz beziehen und die gesamten Netzkosten dann aber auf alle anderen umgewälzt werden. Das ist ein Problem und da muss man die richtigen Regeln finden.

Und da kann ein Aggregaterraum ein wunderbarer, wichtiger Systemakteur sein und das halte ich für einen logischen Bestandteil. Ich gehe davon aus, dass sich unser Energiesystem sich genau in diese Richtung entwickeln wird.

Wenn Sie das Stromnetz in Österreich neu designen dürften, wie sähe die ideale Architektur aus, eher stark zentral und überregional, stark dezentral und lokal ausgerichtet oder eher ein Hybridsystem?

Ganz klar ein Hybridsystem, wir brauchen starke Verteilernetze. Es muss aber das Verteilernetz bitte nicht für das letzte Kilowatt ausgebaut werden, das am Netzeende erzeugt werden kann.

Da gibt's intelligentere Lösungen, bei denen die Systemoptimierung, die wir zuvor diskutiert haben, eine große Rolle spielt.

Einfach aus dem Aspekt heraus, damit der Netzausbau reduziert werden kann. Aber dennoch ein starkes Verteilernetz, mit Speichern. Flexibilitätsoptionen wie z.B. Speichern an den richtigen Stellen wird es brauchen.

Man kann sehr, sehr viel „behind-the-meter“ richten, aber es wird nicht ausreichen Speicher ausschließlich bei den Endkonsumenten oder bei Co-Location Erzeugungsanlagen zu errichten. Wir werden auch an wichtigen Stützpunkten im Netz Stand-alone-Flexibilitäten brauchen und die gilt es zu koordinieren. Und das Übertragungsnetz muss sowieso weiterwachsen.

Wir sehen, wo entsprechende Schwachstellen innerhalb der großen Regelzonen auftreten – wir kennen alle den Netzentwicklungsplan der APG.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (6/9)

Wir wissen, dass es innerhalb von Deutschland Netzengpässe gibt. Wir wissen, dass es nicht gottgegeben ist, dass Italien sechs Gebotszonen hat, sondern dass da Netzkapazitäten und entsprechender Netzausbau erforderlich sind.

Zudem – das ist ein neuer Forschungsschwerpunkt bei uns am Lehrstuhl – müssen wir auch drüber nachdenken, im Sinne eines übergeordneten Systems, ob es nicht zukünftig Sinn macht, die Gebotszonen mit einem gleichstrombasierten „Supergrid“ zu verbinden, um den Nord-Süd- und den Ost-West-Austausch zu verstärken.

Das Ergebnis solcher Überlegungen ist, wie oft in der Forschung, noch sehr offen.

Sie gelten ja als klarer Verfechter der Sektorenkopplung. Warum wird dieses Thema ihrer Meinung nach, noch immer zu oft unterschätzt und wo liegen die größten blinden Flecken, wenn Unternehmen oder Politik über die Energiewende sprechen?

Ja, das Thema Sektorenkopplung wird oft als Schlagwort verwendet, ohne dass man sich wirklich was darunter vorstellen kann. Also es geht ja darum, im System sogenannte Residuallasten zu beherrschen und da können die vorher diskutierten Energiezellen wunderbar arbeiten indem Batterien und Elektroautos gesteuert aufgeladen und entladen werden oder Wärmepumpen dann einschalten, wenn das System mehr Verbrauch benötigt.

Damit sind wir schon im Bereich der Sektorenkopplung. Aber was noch fehlt und ebenfalls mitgedacht werden muss, ist der saisonale Ausgleich. Wir wissen alle, dass das Energiesystem in Österreich nicht nur aus dem Elektrizitätssystem besteht, sondern auch aus Wärme- und Gassystemen.

Wenn man die gesamte Endenergie betrachtet, benötigen wir 70 Terawattstunden Strom von 300 Terawattstunden gesamt. Das heißt, es geht auch um die anderen Energieträger und die können zum Teil auch mit Hilfe von Strom bereitgestellt werden.

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (7/9)

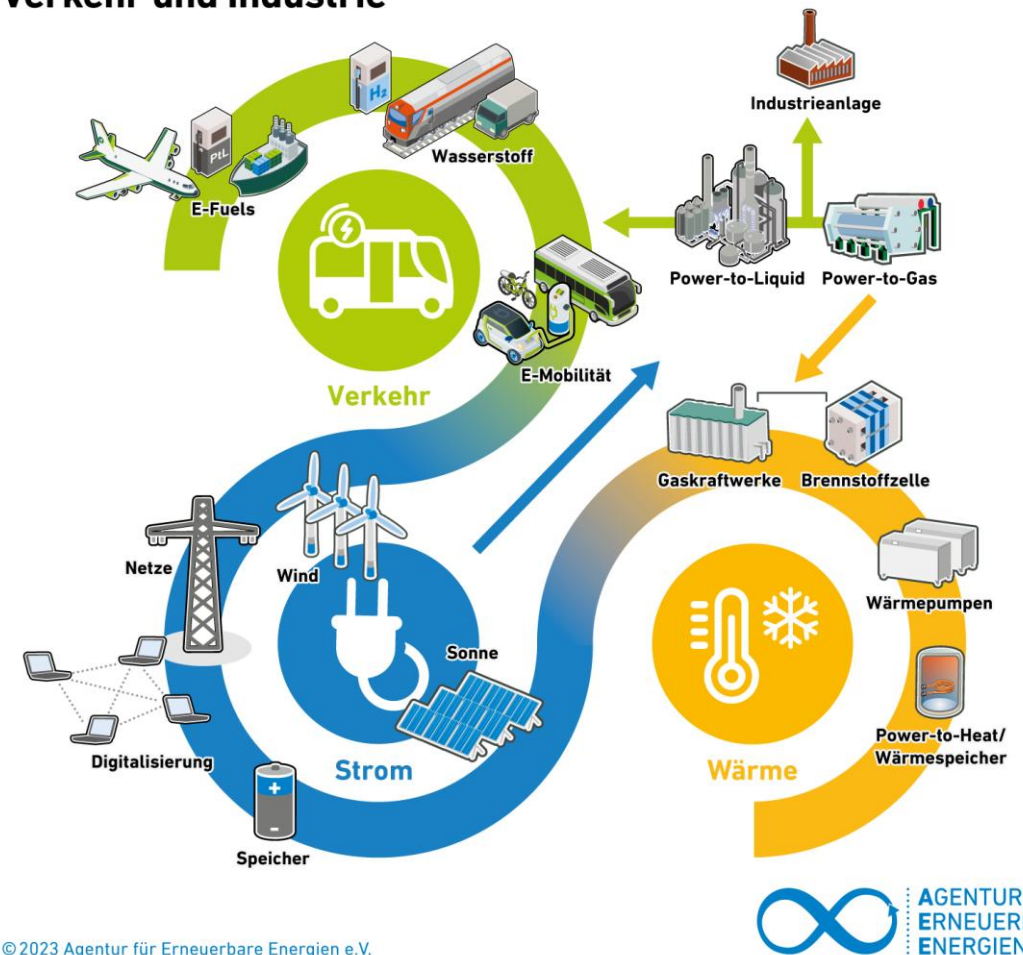
Wasserstoff ist da zukünftig ein wichtiges Thema, mit Elektrolysen als sektorenkoppelndes Element hin zum Stromsystem.

Neben der inländischen Erzeugung wird das Thema Wasserstoffimport für Europa ebenfalls wichtig werden.

Wir wissen ja, Nordafrika ist Teil der gesamteuropäische Synchronzone. Vielleicht wird die Kopplung zukünftig auch noch mit „Supergrids“ verstärkt werden. Dann macht es auch Sinn, den Einsatz von Elektrolyseuren in Nordafrika als sektorenkoppelndes gesamteuropäisches Thema zu begreifen.

Man darf aber in Österreich natürlich nicht vergessen, dass wir auch viel Biomasse haben. Das sind auch 60 Terawattstunden, die es gut einzusetzen gilt.

Sektorenkopplung: Die Verknüpfung von Strom, Wärme, Verkehr und Industrie



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien e.V., https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/sektorenkopplung2023?utm_source=chatgpt.com, 2026

Die Zukunft der Energie ist vernetzt (8/9)

Projekte wie NEFI+ und darüber hinaus treiben sie viele Entwicklungen mit. Welche aktuellen und kommenden Projekte beschäftigen Sie derzeit besonders und was würden Sie sich ganz konkret für Österreich wünschen, damit wir in den nächsten 5 bis 10 Jahren schneller vom Pilotieren ins Skalieren kommen?

Das ist genau die Aufgabe von NEFI+. Wir haben in diesem Projekt die Aufgabe, Lösungen aus der Forschung in die Umsetzung zu bringen. Österreich ist sehr stark industrialisiert. Wir haben einen größeren Energiebedarf aus dem industriellen Sektor als beispielsweise Deutschland oder im Europavergleich, relativ betrachtet natürlich. Dementsprechend ist die Herausforderung, unsere sehr stark energieintensive Industrie zukunftsfit zu bekommen.

Wir denken, dass hier Innovation wesentlicher Teil der Lösung ist. Man denke hier an den Übergang des Sektors Eisen- und Stahlerzeugung vom Hochofenprozess und dem LD-Konverter hin

zu DRI-Verfahren und wasserstoffbasierter Elektrostahlerzeugung.

Man bedenke in der Papierindustrie den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Trocknungswärme. Man denke im Sektor Chemie klimaneutrale Kunststoffe, klimaneutrale Brennstoffe. Aviation-Fuels sind in diesem Kontext ein Thema für den klimaneutralen Flugverkehr in der Zukunft.

Unser Ziel ist es, die richtigen Technologien zu entwickeln, zu demonstrieren und zu skalieren. Wir sind überzeugt, dass Europa in Zukunft auch ein starker Industriestandort ist, A. Und B, auch ein starker Technologiestandort.

Unsere aktuellen Krisen zeigen uns, dass es wichtig ist, Kerntechnologien aus Europa heraus zu exportieren, anstatt sie teuer aus ggf. unsicheren Ländern zu importieren.

Im Industriekontext ist auch interessant, dass wir CO₂ nicht nur als Klimagas, sondern auch als Ressource begreifen können.

Papierwerke emittieren klimaneutrales CO₂, das zum größten Teil aus Biomasse stammt. Wenn man dieses CO₂ nimmt und gemeinsam mit Wasserstoff zu Produkten synthetisiert, dann kann man klimaneutralen Kunststoff erzeugen.

Herr Professor Kienberger, vielen Dank für Ihre Zeit und vor allem für Ihren Blick auf das Energiesystem als Ganzes. Gerade in einer Phase, in der viele Diskussionen sehr technologie- oder regelspezifisch geführt werden, ist Ihre Perspektive besonders wertvoll: Systemdenken, Sektorenkopplung und Umsetzbarkeit in der Realität.

Wir freuen uns, dass wir über unsere Kooperation nicht nur einzelne Projekte verbinden, sondern auch eine gemeinsame Richtung teilen – hin zu einem Energiesystem, das lokal intelligenter, gesamtwirtschaftlich effizienter und für alle Akteure nachvollziehbar wird. Danke für das Gespräch – und wir sind gespannt auf die nächsten Schritte, sowohl in Forschung als auch Praxis.

Energy Communities (1/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Energiegemeinschaften sind in den letzten Jahren zu einem der sichtbarsten Symbole der dezentralen Energiewende geworden. Sie stehen für das Versprechen, Energie nicht mehr ausschließlich zentral zu beziehen, sondern gemeinschaftlich zu erzeugen, zu teilen und regional zu nutzen. Begriffe wie Teilhabe, Gemeinschaft und lokale Wertschöpfung werden dabei oft hervorgehoben.

Doch wie so häufig gilt: Zwischen politischem Narrativ und energiewirtschaftlicher Realität liegt ein erheblicher Unterschied.

Energiegemeinschaften sind nicht automatisch systemdienlich – und ihr tatsächlicher Nutzen hängt stark davon ab, wie sie ausgestaltet und betrieben werden.



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

Energy Communities (2/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Formen der Energiegemeinschaft: GEA, EEG und BEG

In Österreich existieren mehrere rechtliche Modelle, die häufig unter dem Sammelbegriff „Energy Communities“ zusammengefasst werden:

Die **gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA)** ist meist auf einen Standort beschränkt, etwa ein Mehrparteienhaus oder ein Gewerbeobjekt, in dem eine Photovoltaikanlage gemeinschaftlich genutzt wird.

Die **lokale** oder **regionale Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG)** ermöglicht den Austausch erneuerbarer Energie innerhalb einer Netzebene – lokal oder regional begrenzt.

Die **Bürgerenergiegemeinschaft (BEG)** ist nicht regional eingeschränkt und kann österreichweit organisiert werden.

Diese Unterschiede sind wichtig, weil sie auch die wirtschaftlichen Effekte und die Netzrelevanz beeinflussen.

KEY TOPIC



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

Energy Communities (3/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Reduzierte Netzentgelte: Vorteil für Mitglieder, Verschiebung für andere

Ein zentraler Anreiz für die Teilnahme an GEA und EEG sind reduzierte Netzentgelte. Für Mitglieder ist das ein unmittelbarer finanzieller Vorteil. Gleichzeitig entsteht jedoch ein Effekt, der selten offen diskutiert wird:

Die Netzkosten verschwinden nicht. Sie werden lediglich anders verteilt. Wenn ein Teil der Kund:innen weniger Netzentgelt zahlt, muss derselbe Kostenblock auf weniger Zahler verteilt werden. Nicht-Mitglieder erhalten keine Kompensation – für sie wird der verbleibende Anteil tendenziell teurer.

Damit stellt sich eine Fairnessfrage, die in der öffentlichen Debatte oft zu kurz kommt.

Teilnehmerstruktur und Marktlogik

In der Praxis zeigt sich, dass Teilnehmer:innen an Energiegemeinschaften häufig technikaffin sind, überdurchschnittlich gebildet und dem gehobenen Mittelstand angehören. Viele beschäftigen sich intensiv mit Energie, Tarifen und Förderlogiken.

Das ist grundsätzlich positiv, führt aber auch zu einer bestimmten Marktlogik: Oft steht weniger die reine Kostenreduktion im Vordergrund, sondern die Maximierung von Erträgen aus Einspeisung.

Daher gibt es bei vielen EGs mehr Einspeiser als Abnehmer. Die Gemeinschaft ist bilanziell organisiert, aber nicht zwingend energetisch ausgeglichen.

Energy Communities (4/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Bilanzierung statt Systemdienstleistung

Energiegemeinschaften sind in ihrer aktuellen Form meist weder netz- noch systemdienlich. Sie sind vor allem eine Einheit mit anderer Bilanzierung. Es wird nicht aktiv auf Lastprofile geschaut, nicht gezielt ein Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch gesucht, sondern primär auf die Anzahl von Zählpunkten.

Der gesellschaftliche Mehrwert ist dadurch begrenzt – abgesehen von Bewusstseinsbildung und einem gewissen Gemeinschaftsgefühl. Dieses kann positiv sein, wenn es ehrlich gelebt wird.

Zusatzaufwand und Belastung für Netzbetreiber

Für Stromnetzbetreiber bedeuten Energiegemeinschaften erheblichen Zusatzaufwand:

- Umstellung von Zählpunkten auf 15-Minuten-Messung (IME)
- stark steigendes Datenvolumen
- häufigere Abrechnungen
- zusätzliche IT-Dienstleister, besonders für kleinere Netzbetreiber

Gleichzeitig entstehen entgangene Erträge durch reduzierte Netzentgelte – bei kaum messbarem Mehrwert für Netzbetrieb und Systemstabilität.

Energy Communities (5/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Regulatorischer Gegenwind und sinkende Vorteile

In den letzten Monaten ist der Gegenwind spürbar gestiegen. EEGs sind vom neuen reduzierten „Sommer-Niedrig-Arbeitspreise“ (SNAP) ausgeschlossen, wodurch ein zusätzlicher Vorteil wegfällt. Dynamische Netzentgelte sind absehbar, derzeit laufen vom AIT begleitete Pilotprojekte etwa in Oberösterreich (Netz Linz) und der Steiermark (Energienetze Steiermark).

Solche dynamischen Tarife werden die Ersparnis für EG-Teilnehmer weiter schrumpfen lassen.

Auch Peer-to-Peer-Verträge bieten Alternativen. Die Senkung der Elektrizitätsabgabe auf ein Minimum reduziert den Vorteil der Abgabenbefreiung zusätzlich. Und günstige Markttarife etablierter EVUs erhöhen den Druck weiter (Stichwort: „Österreich-Tarif“ des Verbund).

Aktivkunden und neue Tariflogik

Ein weiterer Trend zeichnet sich bereits deutlich ab: In Zukunft wird es EVUs erlaubt sein, Aktivkunden anders zu behandeln.

Es gibt bereits konkrete Pläne, Kund:innen mit Wärmepumpe, Photovoltaik, E-Auto oder auch Mitglieder einer Energiegemeinschaft anders zu bewerten und entsprechend andere – oft höhere – Tarife anzubieten als Standard-Haushaltskunden.

Energy Communities (6/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Diese Differenzierung ist legitim: Das Lastprofil ist tatsächlich anders.

Wärmepumpenbesitzer benötigen besonders im Winter mehr Strom – genau dann, wenn Börsenpreise typischerweise höher sind. Auf der anderen Seite benötigen Besitzer einer Photovoltaik-Überschussanlage weniger Strom zu Zeiten, die tendenziell günstiger sind. Ein Fixpreis muss daher zwangsläufig höher kalkuliert werden.

Vom Sondermodell zur Energiezelle: Der nächste Entwicklungsschritt

Wenn Energiegemeinschaften jedoch als Energiezellen aufgebaut werden, sektorenübergreifend auch Wärme integrieren und systemdienlich agieren, können sie ihren Zweck erfüllen und einen volkswirtschaftlichen Mehrwert liefern. Dafür braucht es:

- Live-Daten und transparente Messwerte
- Prognosen für Verbrauch und Erzeugung
- zentrale Optimierung (z. B. MILP)
- aktive Steuerung dezentraler Flexibilitäten
- Koordination mit Stromnetzbetreibern

Nur so kann ein übergeordnetes Ziel erreicht werden: regionale Balance statt bloßer Bilanzverschiebung.

Energy Communities (7/7)

Zwischen Gemeinschaftsidee, Marktlogik und Systemrealität

Fazit: Potenzial ja – aber Entwicklung notwendig

Energiegemeinschaften sind heute oft - pragmatisch betrachtet - eine alternative Vermarktungsplattform. Wenn sie sich weiterentwickeln, kann daraus eine volkswirtschaftlich sinnvolle Erfolgsgeschichte werden.

Ich selbst betreibe mehrere Energiegemeinschaften und stehe im intensiven Austausch mit Netzbetreibern, EVUs, Abrechnern von EGs, Forschungseinrichtungen und Plattformanbietern für Peer-To-Peer-Handel. Statt gegeneinander braucht es mehr Kooperation auf Augenhöhe – mit dem Ziel, Energie leistbar und verfügbar zu machen, unter Berücksichtigung aller Rahmenbedingungen.

Die Lager sind teils verhärtet. Doch wenn Energiegemeinschaften lernen, systemdienlich zu werden, kann aus einem heutigen Sondermodell ein echter Baustein der zukünftigen Energielogik entstehen.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck

Warum lokale Energie nicht automatisch systemdienlich ist – und worauf es wirklich ankommt



„Energiegemeinschaften haben Auswirkungen auf das gesamte Stromsystem.“

DI Carolin Monsberger · Research Engineer am Austrian Institute of Technology (AIT)

Carolin Monsberger ist Research Engineer am AIT Austrian Institute of Technology und beschäftigt sich mit Strommärkten und Fördersystemen für erneuerbare Energien, energierechtlichen und regulatorischen Fragen zu Strom, Wärme und erneuerbaren Gasen sowie mit Direktvermarktung und Energiegemeinschaften.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck

Warum lokale Energie nicht automatisch systemdienlich ist – und worauf es wirklich ankommt



*„Energiegemeinschaften sind das einzige Medium, das es Bürger*innen erlaubt, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen.“*

Dr. DI Bernadette Fina · Scientist am Austrian Institute of Technology (AIT)

Bernadette Fina ist Scientist am AIT Austrian Institute of Technology und beschäftigt sich mit Simulation und Optimierung von Energiegemeinschaften, Wirtschaftlichkeitsbewertungen, Abrechnungs-, Kostenteilungs- und Umverteilungsmechanismen, Entwicklung von Geschäftsmodellen, dem rechtlichen Rahmen für Energiegemeinschaften in Österreich und darüber hinaus.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (1/10)

Sehr geehrte Frau Monsberger, sehr geehrte Frau Fina,

vielen Dank, dass Sie sich Zeit für dieses Gespräch nehmen. Energiegemeinschaften sind aktuell eines der meistdiskutierten Themen der Energiewende – sie stehen für Bürgerbeteiligung, lokale Wertschöpfung und neue Formen der Organisation von Erzeugung und Verbrauch.

Was dabei oft übersehen wird: Während viele Akteure Energiegemeinschaften gerade erst entdecken, werden diese Konzepte am AIT bereits seit ihren Anfängen wissenschaftlich begleitet, analysiert und in Reallaboren erprobt. Genau diese langfristige, nüchterne Perspektive macht Ihre Einschätzung besonders wertvoll: Was funktioniert tatsächlich, was nicht – und welche Effekte sehen wir jenseits der politischen und medialen Euphorie?

Energiegemeinschaften erleben derzeit einen starken Aufschwung. Sie begleiten diese Entwicklung wissenschaftlich bereits seit den Anfängen.

Was sind aus Ihrer bisherigen Forschung die wichtigsten Erkenntnisse: Sind Energiegemeinschaften aus Ihrer Sicht sinnvoll und systemdienlich?

Bernadette Fina: Das ist richtig, die Begeisterung am Thema Energiegemeinschaften hat in den letzten Jahren kontinuierlich an ‚Fahrt aufgenommen‘ und ist weiterhin ungebrochen. Mitte des Jahres 2025 verzeichneten wir in Österreich bereits eine stolze Anzahl an 3830 Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, 4600 Erneuerbaren Energiegemeinschaften und 850 Bürgerenergiegemeinschaften. Bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen müssen die Teilnehmenden über gemeinschaftliche Leitungsanlagen verbunden sein, Erneuerbare Energiegemeinschaften sind im definierten Nahebereich über

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (2/10)

bestimmte Netzebenen organisiert, und Bürgerenergiegemeinschaften können österreichweit aktiv sein. Es ist davon auszugehen, dass wir bei Fortsetzung des Trends der zahlenmäßigen Entwicklung von Energiegemeinschaften zum jetzigen Zeitpunkt (März 2026) bereits die Marke von 10000 operativen Energiegemeinschaften ‚geknackt‘ haben müssten. Damit ist Österreich sowohl bei der praktischen Umsetzung als auch im Bereich der Forschung zu sämtlichen Themen rund um Energiegemeinschaften als absoluter Vorreiter zu bezeichnen.

Besonders erfreulich ist diese Entwicklung deshalb, da Energiegemeinschaften de facto das einzige ‚Medium‘ sind, das es Bürger*innen erlaubt, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen und direkt einzubringen. Die Präsenz der Energiegemeinschaften wirkt somit auch bewusstseinsbildend: Das Thema ‚Energie‘ ist mittlerweile deutlich stärker in das Bewusstsein der Menschen gerückt – weg von ‚Strom kommt unlimitiert aus der Steckdose‘ und hin zu einem bewussten Umgang mit dieser doch oftmals knappen Ressource.

Carolin Monsberger: Weiters beanreizen Energiegemeinschaften nachgewiesenermaßen verstärkt Investitionen in dezentrale erneuerbare Energieerzeugung (derzeit vorwiegend Photovoltaik-Anlagen auf Gebäudedächern). Energiegemeinschaften sind also aus vielerlei Hinsicht sinnvoll und wichtig. Gleichzeitig ist es jedoch sehr wichtig, auf die von Ihnen angesprochene Netz- bzw. Systemdienlichkeit zu achten. Energiegemeinschaften haben sehr wohl Auswirkungen auf Netzbetreiber und Stromlieferanten – und mit ihrer wachsenden Zahl sowie neuen Formen gemeinsamer Energienutzung zunehmend auch auf das gesamte Stromsystem.

Lieferanten verzeichnen beispielsweise nachweislich höhere Ausgleichsenergiekosten aufgrund der schlechteren Prognostizierbarkeit der Reststrombezugsprofile von Energiegemeinschafts-Teilnehmenden, wie wir im Projekt IntEGrity zeigen konnten. Die schlechtere Prognose führt zudem zu vermehrten Regelenergieabrufen, was das Stromsystem belastet bzw. die Kosten in die Höhe treiben kann.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (3/10)

Weiters werden Erneuerbare-Energiegemeinschaften – bzw. in Zukunft auch weitere Formen der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich – mit reduzierten Netznutzungsentgelten unterstützt ohne sich dabei nachweislich netzdienlich verhalten zu müssen. Aus diesem Blickwinkel heraus muss somit stark darauf geachtet werden, dass es zu keiner signifikanten Sozialisierung von Kosten kommt, die Nicht-Energiegemeinschafts-Teilnehmende stärker belasten würden. Zusätzlich ist es immer wichtig, den Fokus auf die Stabilität unseres Stromsystems zu legen.

Viele Trends im Energiesystem kommen und gehen.

Wie schätzen Sie Energiegemeinschaften ein: Sind sie gekommen, um zu bleiben – oder sehen Sie die Gefahr, dass sie nach einem kurzen „Gastspiel“ wieder an Bedeutung verlieren?

Bernadette Fina: Energiegemeinschaften sind definitiv gekommen, um zu bleiben, insbesondere, da die Zeitspanne für ein kurzes „Gastspiel“ längst verstrichen ist.

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen‘ können bereits seit 2017 umgesetzt werden, Erneuerbare-Energiegemeinschaften seit der zweiten Hälfte des Jahres 2021 und Bürgerenergiegemeinschaften seit April 2022 (hier gab es im Vergleich zu Erneuerbaren-Energiegemeinschaften leichte Verzögerungen, da im Falle von Bürgerenergiegemeinschaften in der Regel mehrere Netzbetreiber involviert sind, was anfänglich zusätzlichen Abstimmungsaufwand erforderlich machte).

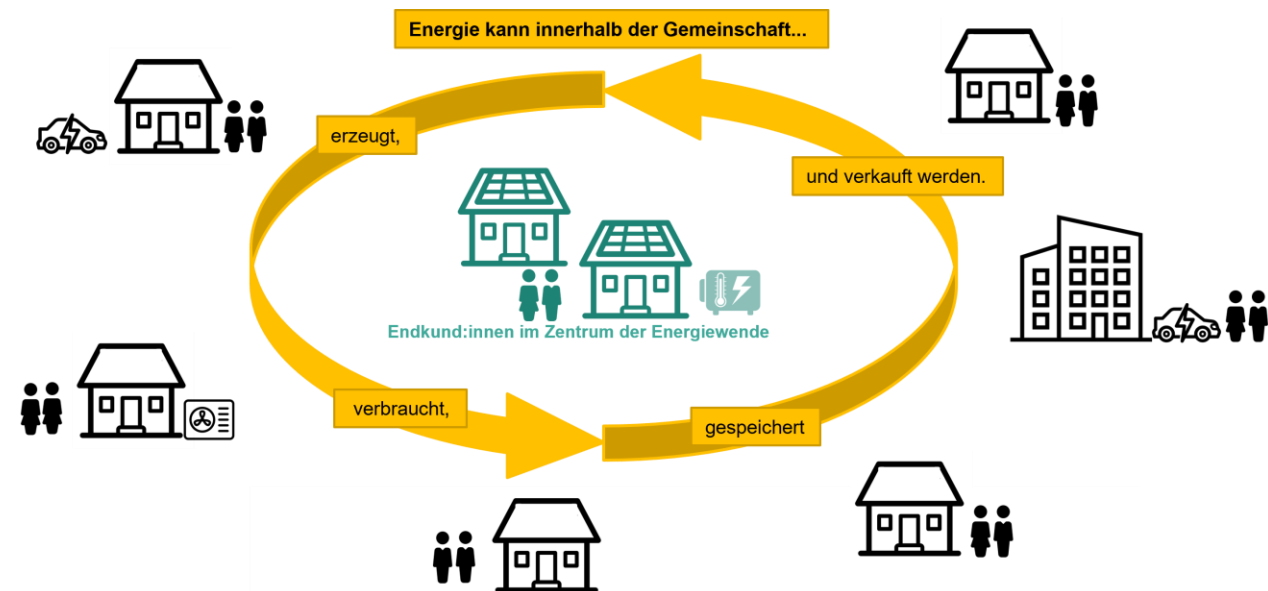
Die stetig wachsende Anzahl an operativen Energiegemeinschaften und das ungebrochene Interesse der Bevölkerung, gepaart mit einer stetig steigenden Anzahl an Angeboten wie z.B. Abrechnungsplattformen seitens Energiedienstleistern, welche die Planung, Umsetzung und den Betrieb von Energiegemeinschaften erleichtern, deuten wir als eindeutige Indikatoren für einen langfristigen Fortbestand von Energiegemeinschaften.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (4/10)

Dennoch muss im Kontext des langfristigen Bestehens von Energiegemeinschaften auch der Faktor ‚Wirtschaftlichkeit‘ berücksichtigt werden. Der wirtschaftliche Betrieb einer Energiegemeinschaft liegt nicht ausschließlich in den Händen der Betreibenden und der Teilnehmenden – indem beispielsweise auf eine ausgewogene Zusammensetzung der erzeugenden sowie verbrauchenden Einheiten sowie auf eine geeignete Wahl des Energiegemeinschafts-internen Energiepreises geachtet wird – sondern ist vielfach an den Einfluss exogener Faktoren, wie z.B. (dynamische) Energiepreise konventioneller Stromlieferanten, (variable) Netzentgelte sowie allgemein geopolitische Einflussfaktoren gebunden.

Obwohl wir davon ausgehen, dass Energiegemeinschaften großes Anpassungspotenzial an veränderliche exogene Einflussfaktoren mitbringen, ist der Faktor ‚Wirtschaftlichkeit‘ im Kontext des langfristigen Fortbestehens von Energiegemeinschaften dennoch stets aufmerksam zu beobachten. Weiters wird abzuwarten bleiben, ob bei weiterer starker Ausrollung von Energie-

gemeinschaften und gemeinsamer Energienutzung – und somit stärkerem Einfluss auf andere Stakeholder der Energiewirtschaft bzw. andere Endkund*innen – das derzeitige (für Energiegemeinschaften äußerst positive) Level vergleichsweise geringer Verantwortlichkeiten bestehen bleibt.



Quelle: Austrian Institute of Technology (AIT), 2026

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (5/10)

Ein wesentlicher Punkt ist hierbei das bereits angesprochene Thema der Ausgleichsenergieverantwortung, das derzeit (noch) gänzlich von Stromlieferanten getragen wird. Sollten solche schwerwiegende Verantwortlichkeiten mittel- bzw. langfristig auf Energiegemeinschaften übertragen werden, wäre damit zu rechnen, dass ausschließlich verhältnismäßig große (hinsichtlich Teilnehmendenzahl) und professionell organisierte Energiegemeinschaften bestehen bleiben. Derzeit ist eine solche Entwicklung jedoch glücklicherweise nicht absehbar.

Verhalten sich Mitglieder von Energiegemeinschaften anders als klassische Stromkund:innen?

Beobachten Sie Veränderungen im Verbrauchsverhalten, im Bewusstsein für Preise, Netze und Systemzusammenhänge?

Carolin Monsberger: Teilnehmende von Energiegemeinschaften zeigen im Vergleich zu anderen Endkund*innen ein anderes Verbrauchsverhalten, nicht zuletzt aufgrund starker Awareness hinsichtlich der Verfügbarkeiten von Strom innerhalb der Gemeinschaft.

Dies wirkt sich signifikant auf Last- bzw. Erzeugungsprofile aus, die von Stromlieferanten abgedeckt oder abgenommen werden müssen. Aus Sicht eines Stromlieferanten wird im Falle eines Energiegemeinschafts-Teilnehmenden nur noch der Reststrom gedeckt bzw. der Überschussstrom (nach Direktverbrauch und Verbrauch innerhalb der Energiegemeinschaft) abgenommen.

Das bedeutet insbesondere für die Lastprognosen erhebliche Schwierigkeiten für Stromlieferanten, da herkömmliche Prognosemodelle nicht mehr ausreichend genau anwendbar sind – zumal ein Stromlieferant bei einem dynamischen Aufteilungsschlüssel in der Energiegemeinschaft auch aus historischen Daten kaum lernen kann.

Dies wiederum führt zu vermehrten Regelenergieabrufen, steigendem Ausgleichsenergieerisiko und respektive steigenden Ausgleichsenergiekosten.

Nachdem das Energiebewusstsein von Teilnehmenden einer Energiegemeinschaft wie bereits angesprochen grundsätzlich höher ist, ist zu beobachten, dass Strom bewusster an jenen Zeitpunkten des Tages verbraucht wird, an denen Energie

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (6/10)

innerhalb der virtuellen Grenzen der Energiegemeinschaft verfügbar ist. Auf diese Weise kommt es bereits – selbst ohne technisches Zusatzequipment wie Energiemanagement-Systeme – zu Lastverschiebungseffekten. Weiters ist zu beobachten, dass Energiegemeinschafts-Mitglieder stärker dazu tendieren, in technisches Zusatzequipment zu investieren, um die Vorteile der Energiegemeinschaft bestmöglich zu nutzen. Somit kann auch geschlussfolgert werden, dass das Bewusstsein für Preise oder generell Energiekosten steigt.

Mit Peer-to-Peer-Verträgen kommen nun neue Modelle hinzu, die über klassische Energiegemeinschaften hinausgehen.

Wie sehen Sie diese Entwicklung: Erweitern P2P-Verträge die bestehende Landschaft sinnvoll – oder erhöhen sie vor allem die Komplexität?

Bernadette Fina: Die bisherige Implementierung von Energiegemeinschaften erforderte stets die Gründung einer neuen bzw. Nutzung einer bestehenden Rechtspersönlichkeit. Obwohl sich die Gründung bspw. eines Vereins weder organisatorisch noch finanziell aufwändig gestaltet, wurde es dennoch oftmals als Hürde bei der Etablierung von Energiegemeinschaften betrachtet – insbesondere bei verhältnismäßig kleinen Energiegemeinschaften mit einer geringen Anzahl an Teilnehmenden, z.B. innerhalb einer einzelnen Familie.

Genau für solche Konstrukte sind die neuen P2P-Verträge interessant: Hier werden die als komplex empfundenen Rechtspersönlichkeiten durch Verträge zwischen allen „Peers“ ersetzt. Für zahlenmäßig kleine Energiegemeinschaftsinitiativen können P2P-Verträge somit durchaus sinnvoll sein, und die Hürden zur Umsetzung einer Energiegemeinschaft herabsetzen. Für größere Energiegemeinschaftsinitiativen mit einer größeren Anzahl an Teilnehmenden werden die klassischen Energiegemeinschaften wohl auch weiterhin erhalten bleiben.

Der nächste Schritt, der zunehmend diskutiert wird, ist die Weiterentwicklung von Energiegemeinschaften hin zu sogenannten Energiezellen.

Wie beurteilen Sie dieses Konzept aus wissenschaftlicher Sicht – und welche zusätzlichen Anforderungen ergeben sich dabei an Koordination, Steuerung und Governance?

Bernadette Fina: Aus unserer Sicht gibt es derzeit keine allgemein verbindliche Definition von Energiezellen – was jedoch nicht zwingend ein Defizit darstellt.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (7/10)

Wie bei vielen neuen systemischen Konzepten existieren unterschiedliche Definitionsansätze mit denen in der Praxis gearbeitet wird. Entscheidend ist weniger eine einheitliche Begriffsfestlegung als vielmehr das gemeinsame Verständnis der funktionalen Ausrichtung.

Konzeptionell verstehen wir Energiezellen als Weiterentwicklung von Energiegemeinschaften in Richtung integrierter, regionaler Energiesysteme mit starker Sektoren- und Technologiekopplung. Während sich der Betrieb einer Energiegemeinschaft primär auf ihre Mitglieder und deren Energieaustausch konzentriert, umfasst eine Energiezelle darüber hinaus das gesamte relevante regionale Energiesystem – einschließlich jener Infrastrukturen, Technologien und Geschäftsmodelle, die nicht innerhalb einer einzelnen Energiegemeinschaft organisiert sind.

Während Energiezellen durch stärkere Verschränkungen von Sektoren und Technologien sicherlich hohe Potenziale aufweisen ist jedoch gleichzeitig auch von Steigenden Anforderungen hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung auszugehen. Auch sind wir somit stark auf die „Willingness-to-Participate“ der einzelnen Akteur*innen angewiesen – insbesondere auf die einzelnen Endkund*innen.



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

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (8/10)

Das AIT begleitet aktuell die Erprobung dynamischer Netzentgelte wissenschaftlich.

Ganz kurz zusammengefasst: Wie ist der aktuelle Stand, welche Modelle werden getestet – und in welchem Zeithorizont rechnen Sie mit einer breiteren Umsetzung?

Carolin Monsberger: Im Rahmen des Projekts INNOnet testen wir mit über 800 Haushalten in Österreich unterschiedliche Formen variabler Netzentgelte. Dabei untersuchen wir verschiedene Designoptionen: klassische zeitvariable Netzentgelte mit unterschiedlichen Preisen pro verbrauchter Kilowattstunde je nach Tageszeit, leistungsabhängige Netzentgelte, bei denen der jeweilige Tages-Spitzenverbrauch bepreist wird, sowie kombinierte Ansätze. Letztere integrieren definierte Leistungsschwellen in ein zeitvariables Entgeltsystem. Die konkreten Netzentgelte werden täglich auf Basis von Netzsimulationen ermittelt und den teilnehmenden Haushalten jeweils am Vortag über eine App kommuniziert. Abgerechnet wird tatsächlich nach diesen variablen Netzentgelten – ermöglicht durch eine Regulatory-Sandbox-Ausnahmegenehmigung der Regulierungsbehörde.

Gleichzeitig besteht eine Absicherung: Kein Haushalt kann schlechter aussteigen als im bisherigen Entgeltschema.

Die vorläufigen Ergebnisse sind sehr vielversprechend. Wir sehen deutliche Verhaltensänderungen – sowohl im Vergleich zur Kontrollgruppe als auch im Vergleich zum früheren Verbrauchsverhalten derselben Haushalte. Das zeigt, dass die Anreizwirkung grundsätzlich funktioniert. Detaillierte Auswertungen und belastbare Kennzahlen werden wir nach Abschluss des Demonstrationsjahres, also nach Juli 2026, veröffentlichen. Parallel dazu stehen wir im engen Austausch mit dem Regulator E-Control, um unsere Erkenntnisse in die laufenden Reformprozesse einzubringen.

Zur regulatorischen Perspektive: Die Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte liegt derzeit beim Regulator, der durch das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz einen erweiterten Spielraum erhalten hat. Von hoch dynamisierten Systematiken, wie wir sie im INNOnet-Projekt erproben, ist die Praxis allerdings noch etwas entfernt – hier wird es noch weitere Entwicklungsschritte brauchen.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (9/10)

Seit Ende Februar bis Ende März läuft eine erste Marktkonsultation zur Neugestaltung der Netzentgelte. Erste Signale deuten darauf hin, dass künftig zumindest ein Leistungsentgelt für Haushalte – also eine Bepreisung des monatlichen Spitzenverbrauchs – vorgesehen sein dürfte. Eine Umsetzung der neuen Netzentgeltsystematik ist frühestens ab Jänner 2027 zu erwarten. Unabhängig davon können Haushalte bereits heuer aktiv Netzentgelte sparen: Über den Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) lassen sich rund 20 % der Netznutzungsentgelte einsparen, wenn Stromverbrauch im Zeitraum April bis September in die Stunden zwischen 10 und 16 Uhr verlagert wird – vorausgesetzt, die Viertelstundenauslesung des Smart Meters ist aktiviert.

Auf welcher Ebene entfalten dynamische Netzentgelte aus Ihrer Sicht den größten Nutzen: österreichweit einheitlich, auf Umspannwerksebene oder sogar noch kleinteiliger auf Netzabschnitts- oder Quartiersebene? Und wo liegen dabei die größten praktischen Herausforderungen?

*Carolin Monsberger: Dynamische Netzentgelte entfalten ihren größten Nutzen insbesondere im Niederspannungsnetz. Ihr Mehrwert ist vor allem dort hoch, wo eine direkte Steuerung durch den Netzbetreiber nur eingeschränkt möglich oder mit erheblichem Aufwand verbunden ist und zugleich keine breite, aktive Marktteilnahme zu erwarten ist – also typischerweise im Haushaltsbereich. Regionale Unterschiede bei den Netzentgelten können dabei durchaus sinnvoll sein, da einzelne Netzabschnitte sehr unterschiedliche strukturelle und technische Herausforderungen aufweisen. Gleichzeitig ist jedoch sicherzustellen, dass die rechtlichen Vorgaben zur Gleichbehandlung der Netzkund*innen eingehalten werden.*

Die bisherigen Ergebnisse aus dem Projekt INNOnet zeigen, dass Haushalte grundsätzlich auf Preissignale reagieren – konkret auf variable Netztarife. Viele Teilnehmende passen ihr Verbrauchsverhalten zumindest teilweise an. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass an Demonstrationsprojekten häufig eher energieaffine Haushalte teilnehmen. Die Ergebnisse sind daher nicht ohne Weiteres repräsentativ für ganz Österreich.

Energiegemeinschaften im Realitätscheck (10/10)

Eine Alternative zu dynamischen Netztarifen sind lokale Flexibilitätsmärkte. Dynamische Netzentgelte haben gegenüber solchen Marktmodellen den Vorteil, dass sie einfacher verständlich sind und keine aktive Marktteilnahme – etwa in Form von Geboten – erfordern. Hinzu kommt, dass Verteilernetzbetreiber im Niederspannungsnetz oft keine vollständige Transparenz über alle relevanten Netzsituationen haben. Diese Transparenz wäre jedoch Voraussetzung, um Flexibilitätsabrufe über einen Markt präzise zu dimensionieren.

*Grundsätzlich können Kund*innen bereits heute über Aggregatoren am Regelenergiemarkt teilnehmen und dort Flexibilität anbieten – in der Praxis wird diese Möglichkeit bislang allerdings nur selten genutzt. Perspektivisch ist vorgesehen, dass Flexibilität auch gezielt Verteilernetzbetreibern über entsprechende Flexibilitätsmärkte angeboten werden kann. Eine solche Entwicklung ist zunächst eher auf höheren Netzebenen zu erwarten. Dort geht es häufig um systemrelevante Lasten oder Erzeugungsanlagen, bei denen präzise und verlässlich abrufbare Reaktionen auf Netzengpässe erforderlich sind.*

*Zudem sind die Netzsituationen auf diesen Ebenen deutlich transparenter. Insbesondere Industriekund*innen könnten hier Flexibilitätsdienstleistungen für Netzbetreiber erbringen, etwa im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen. Redispatch bezeichnet dabei die gezielte Reduktion oder Erhöhung von Einspeisung bzw. Last auf beiden Seiten eines Engpasses, um eine Überlastung im Übertragungsnetz zu vermeiden.*

Sehr geehrte Frau Monsberger, sehr geehrte Frau Fina, vielen Dank für dieses sehr angenehme und aufschlussreiche Gespräch. Ihre Antworten zeigen eindrucksvoll, wie wichtig eine wissenschaftlich fundierte Begleitung der Energiewende ist – gerade bei Themen wie Energiegemeinschaften, Peer-to-Peer-Modellen und dynamischen Netzentgelten, bei denen Erwartungen und Realität nicht immer deckungsgleich sind.

Was man aus Ihrer Arbeit klar mitnimmt: Lokale Optimierung, neue Marktrollen und dynamische Preissignale können einen wertvollen Beitrag leisten – aber nur dann, wenn sie sauber in das Gesamtsystem eingebettet sind. Vielen Dank für Ihren Beitrag.

Energiezellen und Microgrids (Mikro-Netze)

Dezentrale verteilte Energie und Energiezellen sind billiger als Netzausbau und fördern den Wirtschaftsstandort durch niedrige Kosten



„Die derzeitige Strategie für die Energiewende verteuert die Energie und ist die Grundlage für die Inflation.“

Michael Stadler · techn. Geschäftsführer · Xendee

Dipl.-Ing. Dr. Michael Stadler, welcher ein Doktorat summa cum laude der Technischen Universität Wien in Energiewirtschaft und Betriebswirtschaft und einen Dipl.-Ing. in Elektrotechnik besitzt, leitete bis Ende Februar 2017 die ca. 40-köpfige Grid Integration/Microgrid Gruppe am Lawrence Berkeley National Laboratory der Universität von Kalifornien. Dr. Stadler wurde von Präsident Obama für seine Arbeiten mit dem Presidential Early Career Award for Scientists and Engineers (PECASE) geehrt. Die Preisträger werden für Ihre innovative Forschung, außerordentliche wissenschaftliche Führungsqualitäten und Ihr Engagement ausgezeichnet. Seit Juli 2018 ist Dr. Stadler der Chief Technology Officer und Mitbegründer von XENDEE. Dr. Stadler unterstützte auch das Team von BEST/BIOENERGY 2020+ in Niederösterreich beim Aufbau des ersten österreichischen Microgridforschungslabors. Dr. Stadler unterstützte auch das Zentrum für Energie und innovative Technologien. Dr. Stadler veröffentlichte mehr als 290 Beiträge in Fachzeitschriften und Berichte und er besitzt 17 Software Copyrights/Patente.

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (1/6)

Zusammenfassung aus dem Interview mit Michael Stadler, Xendee

Michael Stadler (Xendee) über Standardisierung, Datenqualität und den Tipping Point im Energiesystem

Microgrids gelten für viele als Zukunftsversprechen: lokale Energieerzeugung, Speicher, intelligente Steuerung – ein System, das nicht nur klimafreundlich, sondern auch resilient und wirtschaftlich sein soll. Doch zwischen Theorie und Umsetzung klafft oft eine Lücke. Genau hier setzt Xendee an: Das Unternehmen entwickelt eine Plattform, mit der dezentrale Energiesysteme planbar, vergleichbar und skalierbar werden sollen.

Im Gespräch erklärt Michael Stadler, warum Microgrids längst nicht mehr nur Pilotprojekte sind, welche Anwendungsfälle heute schon rechnen – und weshalb Europa in manchen Punkten erst dort ankommt, wo die USA vor Jahrzehnten begonnen haben.

Standardisierung statt Einzellösungen

Die Vision von Xendee lässt sich für Stadler klar auf den Punkt bringen: Es geht nicht um einzelne Leuchtturmprojekte, sondern um einen systematischen, standardisierten Ansatz für dezentrale Energieversorgung. *„Wenn man es ernst meint mit der großen Anzahl der Projekte, dann sollte man das standardisieren und kommerziell machen können, damit es auch in großen Mengen funktioniert und auch Gewinne abwirft“*, sagt er.

Damit positioniert sich Xendee bewusst gegen eine Praxis, die in vielen Unternehmen und Ingenieurbüros nach wie vor dominiert: Planung in Excel, individuelle Modelle, schwer vergleichbare Ergebnisse. Stadler sieht darin ein Kernproblem für die Skalierung. *„Diese Vergleichbarkeit wollen wir zur Verfügung stellen“*, erklärt er – und verweist darauf, dass die Plattform nicht nur Strom, sondern auch Wärme und weitere Technologien abbilden kann.

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (2/6)

Während viele Tools sich auf Photovoltaikdimensionierung beschränken, erkennt Xendee laut Stadler *„bis zu 25 verschiedene dezentrale Technologien“* – von PV und Speicher über Elektromobilität bis hin zu Kraft-Wärme-Kopplung. Entscheidend sei dabei die Fähigkeit, unterschiedliche Systeme wirklich gemeinsam zu modellieren, statt sie getrennt zu betrachten.

Microgrids: Viele betreiben sie schon – ohne es zu wissen

Ein zentraler Punkt im Interview ist die Definition: Stadler betont, dass Microgrids häufig falsch verstanden werden – oder als komplexes Zukunftsthema erscheinen, obwohl sie im Alltag längst existieren.

„Sobald ich bei meiner Photovoltaikanlage einen Speicher habe und mich vom Netz entkoppeln kann, wenn ich das will, habe ich eigentlich schon ein Microgrid“, sagt er. Der Begriff sei international etabliert, werde in Europa aber oft noch mit großen, komplexen Inselnetzen assoziiert.

Dabei reicht die Spannbreite vom Einfamilienhaus mit PV und Speicher bis hin zur Energiezelle in der Industrie oder einer Energiegemeinschaft. Der gemeinsame Nenner: Energie wird lokal erzeugt, gespeichert und verbraucht – und kann im Idealfall netzdienlich betrieben werden.

Wirtschaftlichkeit: Industrie, Rechenzentren – und ein neuer Tipping Point

Die Frage nach der Wirtschaftlichkeit beantwortet Stadler deutlich: Microgrids sind längst kein reines Zukunftsthema mehr. *„Es sind eigentlich sehr viele schon wirtschaftlich darstellbar“*, sagt er – vor allem bei größeren Anwendungen.

Die Industrie sei ein besonders starker Kandidat, weil dort Lastprofile, Energiepreise und Versorgungssicherheit eine andere Dimension haben als im Haushaltsbereich. Wer zusätzlich Prozesswärme benötigt, kann auch über PV hinausgehen und Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung integrieren.

Als besonders dynamischen Bereich nennt Stadler Rechenzentren. Der Grund ist weniger technischer Natur als

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (3/6)

infrastrukturell: Die benötigten Leistungen sind so groß, dass Netzanschlüsse und Netzausbau in vielen Regionen zum Engpass werden. Microgrids werden hier zur wirtschaftlichen Alternative – nicht nur als Ergänzung, sondern zunehmend als strategischer Teil der Versorgung.

Besonders markant ist seine Beobachtung eines Kipppunktes: *„Wir [sind] an einem Tipping Point angelangt ... wo im Schnitt der Netzausbau mittlerweile ein bisschen teurer ist als lokale Energiesysteme bzw. Microgrids“*, sagt Stadler.

Diese Verschiebung verändert die Logik der Planung: Nicht mehr nur *„Wie schließe ich an?“*, sondern *„Wie vermeide ich den Ausbau?“*. In manchen Regionen sei die Entwicklung bereits weiter – und werde durch extreme Strompreise beschleunigt. Stadler nennt ein Beispiel aus Kalifornien: *„Man glaubt das kaum, aber die Kilowattstunde hat einen Euro gekostet für den Haushalt.“* Unter solchen Bedingungen werden Speicher und lokale Systeme schnell zur rationalen Entscheidung.

USA und Europa: Gleiche Diskussion, andere Ausgangslage

Stadler hat viele Jahre in den USA gearbeitet und sieht Unterschiede – aber auch Parallelen. Das amerikanische Netz sei vielerorts deutlich älter als das europäische. Europa habe nach dem Zweiten Weltkrieg vielerorts neu aufgebaut und sei daher später in der Alterungsphase angekommen.

In den USA habe man deshalb bereits in den 1980er-Jahren begonnen, Lastmanagement und dezentrale Ansätze zu forcieren, um Netzausbau zu verzögern. Europa komme erst jetzt stärker in diese Debatte – allerdings aus einem anderen Grund: Die Energiewende bringe große Mengen erneuerbarer Energie ins System, häufig zentralisiert durch Windparks oder PV-Freiflächenanlagen. Damit wächst der Druck auf die Netzinfrastruktur.

Auch regulatorisch sieht Stadler zeitliche Verzögerungen. Dynamische Tarife etwa seien in den USA seit Jahrzehnten bekannt, in Europa würden sie erst langsam zum Thema.

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (4/6)

„Dynamische Tarife ... kennen [wir] in den USA seit den 80er Jahren“, sagt er – und beschreibt damit indirekt, wie stark sich die Systeme in ihrer Entwicklungsgeschwindigkeit unterscheiden.

Systemintegration: Das Problem beginnt im Kopf

Ein wiederkehrendes Motiv des Gesprächs ist die Kritik an fragmentiertem Denken. Die technische Herausforderung der Integration sei real – aber oft nicht einmal der erste Engpass. „Es scheitert eigentlich schon weit früher, nämlich beim Denken, wie man die Systeme integriert“, sagt Stadler.

Die Energiewende werde häufig als zentralisiertes System gedacht: große Erzeugungsanlagen, große Speicher auf hoher Netzebene, zentrale Steuerung. Lokale Lösungen würden dabei zu wenig berücksichtigt – obwohl gerade sie Flexibilität und Stabilität liefern könnten.

Stadler beschreibt das als Fortschreibung des alten Systems mit neuen Technologien. Eine echte Systemintegration entstehe erst, wenn lokale Erzeugung, Speicher, Lasten, Wärme und Mobilität gemeinsam betrachtet werden – und zwar nicht als Ausnahme, sondern als Standard.



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

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (5/6)

Digitalisierung: Ohne Daten kein Business Case

Dass Microgrids datengetrieben geplant werden müssen, ist für Stadler selbstverständlich. *„Wenn man schlechte Daten hat, dann erhält man schlechte Ergebnisse“*, sagt er.

Gerade bei Energiegemeinschaften sieht er eine problematische Entwicklung: Viele seien nicht aus technischer Optimierung heraus entstanden, sondern aus Förderlogik. *„Dann sind die nicht von der technischen Seite geplant worden, sondern die sind von der Förderungsseite geplant worden“*, erklärt er. Die Folge: Lastdaten fehlen, Profile sind unvollständig, Prognosen unsicher – und die tatsächliche Performance zeigt sich erst Jahre später.

Die Aussage ist klar: Ohne solide Datenbasis bleibt die Auslegung ein Ratespiel. Und damit wird auch der wirtschaftliche Nutzen unberechenbar.

Speicher: zentral, dezentral – oder beides?

Bei der Frage nach der Speicherarchitektur erwartet Stadler kein Entweder-oder.

Realistisch werde es beide Formen geben: dezentrale Speicher in Energiegemeinschaften und Gebäuden ebenso wie zentrale Lösungen im Netz.

Entscheidend sei aber, dass man die volkswirtschaftliche Logik erkennt: Wer lokal Probleme vermeidet, spart Systemkosten. *„Wenn ich ... gar kein Problem für das Netz verursache ... dann kann ich volkswirtschaftlich die Kosten einsparen“*, sagt Stadler. Der Gedanke sei einfach – werde aber im System noch zu wenig berücksichtigt.

Regulierung: Wenn Netz und Energie nicht zusammenfinden

Ein weiterer Engpass liegt laut Stadler in der Marktstruktur. Die Liberalisierung hat Energie und Netz organisatorisch getrennt. Doch Microgrids wirken genau an der Schnittstelle: Sie erzeugen Energie, beeinflussen Lasten – und können netzdienlich sein. Stadler beschreibt das Dilemma pointiert: *„Das Netz sagt, mich geht die Energie nichts an, aber mich geht die Leistung was an.“* Für integrierte Lösungen sei diese Entkopplung problematisch, weil Systemintegration nicht in getrennten Silos funktioniert.

Microgrids: Vom Buzzword zur wirtschaftlichen Realität (6/6)

Ausblick: Scheideweg zwischen Nische und Standard

Wie geht es weiter? Stadler sieht Microgrids international klar auf Wachstumskurs. Xendee arbeite weltweit mit über 600 Kunden, die Entwicklung sei exponentiell. Doch ob Microgrids in Österreich und Europa rasch zum Standard werden, hängt für ihn stark von politischen und wirtschaftlichen Faktoren ab – und auch von Interessenlagen.

„Wir sind jetzt gerade am Scheideweg“, sagt Stadler. Es werde Microgrids geben – die Frage sei, ob etablierte Akteure sie selbst entwickeln und integrieren oder ob man an alten Strukturen festhält. Europa habe eine starke Tendenz zu bestehenden Systemen, wodurch Innovation langsamer skaliert.

Trotzdem sieht er Bewegungspotenzial: Microgrids bringen Vielfalt ins Energiesystem – und damit auch mehr Resilienz, Flexibilität und Gestaltungsspielraum. Gerade in Zeiten hoher Kosten, wachsender Netzengpässe und steigender Elektrifizierung könnten sie zu einem zentralen Baustein werden.

Fazit: Microgrids sind kein Zukunftsthema mehr – sie sind eine Systementscheidung

Das Interview macht deutlich: Microgrids sind nicht nur eine technische Lösung, sondern ein strategischer Ansatz für ein Energiesystem, das mit Dezentralität umgehen kann. Xendee setzt dabei auf Standardisierung, Vergleichbarkeit und integrierte Modellierung – mit dem Ziel, Projekte nicht nur möglich, sondern massentauglich zu machen.

Der vielleicht wichtigste Satz des Gesprächs ist zugleich eine Warnung und ein Auftrag:

„Wenn Netzausbau teurer wird als lokale Systeme, verschiebt sich die Grundlogik der Energiewirtschaft. Der „Tipping Point“ ist nicht nur eine Zahl – er ist eine Richtungsentscheidung.“

Und genau an dieser Kreuzung, so Stadler, stehen wir jetzt.

Kooperation statt Chaos: Wie Energiezellen Resilienz schaffen

Blackout ist kein Stromausfall – Wir stehen vor einer systemischen Bewährungsprobe



„Wir reden von Dezentralisierung, aber wir bauen keine funktionalen Einheiten – und genau das macht unser System fragil.“

Herbert Saurugg · Präsident der Gesellschaft für Krisenvorsorge

Herbert Saurugg, MSc, ist ein international anerkannter Experte für Blackout- und Krisenvorsorge sowie Präsident der Gesellschaft für Krisenvorsorge (GfKV).

Der eh. Berufsoffizier beschäftigt sich seit 2011 mit den systemischen Verwundbarkeiten lebenswichtiger Infrastrukturen wie auch der Gesellschaft mit Fokus auf das europäische Stromversorgungssystem und die Bewältigung eines möglichen Blackouts.

Darüber hinaus beschäftigt sich Saurugg mit systemischen Aspekten und der Frage, wie ein lebensfähiges Systemdesign bei der Energieversorgung aussehen müsste.

Blackout ist kein Stromausfall (1/7)

Hallo Herbert,

danke dir, dass du dir Zeit für dieses Gespräch nimmst. Du beschäftigst dich seit vielen Jahren intensiv mit dem Thema Blackout-Vorsorge und systemischer Resilienz – und bringst dabei etwas in die Debatte, das oft fehlt: den Blick darauf, wie fragil unsere Versorgungslogik werden kann, wenn wir uns zu sehr auf „es wird schon halten“ verlassen.

Gerade jetzt, wo sich unser Energiesystem stark verändert – mit immer mehr dezentraler Erzeugung, neuen Lasten wie E-Mobilität und Wärmepumpen und gleichzeitig steigenden Netzbelastungen – gewinnen Konzepte wie Energiezellen und Microgrids enorm an Bedeutung. Nicht als romantische Autarkie-Idee, sondern als Betriebsnotwendigkeit, um Versorgungssicherheit, Netzentlastung und Krisenfestigkeit zusammenzubringen.

Lass uns sprechen über deine Perspektive auf Blackout-Risiken bis hin zur Frage, welche Rolle lokale Balance, Steuerbarkeit und klare Governance künftig spielen werden.

Wenn du auf die nächsten Jahre blickst:

Wie würdest du das Blackout-Risiko heute einschätzen – und was sind aus deiner Sicht die häufigsten Missverständnisse, wenn Menschen über „Blackout“ sprechen?

Ich beschäftige mich seit 15 Jahren mit den Entwicklungen im europäischen Stromversorgungssystem. Bisher ist dabei noch immer alles gut gegangen. In der Systemtheorie gilt: Komplexe Systeme sind Meister im Puffern von Störungen. Fehlt jedoch die Zeit zur Regeneration, drohen schwere Schäden bis hin zum Systemkollaps. Daher sehe ich besorgt in die Zukunft, insbesondere auf das Frühjahr, wenn die PV-Einspeisung wieder ihren Höchststand erreicht.

Blackout ist kein Stromausfall (2/7)

Wir hatten letztes Jahr zwei Blackouts in Europa durch Überspannung und ich befürchte, dass es auch dieses Jahr wieder zu Großstörungen kommen wird. Ich weiß natürlich nicht, wo und in welcher Größenordnung, aber die Systemfragilität steigt seit Jahren. Während es in den vergangenen fünf Jahren sechs Großstörungen mit drei Blackouts im europäischen Verbundsystem gab, waren es in den 60 Jahren davor nur zwei Blackouts und zwei Großstörungen. Das kann Zufall sein oder eine Warnung.

Das größte Missverständnis ist auf jeden Fall, dass die meisten Menschen davon ausgehen, dass es nach einem überregionalen Strom-, Infrastruktur- und Versorgungsausfall („Blackout“) wie nach einem gewöhnlichen Stromausfall weitergeht. Das ist jedoch nicht zu erwarten. Ganz im Gegenteil. Je nach Dauer und Ausdehnung des primären Ereignisses, also des Stromausfalls, kann es Tage, in Teilen Wochen oder sogar länger dauern, bis sich die Versorgungslage wieder stabilisieren und normalisieren wird. Daher beginnt die eigentliche Krise wahrscheinlich erst nach dem Stromausfall. Das Problem ist, dass der Begriff „Blackout“

mittlerweile sehr inflationär für so gut wie jeden Stromausfall verwendet wird, wodurch das Thema und die dazu erforderliche Vorsorge verwässert werden.

Warum ist genau diese regionale bzw. lokale Balance aus deiner Sicht so entscheidend für Stabilität – und was passiert, wenn wir das nicht schaffen?

Wir sprechen zwar gerne von einer Dezentralisierung der Stromversorgung, meinen damit aber immer nur die Produktion aus Photovoltaikanlagen. Dabei handelt es sich jedoch nicht um funktionale Einheiten, in denen die Speicherung, der Verbrauch und die Ausregelung in Einklang gebracht werden, um Probleme direkt vor Ort zu lösen. Hier wird oft nach dem Prinzip „Aus den Augen, aus dem Sinn“ gehandelt und die Verantwortung wird immer woanders verortet. Dabei vergessen viele, dass in jeder Sekunde genauso viel Strom erzeugt werden muss, wie gerade verbraucht wird. Das führt dazu, dass es mittlerweile immer mehr Zeiten gibt, in denen Strom keinen Wert mehr hat und zur Systembelastung wird.

Blackout ist kein Stromausfall (3/7)

Gleichzeitig steigen aber auch die Zeiten, in denen Strom ein knappes Gut wird. Im besten Fall kommt es zu lokalen oder regionalen Überlasten und Schutzabschaltungen. Im schlimmsten Fall gerät das gesamte Verbundsystem aus dem Gleichgewicht und es kommt zu einem überregionalen Blackout. Ein Blackout kann allerdings auch durch andere Ereignisse ausgelöst werden. Je fragiler das System im Alltagsbetrieb jedoch wird, desto wahrscheinlicher werden auch Großstörungen auftreten.

Wo siehst du den wichtigsten Unterschied in der Praxis – und ab wann wird aus „lokaler Optimierung“ echte Resilienz?

Echte Resilienz entsteht, wenn es nicht nur um Abrechnungs- und Eigenoptimierungsthemen geht, sondern um funktionale Einheiten, die im besten Fall eine notversorgungsfähige Rückfallebene beinhalten. So können im größeren Störfall sogar wichtige Einrichtungen weiter mit Notstrom versorgt werden.

Im Alltag sollte sich diese Einheit, die ich auch als Energiezelle bezeichne, so verhalten, dass sie die Energieflüsse innerhalb der Einheit optimiert und die Kosten senkt. Nach außen hin sollte sie sich netz- und systemdienlich verhalten. Es geht also um Kooperation.

Wenn wir an Blackout-Vorsorge denken, geht's schnell um kritische Anwendungen:

Welche Bereiche sollten aus deiner Sicht priorisiert Microgrid-fähig werden (z. B. Wasser, Kommunikation, Lebensmittel, Gesundheitswesen, Industrieprozesse) – und warum?

Weil heutzutage alles von der Strom- und Telekommunikationsversorgung abhängig ist, was uns dank der sehr hohen Versorgungssicherheit selten so richtig bewusst ist. Kommt es jedoch zu einem großflächigen Stromausfall, würde sich dieser kaskadenartig auf alle anderen Sektoren ausbreiten. Nach einigen Stunden droht der Logistikkollaps, der nicht mit der Wiederkehr der Stromversorgung behoben ist. Und das wird häufig unterschätzt.

Blackout ist kein Stromausfall (4/7)

Ebenso wird der sehr hohe Gleichzeitigkeitsfaktor unterschätzt, wenn viele Komponenten kaputtgehen oder entstört werden müssen und nicht genug Ersatzteile und Fachpersonal zur Verfügung stehen, um das rasch zu beheben. Bekanntlich ist eine Kette nur so stark wie ihr schwächstes Glied.

Und dieses ist häufig der Mensch selbst, wenn er nicht vorgesorgt hat. Das heißt, wenn die Mitarbeiter zu Hause ein Problem haben, weil sie sich nicht mehr ausreichend versorgen können, werden sie auch nicht zur Arbeit kommen, um das System wieder hochzufahren. Dann beginnt ein wahrer Teufelskreis.

Welche der folgenden Ebenen wird aus deiner Sicht in der Praxis am häufigsten unterschätzt – und wo scheitern Projekte dann typischerweise?

Transparenz (Messdaten), Prognosen, Optimierung und Umsetzung/Steuerbarkeit.

Das größte Problem ist eine fehlende systemische Planung und ein entsprechendes übergeordnetes Programmmanagement mit dem notwendigen Controlling. Hinzu kommen falsche Ziele.

Das Ziel, x-TWh PV, Wind etc. auszubauen, ist völlig unzureichend und ignoriert alle damit verbundenen Notwendigkeiten. Daher stecken wir in einer fundamentalen Krise, in der ein Crash droht. Wenn ich A sage, muss ich auch B, C und D adressieren, also Netzaus- und -umbau, Speicherung und ein sektorübergreifendes Energiemanagement. Und zwar im Gleichklang.

Aber anscheinend glaubt man, das passiert einfach durch Geisterhand. Es ist daher fahrlässig und volkswirtschaftlich schädlich, einfach zu sagen: „Wir machen A weiter, egal, wo wir bei den anderen Bereichen stehen.“ Und da gibt es eine immer größer und teurer werdende Komplexitätslücke. Würde ein Unternehmer ein derart chaotisches Projektmanagement durchführen, würde er wohl nicht lange überleben. Bei der Transformation der wichtigsten Infrastruktur scheint das jedoch egal zu sein.

Viele Energiemanagementsysteme arbeiten heute noch stark regelbasiert („wenn PV-Überschuss, dann laden“).

Im Leitartikel wird klar: Sobald Zielkonflikte entstehen, braucht es Optimierung statt Bauchgefühl.

Blackout ist kein Stromausfall (5/7)

Wie siehst du das:

Brauchen wir in Energiezellen künftig viel mehr automatisierte Optimierung – oder ist weniger Komplexität aus Resilienzsicht manchmal sogar besser?

Wie immer im systemischen und Komplexitätskontext geht es nicht um ein Entweder-oder, sondern um ein Sowohl-als-auch. Nur durch zusätzlich dezentrale Funktionseinheiten mit einem sektorübergreifenden Energiemanagement („Energiezellensystem“) und einer übergeordneten Orchestrierung können wir die steigende Komplexität beherrschbar halten. Alles andere würde wesentliche Erkenntnisse aus der Systemwissenschaft und Evolution ignorieren.

Das bedeutet, dass die Steuerungsintelligenz dezentralisiert (on the edge) werden muss, um sie in überschaubaren Einheiten („Zellen“) zu organisieren. Was nicht funktioniert, ist der Versuch, die immer größer werdende Komplexität mit Mikromanagement zentral steuern zu wollen. Das bedeutet: Wir müssen einerseits vor allem die regulatorische und technische Komplexität reduzieren und andererseits unsere eigene Komplexität erhöhen.

Denn komplexe Systeme lassen sich nur mit einer mindestens gleich hohen eigenen Komplexität steuern. Und das funktioniert nicht mit unserem linearen Silodenken.

Ein spannender Punkt: Viele lokal kostenoptimierte Einheiten ergeben nicht automatisch ein systemisch gutes Gesamtsystem – im Gegenteil, sie können neue Gleichzeitigkeitsspitzen erzeugen.

Was wäre aus deiner Sicht eine praxistaugliche Lösung?

Wie muss eine Koordinationsebene aussehen, damit Energiezellen nicht gegeneinander arbeiten, sondern das Netz tatsächlich entlasten?

Auch hier gilt wieder das Sowohl-als-auch! Das bedeutet, die Zelle soll sich optimieren, muss aber gleichzeitig von einer übergeordneten Instanz Informationen darüber erhalten, welchen Bedarf die Nachbarzellen oder das größere Gesamtsystem haben, damit dies im Einklang passiert. Und es wird auch weiterhin das zentralisierte System geben.

Blackout ist kein Stromausfall (6/7)

Dafür ist dann wiederum die Intelligenz auf der übergeordneten Ebene erforderlich, die nicht Millionen von Einzelgeräten, sondern deutlich weniger Zellen steuert, um den Gesamtnutzen zu optimieren. Es geht also immer um ein Miteinander, was viele nicht verstehen, wenn sie nach Autarkie streben. Dabei geht es selten um wirkliche Autarkie, sondern vielmehr um Cherry Picking.

Energiezellen und Microgrids sollen nicht nur in der Krise funktionieren, sondern auch im Alltag wirtschaftlich und sinnvoll sein.

Wie würdest du den richtigen Mix beschreiben zwischen: maximaler Automatisierung im Normalbetrieb und robuster, einfacher Notfallfähigkeit im Krisenmodus?

Auch hier geht es nicht um ein Entweder-oder. Die bestmögliche Automatisierung soll auch die Rückfallebenen abdecken. Die Rückfallebene sollte daher immer als Mehrwert und Zusatznutzen gesehen werden. Anschließend muss entschieden werden, wie hoch die Puffer für den Notfallmodus sein sollen. Dies geht natürlich immer zulasten der betriebswirtschaftlichen Effizienz.

Ich denke, das ist keine starre Antwort. Solange alles gut geht, kann man da durchaus großzügiger sein. Wenn man merkt, dass es in eine herausfordernde Zeit geht, etwa durch Wetterbedingungen, kann ich den Puffer auch dynamisch erhöhen, indem ich die Vorhaltung von Speicherkapazitäten für den Notfall erhöhe. Man kann auch mehr Risiko eingehen. Wichtig ist nur, dass man die Dinge bereits in der grundsätzlichen Planung und Auslegung zu Ende denkt und vorbereitet, um eine raschere Anpassung vornehmen zu können, wenn sich die Rahmenbedingungen ändern. Energiezellen sollen in erster Linie dazu beitragen, Ereignisse überhaupt zu verhindern, und in zweiter Linie die potenziellen Schäden zu minimieren. Außerdem sollen sie zu einer systemischen Planung führen.

Was ist aus deiner Sicht notwendig, damit Energiezellen langfristig akzeptiert werden:

Welche Regeln, Anreize oder Governance-Modelle braucht es, damit das System stabil bleibt – und die Menschen trotzdem das Gefühl haben: „Das ist fair – da mache ich mit“?

Blackout ist kein Stromausfall (7/7)

Der Zulauf zu Energiegemeinschaften ist phänomenal. Die Menschen sehnen sich offensichtlich nach solchen Gemeinschaftslösungen zu kalkulierbaren Preisen. Die wenigsten kennen sich jedoch mit der Stromversorgung und den Zusammenhängen aus und wissen nicht, dass es mehr als nur eine PV-Anlage braucht. Wir müssen die Zusammenhänge und den Nutzen besser erklären und aufhören, falsche Narrative zu kommunizieren. Es muss um funktionale Einheiten gehen. Die Regulierung muss dies einfordern und fördern. Zudem muss die weitere Förderung singulärer Teile, die keinen Systemnutzen bringen, gestoppt werden. Ich denke daher, dass wir mit den Energiegemeinschaften das Potenzial haben, diese rasch zu technischen, funktionalen Einheiten weiterzuentwickeln. Wir müssen es einfach tun.

Herbert, vielen Dank für deine Zeit und deine klaren Perspektiven. Was man aus deinem Blick auf Blackout-Vorsorge stark mitnimmt, ist vor allem eines: Resilienz entsteht nicht durch Angst – sondern durch Struktur, Vorbereitung und systemisches Denken.

Gerade Energiezellen und Microgrids zeigen, dass Versorgungssicherheit nicht nur eine Frage von „mehr Technik“ ist, sondern von lokaler Balance, Steuerbarkeit, klarer Koordination und Fairness. Und genau das wird in den nächsten Jahren entscheidend sein, wenn unser Energiesystem dezentraler, dynamischer – und gleichzeitig anspruchsvoller im Betrieb wird.

Danke dir für das Gespräch – und für deinen Beitrag, das Thema nicht nur sichtbar zu machen, sondern auch lösungsorientiert weiterzuentwickeln

Danke fürs Lesen!

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

Download & Updates

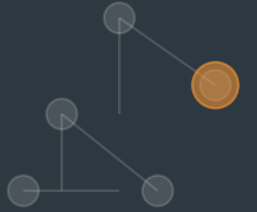
- Vollversion als PDF
- Neue Ausgaben per E-Mail, LinkedIn und der Website

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>