
18.07.2025 **Datum**

Stellungnahme zum *Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des
Energiewirtschaftsgesetzes* (RefE EnWG, Stand 11. 07. 2025) **Bereich**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat III C 5 – Recht und Regulierung der Strom- und Gasnetze, Verbraucherfragen
Scharnhorststraße 34-37
10115 Berlin

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Gelegenheit, zum vorliegenden Referentenentwurf Stellung zu nehmen. Im Rahmen des EU-Projekts „**EnTranC – Energy Transition in Citizens' Hands**“ untersuchen wir, inwiefern veraltete Gesetze, steuerliche Fehlanreize und fehlende digitale Standards die Entwicklung von Bürgerenergie, Energy Sharing und kooperativen Geschäftsmodellen behindern. Aus unserer Sicht sind die anstehende Genossenschaftsreform 2025 und die EnWG-Novelle zentrale Hebel, um partizipative, gemeinwohlorientierte Strukturen dauerhaft im Energiesystem zu verankern.

Zum EnTranC-Konsortium gehören die Energiegenossenschaften Fünfseenland eG (EGF)¹ und Sonnensegler eG² sowie die Klima- und Energieagentur der Landkreise Starnberg, Fürstfeldbruck und Landsberg am Lech. Wir begleiten gemeinsam 68 Kommunen mit rund 435.000 Bürgerinnen und Bürgern bei ihrem Engagement für eine gemeinschaftlich organisierte, bezahlbare, dezentrale Energieversorgung – von Strom und Wärme bis hin zu grünem Wasserstoff in der Zukunft. Auch der Solarverband Bayern mit seinen Mitgliedsbetrieben unterstützt diese Stellungnahme ausdrücklich.

Unsere Stellungnahme konzentriert sich daher vorrangig auf die neuen Regelungen zum Energy Sharing (§ 42c EnWG-E) sowie auf die bislang fehlende ausdrückliche Legaldefinition von Energiegemeinschaften. Die Konsultationsfrist von nur wenigen Tagen (11. bis 18. Juli) lässt allerdings kaum Raum für eine breit abgestützte Beteiligung zivilgesellschaftlicher und lokaler Akteure. So bestehen in der aktuellen Fassung erhebliche Zweifel an der Praxistauglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Für den Erfolg des Modells ist entscheidend, dass es ohne Verzögerung in die Anwendung gelangt, von den Netzbetreibern aktiv und konstruktiv unterstützt wird und eine geeignete Digitale/IT-Infrastruktur vorhanden ist. Daher braucht es klare finanzielle Anreize, damit sich Bürgerinnen und Bürger in Energiegemeinschaften zusammenschließen und netzdienlich handeln. Für das Bundesministerium und den Standort Deutschland ist dies kein Nebenschauplatz, sondern ein Schlüsselfaktor: Bürgergetragene Projekte beschleunigen den Ausbau erneuerbarer Energien, erhöhen die Akzeptanz vor Ort und verringern Netzausbaukosten. Sie helfen, die EU-Ziele zu erreichen, sichern Wertschöpfung in ländlichen Räumen und halten Strompreise langfristig wettbewerbsfähig. Ein praxisnahes, wirtschaftlich tragfähiges Energy Sharing-Regime ist damit ein unmittelbarer Beitrag zur Versorgungssicherheit und industrieller Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

Vor dem Hintergrund der europarechtlichen Leitplanken ist festzuhalten, dass **Art. 22 RED II/III**³ sowie **Art. 15a der Strombinnenmarkttrichtlinie (EMD)**⁴ die Mitgliedstaaten ausdrücklich

¹ <https://xn--energiegenossenschaft-fnfseenland-egd.de/#slide4>

² <https://sonnensegler.bayern/>

³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401711

verpflichten, *Renewable-* und *Citizen Energy Communities* mitsamt diskriminierungsfreien Energy Sharing-Modellen einzuführen und zugleich **variable Netzentgelte sowie lokale Flexibilitätsmärkte** vorzusehen, um Netzengpässe kosteneffizient abzubauen; der vorliegende RefE EnWG greift diese Vorgaben bislang jedoch nur ansatzweise auf, indem er zwar ein Energy Sharing-Regime skizziert, die erforderliche Netzentgelt-Systematik, die Governance der Energiegemeinschaften und klare Flexibilitätsanreize aber in nachgelagerte Verordnungen oder Behördenerlasse verschiebt - ein Ansatz, der das Risiko zeitlicher Verzögerungen birgt und die Rechtssicherheit und Mitsprache für Bürger- und Genossenschaftsprojekte mindert; wir regen daher an, die genannten EU-Pflichten bereits im Gesetzestext verbindlich zu operationalisieren, insbesondere durch (i) eine eindeutige Legaldefinition der Energiegemeinschaft nach Maßgabe des Genossenschaftsrechts, (ii) die Einführung gestufter, kapazitätsbezogener Netzentgeltabschläge für lokal verbrauchte Kilowattstunden sowie (iii) die Etablierung eines schlanken Flexibilitätmarktes auf Verteilnetzebene, um die Transformation der Energiewirtschaft zügig, planbar und europarechtskonform voranzutreiben.

Einordnung des Referentenentwurfes (RefE EnWG, Stand 11. Juli 2025)

Der Referentenentwurf zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes markiert einen Meilenstein, weil er mit dem neuen § 42c erstmals ein bundesweit verortetes *Energy Sharing-Regime* vorsieht. Damit greift er zentrale Verpflichtungen aus der Strombinnenmarkttrichtlinie (EMD) sowie aus RED III auf und öffnet den deutschen Strommarkt für gemeinschaftliche Nutzung erneuerbarer Energien. Zugleich verzichtet der Entwurf jedoch darauf, **Energiegemeinschaften** eigenständig zu definieren, obwohl das Genossenschaftsgesetz und die GenG-Novelle 2025 (Federführung: BMJV⁵) den Rechtsrahmen für Genossenschaften bereits bereitstellen. Die Folge ist eine inkonsistente Verzahnung zwischen Genossenschafts- und Energierecht, die vor allem Kleinst- und Bürgerprojekte bremst.

Bewertung der Implikationen und des Gesetzestexts

(1) Erstens schafft § 42c Abs. 1-3 die Rechtsgrundlage für den Energieaustausch innerhalb eines Verteilnetzes. Gleichzeitig verweist der Referentenentwurf noch nicht ausdrücklich auf die (Energie-)Genossenschaft nach § 1 GenG bzw. der GenG-Novelle 2025 als zulässige Rechtsform einer Energiegemeinschaft und lässt die Marktrolle einer Energiegemeinschaft offen. Um Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte § 3 EnWG daher eine Legaldefinition aufnehmen, die diese bereits vorhandene Rechtsform der Genossenschaft direkt referenziert und ihre Rechte & Pflichten (Mitgliederförderung, Prüfpflicht, Transparenz) auf das Energy Sharing-Regime überträgt. Andere Mitgliedstaaten zeigen, wie Rechtssicherheit geschaffen werden kann:

- **Österreich** definiert in § 6 EIWG-Entwurf alle Marktrollen – u. a. „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ – und legt damit Rechte & Pflichten eindeutig fest.
- **Italien** verankert Energiegemeinschaften in D. Lgs 199/2021⁶ und der ARERA-Delibera 727/2022⁷; inzwischen liegen dort mehr als 12 000 Projektanträge vor, weil Genehmigungs- und Netzprozesse klar geregelt sind.
- **Dänemark** verpflichtet Verteilnetzbetreiber, mit Energy Sharing-Initiativen zusammenzuarbeiten und erlaubt nutzwert-basierte Netztarife, wenn Projekte nachweislich Netzkosten senken.

Wettbewerbsvorteil: Rechtssichere Definitionen verkürzen Projektlaufzeiten um bis zu 6 Monate (Italien) und vermeiden Doppelregulierungskosten von geschätzt 2 – 4 ct/kWh.

⁵ https://www.bmfv.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/0625_Genossenschaften.html

⁶ <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021;199>

⁷ <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/22/727-22>

(2) **Zweitens** enthält der Entwurf keine *sozialen oder inklusiven* Elemente; er bleibt damit hinter den unionsrechtlichen Zielen der Bürgerbeteiligung zurück, denn es fehlt im § 3 Nr. 15 EEG die klare Verankerung des primären Zwecks, gemeinschaftliche Vorteile und nicht primär finanzielle Gewinne zu erzielen. Dies ist ein Leitgedanke der EU-Definitionen von Energie- und Bürgerenergiegemeinschaften. Diese sollten in der EnWG und GenG-Novelle 2025 berücksichtigt werden. Dazu sollten die entsprechenden Referate im BMWF mit den anderen Ministerien zusammenarbeiten. Der Referentenentwurf ist im EU-Vergleich rückschrittlich:

- **Österreich** plant im EIWG-Paket⁸ eine 10-%-Sozialquote; Energiearmuts-Haushalte erhalten bevorzugt verbilligten Gemeinschaftsstrom.
- **Italien** gewährt CER-Projekten in Gemeinden < 5 000 Einwohnern einen nicht rückzahlbaren Zuschuss von bis zu 40 % der Investitionskosten – ein Instrument, das vor allem strukturschwache Regionen anzieht.
- Die italienische Energiegemeinschaft Magliano Alpi⁹ zeigt, dass solche Anreize funktionieren: dank geteilter PV-Erzeugung sinken dort die Stromrechnungen aller Mitglieder und die Kommune bekämpft aktiv Energiearmut.

Wettbewerbsvorteil: Sozial- und Regionalzuschüsse erhöhen die Teilnahmequote einkommensschwacher Haushalte um > 30 %, was die politische und gesellschaftliche Akzeptanz deutlich stärkt.

(3) **Drittens** fehlt ein verbindliches Kosten- und Netzentgeltregime, mit dem regionale Netz- und Systemkostenreduktionen honoriert werden könnten – ein wesentliches Versprechen des Energy Sharing. Das zentrale Leistungsversprechen, nämlich dass Energy Sharing geringere Systemkosten bedeutet¹⁰ – wird ohne verbindliche Entgeltregel verfehlt. Europäische Praxisbeispiele zeigen den Mehrwert klar:

- **Österreich** erhebt hinter dem Gemeinschafts-Zählpunkt keine Systemnutzungsentgelte; in der EEG zahlen Mitglieder z.T. nur **12 ct/kWh** Strombezug und sparen über **200 € pro Jahr**.
- **Italien** vergütet jede geteilte kWh mit bis zu **110 €/MWh** (≈ 11 ct/kWh) während zugleich Netzentgelt-Rückerstattungen greifen – dadurch amortisieren sich 20-kW-Dachanlagen oft unter 7 Jahre.
- **Dänemark** erlaubt DSOs, diskriminierungsfreie Sondertarife aufzusetzen, wenn Communities nachweislich die Netzlast senken.

Wettbewerbsvorteil: Klare Entgeltabschläge machen gemeinschaftlichen Strom 15–30 % billiger als Haushaltsmarktpreise und reduzieren den Netzausbaubedarf messbar, zum Vorteil aller Nutzer.

(4) **Viertens** wird die Chance vertan, (grünen) Wasserstoff explizit als Energy Sharing-Produkt zu integrieren und so die nationale Wasserstoffstrategie zu flankieren. Vergleichbare Staaten koppeln bereits heute Strom- und Power-to-X (PtX) zur Systemintegration:

- **Österreich** befreit Power-to-Gas-Anlagen gemäß § 111 Abs 3 EIWOG 2010 für 15 Jahre von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten – ein attraktiver Investitionshebel.
- **Dänemark** verfolgt eine nationale **PtX-Strategie** mit 4-6 GW Elektrolysekapazität bis 2030; direkte Leitungen zwischen Windparks und Elektrolyseuren werden zulässig, um Kosten zu senken.
- **Italien** finanziert im Rahmen des PNRR 1 GW Elektrolyse in CER-Gebieten und bindet so Bürgerprojekte an Wasserstoffwertschöpfung an (GSE-Pilotauftrufe 2024).

⁸ <https://www.bmwet.gv.at/Presse/AktuellePressemeldungen/Strommarktreform.html>

⁹ <https://energycommunityplatform.eu/communities/cer-energy-city-hall-of-magliano-alpi/>

¹⁰ FfE, Flexibilisierung des Stromsystems - Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit – neun Thesen zur Ausgestaltung, <https://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/.files/studie-energy-sharing-ews-ffe.pdf>

Wettbewerbsvorteil: Die Kombination aus Strom- und Wasserstoff-Sharing erschließt neue Erlösquellen (z. B. Opex-Ausgleich durch O2-Verkauf oder Zertifikate-Verkauf) und kann saisonale Speicherlücken schließen, was Netzstabilität steigert, und Preisvolatilität verringert.

Die Erfahrungen unserer Nachbarn belegen, dass **klare Marktrollen, soziale Zielvorgaben, attraktive Netzentgeltmodelle** und die Integration von PtX nicht nur die Strompreise spürbar senken, sondern auch handfeste Standortvorteile schaffen. Während **Österreich** Energy Sharing-Strom vollkommen von Systemnutzungsentgelten befreit, **Dänemark** netzdienliche Sondertarife zulässt und **Italien** innerhalb von 90 Tagen Projekte genehmigt und jede geteilte Kilowattstunde vergütet, zahlt Deutschland im EU-Vergleich weiterhin die höchsten Gesamtstrompreise. Netzentgelte und Umlagen machen hierzulande rund ein Viertel der Rechnung aus, und aufwendige BNetzA-Prozesse sowie offene Verordnungsermächtigungen verzögern Investitionen um Jahre. In der Folge bewegen sich die Vollkosten für Industriestrom teils bei **38 ct/kWh**¹¹ – ein globaler Spitzenwert, der Produktionsverlagerungen forciert und Beschäftigung gefährdet. Ohne eine **sofort wirksame, gesetzlich verankerte Energy Sharing-Regelung** mit klar definierten Marktrollen, verbindlichen Netzentgeltabschlägen und praxisnahen Bagatellgrenzen bleibt Deutschland strukturell benachteiligt und ist mit **jährlichen Mehrkosten von bis zu 30 Mrd. €** für Wirtschaft und Verbraucher aufs Spiel. Eine zügige Nachbesserung des § 42c EnWG und der flankierenden Paragraphen ist deshalb nicht nur energie-, sondern auch industrie- und standortpolitisch zwingend erforderlich, um Deutschland wieder auf Augenhöhe mit den benachbarten EU-Märkten für Energy Sharing zu bringen.

Empfehlungen zu den einzelnen Punkten und Paragraphen

§ 3 EnWG – Begriffsbestimmungen

Einordnung: Der Referentenentwurf enthält bislang keine Legaldefinition der Energiegemeinschaft. Diese Lücke schafft Rechtsunsicherheit für Initiatoren, Netzbetreiber und Aufsichtsbehörden. Gleichzeitig steht mit der Genossenschaftsreform 2025 eine ausformulierte Rechtsform – die (Energie-) **Genossenschaft** – bereit, deren Übernahme ins EnWG eine saubere Brücke zwischen Energie- und Genossenschaftsrecht schlägt.

Bewertung:

- **Rechtsklarheit:** Ohne verbindliche Definition bleibt unklar, welche Körperschaften Energy Sharing-Privilegien beanspruchen dürfen.
- **Vollzug:** Netzbetreiber und Regulierungsbehörden benötigen eine eindeutige Zuordnung, um Melde- und Prüfprozesse effizient abzuwickeln.
- **EU-Bezug:** RED III verlangt eine national verankerte Marktrolle für Citizen- bzw. Renewable-Energy Communities. Die jetzige Fassung erfüllt das nur unzureichend.
- **Synergiepotenzial:** Die Energiegenossenschaft nach der Genossenschaftsreform 2025 bietet einen etablierten Governance-Rahmen (Mitgliederförderung, Prüfpflichten, Transparenz), der Energy Sharing skalierbar und gemeinwohlorientiert macht.

¹¹ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/#:~:text=Strompreis%20in%20der%20Industrie.ct/kWh%20gegen%C3%BCber%20dem%20Vorjahreswert.>

Empfehlung: § 3 EnWG – neuer Absatz Nr. 42 (Energiegemeinschaft):

„Energiegemeinschaft ist eine eingetragene Genossenschaft oder eine vergleichbare gemeinnützige Körperschaft, deren Hauptzweck die gemeinschaftliche Erzeugung, Nutzung, Speicherung oder Verteilung erneuerbarer Energien ist.“

Damit werden EU-Vorgaben (RED III Art. 22) mit nationalen genossenschaftlichen Strukturen kohärent zusammengeführt.

§ 42c Abs. 1 Nr. 5 EnWG – Betreiberkategorie

Einordnung: Der Referentenentwurf schließt Anlagen aus, die „überwiegend gewerblichen“ Zwecken dienen. Ohne Klarstellung können Bürgerenergiegesellschaften (§ 3 Nr. 15 EEG) oder Energiegenossenschaften unter den „Gewerbeverdacht“ fallen und damit vom Energy Sharing-Regime ausgeschlossen werden. EU-Nachbarländern (Österreich, Italien, Niederlande, Spanien) vermeiden dieses Problem, indem sie die **Genossenschaftsform** explizit als Standard für Energiegemeinschaften definieren und damit den Gemeinwohlcharakter automatisch betonen.

Bewertung:

- **Diskriminierungsgefahr:** Bürgerenergie- und Energiegenossenschaften erwirtschaften zwar Erlöse, arbeiten aber primär gemeinwohlorientiert (§ 1 GenG).
- **EU-Konformität:** RED III verlangt, Citizen-Energy-Communities als Betreiber anzuerkennen – auch wenn sie wirtschaftlich tätig sind. Eine eindeutige Genossenschaftsverankerung erfüllt diese Vorgabe am einfachsten.

Empfehlung: § 42c Abs. 1 Nr. 5 EnWG-E

„Der Betrieb der Anlage darf weder überwiegend der gewerblichen noch überwiegend der selbstständigen beruflichen Tätigkeit des Betreibers (Nr. 1), eines Letztverbrauchers oder einer beteiligten juristischen Person des öffentlichen Rechts dienen. Ausgenommen sind Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 Nr. 15 EEG; diese gelten stets als zulässige Betreiber von Anlagen zur Erzeugung und/oder Speicherung erneuerbarer Energien.“

Damit wird eindeutig festgeschrieben, dass Bürgerenergiegesellschaften/Energiegenossenschaften sämtliche Betreiberrechte behalten, ohne in Konflikt mit der gewerberechtlichen Einschränkung zu geraten.

Wirkung:

- **Rechtsklarheit:** Energiegenossenschaften und Bürgerenergiegesellschaften sind per se zulässige Betreiber – keine Einzelfallprüfung nötig.
- **Anschluss an EU-Best Practice:** Deutschland folgt dem Modell, das in Österreich, Italien und den Niederlanden bereits funktioniert.
- **Investitionssicherheit:** Banken und Netzbetreiber können sich auf eine klare Betreiberkategorie stützen; Bürgerprojekte gewinnen Planungssicherheit.

§ 42c Abs. 3 EnWG – Schwellenwerte und Messpflichten

Einordnung: Der Entwurf verlangt für sämtliche Energy Sharing-Teilnehmer eine viertelstündliche Messung sowie eine vollständige Bilanzierung innerhalb eines Bilanzierungsgebietes. Damit werden zwei Probleme geschaffen:

1. **Mess- und Abrechnungsaufwand** – selbst kleinste Dach- oder Quartiersanlagen müssen die kostspielige RLM-Logik erfüllen.

2. **Unklare regionale Zuordnung** – Bilanzierungsgebiete haben sehr unterschiedliche Ausmaße; ihre geografische Lage ist für Bürger kaum nachvollziehbar. In der Praxis ist somit unklar, in welchem Bilanzkreis eine Anlage liegt und wer überhaupt teilnehmen darf. Vergleich mit EU-Nachbarn: Österreich, Italien und die Niederlande setzen Bagatellgrenzen (100–500 kW) ein. Dadurch bleiben kleine Projekte bürokratiearm und verständlich.

Bewertung:

- **Überproportionale Belastung:** Die RLM-Pflicht verteuert Metering und IT um bis zu 10 % der Stromgestehungskosten; besonders für Anlagen ≤ 30 kW ist das betriebswirtschaftlich kaum darstellbar.
- **Hemmschuh für Bürgerbeteiligung:** Unübersichtliche Bilanzierungsgebiete erschweren die Bildung lokaler Energiegemeinschaften und mindern Akzeptanz.
- **Netzdienlichkeit bleibt ungenutzt:** Ohne einen klaren geographischen Bezug gelingt es nicht, Lastmanagement und Flexibilitätsanreize gezielt regional zu steuern.

Empfehlung:

Aspekt	Vorschlag	Nutzen
a) Messung & Bilanzierung	<p><i>Stufe 1</i> – Projekte ≤ 30 kW (Haushalt) und ≤ 500 kW (KMU/Kommune): technischer 15-Min-Smart-Meter Pflicht; abrechnungstechnisch Monats- oder Quartalssaldo. <i>Stufe 2</i> – Opt-in zur viertelstündlichen Bilanzierung nur bei Teilnahme an Flex- oder Redispatch-Märkten.</p>	Entlastet Kleinanlagen um hohe IT-Kosten, hält gleichwohl Netzdaten für Systemdienstleistung bereit.
b) Lieferantenpflicht	Befreiung bis 100 kW, solange ausschließlich Eigenversorgung + Überschusseinspeisung erfolgt; Back-up-Vertrag bleibt.	Vermeidet doppelte Lizenz- und Abgabepflicht.
c) Regionaler Bezug	Teilnahmeberechtigt sind Abnahmestellen in allen Postleitzahlengebieten innerhalb eines Radius von 50 km um den Anlagenstandort <i>oder</i> in sämtlichen angrenzenden Bilanzierungsgebieten (= Klarstellung § 42c Abs. 3 S. 1 Nr. 2).	Schafft für Bürger transparenten Nahbereich, nutzt bestehende Infrastruktur des Regionalnachweisregisters, vermeidet Zusatzkosten.
d) Virtuelle Bilanzierung	Für verteilnetzübergreifendes Energy Sharing kann auf die von der BNetzA etablierte NZR EMob -Systematik (BK6-20-160) zurückgegriffen werden.	Bereits praxiserprobte Prozesse und Datenformate, kein Neubau paralleler IT-Strukturen nötig.

Mit dieser zweistufigen, proportionalen Regelung werden kleine Energiegemeinschaften von übermäßiger Bürokratie entlastet, gleichzeitig bleibt Netzdienlichkeit gewährleistet und der regionale Bezug für Bürger nachvollziehbar.

§ 42c Abs. 4 EnWG – Netzentgelte und Umlagen

Einordnung: Der Entwurf verweist hinsichtlich Netzentgelte und Umlagen auf spätere Verordnungen, ohne eine klare Richtung oder Bemessungslogik vorzugeben. In Österreich sind hinter dem Zählpunkt keine Systemnutzungsentgelte zu zahlen, was dort eine hohe Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit geschaffen hat.

Bewertung: Ein pauschaler Abschlag bei lokalem Verbrauch würde systemische Entlastungen für das Verteilnetz direkt monetarisieren und faire Anreize für die Nutzung dezentraler Stromerzeugung setzen. Fehlende Klarheit über künftige Entgelte führt hingegen zu Investitionszurückhaltung.

Empfehlung: Wir schlagen vor, einen Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Maßnahmen auf innerhalb derselben Netzebene verbrauchten Strom gesetzlich zu verankern. Umlagen und Steuern bleiben unangetastet, sodass keine zusätzlichen Belastungen für andere Netzteilnehmer entstehen. Diese Regelung schafft sofort Planungs- und Investitionssicherheit.

§ 42c Abs. 6 EnWG – Soziale Teilhabe

Einordnung: Energy Sharing bietet die Möglichkeit, soziale Ziele zu verwirklichen, indem besonders benachteiligte Haushalte direkt profitieren. Der aktuelle Entwurf sieht jedoch keine soziale Komponente vor.

Bewertung: Ohne gesetzlich fixierte Sozialquote droht, dass sich Energy Sharing-Modelle primär an zahlungskräftige Teilnehmer richten, was die gesellschaftliche Akzeptanz und politische Legitimation schwächt.

Empfehlung: Wir empfehlen, eine Sozialquote von mindestens 10 % der jährlich geteilten Energiemenge verbindlich festzuschreiben. Dieser Anteil soll an Haushalte in Energiearmut zu ermäßigten Konditionen abgegeben werden. Damit wird das Ziel einer fairen und inklusiven Energiewende effektiv unterstützt.

§ 42c Abs. 7 EnWG – Organisatorrolle

Einordnung: Aktuell fehlt eine klare Zuweisung einer zentralen Rolle zur Abwicklung von Bilanzkreismanagement, Datenmeldungen und Vertragskoordinierung.

Bewertung: Viele kleine Genossenschaften und Bürgerprojekte können die komplexen energiewirtschaftlichen Anforderungen (Bilanzkreisführung, Marktkommunikation) nicht selbst übernehmen. Ohne eine dafür vorgesehene Marktrolle werden solche Projekte faktisch ausgeschlossen.

Empfehlung: Wir schlagen vor, in § 42c Abs. 7 eine eigenständige *Organisatorrolle* einzuführen. Der Organisator übernimmt stellvertretend für alle Mitglieder die technische und administrative Abwicklung von der Bilanzkreisführung, Datenaustausch und Abrechnung als zentraler Dienstleister als auch als Ansprechpartner gegenüber Netzbetreibern und Lieferanten. Dies entlastet kleinere Akteure wie Genossenschaften und stärkt ihre Marktteilnahme, als auch standardisierte Prozesse.

§ 42c Abs. 8 EnWG – Systemintegration Wasserstoff

Einordnung: Wasserstoff aus überschüssiger EE-Erzeugung bietet großes Potenzial zur Sektorenkopplung und saisonalen Speicherung. Der Entwurf erwähnt Wasserstoff bislang nur am Rande, ohne ihn in Energy Sharing-Modelle einzubeziehen.

Bewertung: Eine explizite Aufnahme von grünem Wasserstoff würde nicht nur die Nutzung von Überschussstrom fördern, sondern auch Investitionen in regionale und dezentrale Elektrolyse-Kapazitäten anstoßen und damit die nationale Wasserstoffstrategie 2030 unterstützen.

Empfehlung: Wir regen an, in § 42c Abs. 8 eine *Verordnungsermächtigung* zur Integration von (elektro-chemischem/ grünem) Wasserstoff als Energy Sharing-Produkt aufzunehmen. Hierbei

sollten Elektrolyseure bis 5 MW eingebunden werden, um flexible, regionale saisonale Speicher- und Mobilitätslösungen als auch regionale Wertschöpfungsketten für Industrie und Verkehr ermöglichen.

Fazit: Mit diesen gezielten Ergänzungen wird der Referentenentwurf nicht nur europarechtskonform, sondern auch praxistauglich und sozial ausgewogen. Energy Sharing kann dann Stromkosten senken, Netze entlasten und als Brücke zur Wasserstoffwirtschaft dienen – ohne die Bürgerinnen und Bürger durch übermäßige Bürokratie zu überfordern. Wir sind überzeugt, dass diese Anpassungen ein einfaches, unbürokratisches und EU-konformes Energy Sharing-Regime schaffen, das Verbraucher entlastet, Netze stabilisiert und die Wasserstoffwirtschaft beschleunigt.

Das EnTranC-Konsortium steht dem Gesetzgeber für Pilotprojekte und fachlichen Austausch jederzeit zur Verfügung.

Mehrwert von Energy Sharing

<i>Wirkdimension</i>	Konkreter Nutzen	Politische Zielunterstützung
Strompreis	<ul style="list-style-type: none"> • Lokaler Verbrauch ohne volle Netzentgelte spart 6 – 10 ct/kWh → sinkende Endkundenpreise. • Genossenschaftliches Modell reinvestiert Überschüsse in neue EE-Kapazitäten statt Dividenden. 	<i>Wettbewerbsfähigkeit des Mittelstands und Bekämpfung der Energiearmut</i>
Netze & Systemstabilität	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Last auf Hoch-/Mittelspannungsnetz; • Bereitstellung lokaler Flexibilität und Redispatch-Entlastung; • Verringerung Netzausbaukosten (Studie BNetzA 2024). 	<i>Netzdienlicher EE-Zubau, Kostenstabilität der Netzentgelte</i>
Sektorenkopplung / H₂-Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Überschussstrom kann in Elektrolyseuren (< 5 MW) in der Region genutzt werden; • Abwärme nutzbar für Nahwärme; • Wasserstoff als Speicher & Mobilität. 	<i>Nationale Wasserstoffstrategie 2030, Dekarbonisierung Industrie & Verkehr</i>
Regionale Wertschöpfung	<ul style="list-style-type: none"> • Dach- & Freiflächenprojekte stärken Handwerk; • Lokale Erzeugung und Förderungen bleiben in der Region; • Bürgerbeteiligung erhöht Akzeptanz. 	<i>Strukturpolitik ländlicher Raum, Energiewende-Akzeptanz</i>

Konkrete Verbesserungsvorschläge

Themenfeld	Österreichische Praxis	Übertragbare, einfach umsetzbare Änderungsvorschläge
Rechtsform & Definition	EIWG 2025 definiert „Energiegemeinschaft“ in § 64 f. EIWG als Verein/Genossenschaft/GmbH mit Non-Profit-Primat.	→ § 3 EnWG um Begriff „Energiegemeinschaft“ erweitern: <i>„Eine Energiegemeinschaft ist eine eingetragene Genossenschaft oder vergleichbare Körperschaft i. S. d. GenG-Novelle 2025, deren Hauptzweck die gemeinschaftliche Erzeugung, Nutzung, Speicherung oder Verteilung von Energie ist.“</i>
Teilnahmeschwellen & Lieferantenpflichten	EIWG befreit Projekte ≤ 30 kW (Haushalte) bzw. ≤ 100 kW (KMU) von Lieferantenpflichten.	→ § 42c Abs. 3 Satz 3 EnWG: Einfügen derselben Schwellenwerte, gekoppelt an <i>vereinfachte 15-min-Messung oder Monatsabrechnung</i> für < 30 kW.
Sozialquote	§ 64 Abs. 5 EIWG: EEG muss 10 % der Jahresmenge für vulnerable Haushalte reservieren.	→ Neue § 42c Abs. 6: <i>„Energiegemeinschaften reservieren mindestens 5–10 % der geteilten Energiemenge für Haushalte in Energiearmut; Netzbetreiber gewähren hierfür reduzierte Netzentgelte.“</i>
Netzentgelte & Abgaben	Hinter dem Hauptzählpunkt entfallen Systemnutzungsentgelte (§ 60 Abs. 4 EIWG).	→ § 42c Abs. 4 Nr. 2 EnWG: <i>pauschaler Netzentgeltabschlag von 60 %</i> für lokal verbrauchte kWh; Umlagen bleiben unberührt → klare Kalkulationsbasis.
Organisator-Rolle	EIWG § 61 Abs. 2 sieht einen <i>Organisator</i> vor (Abrechnung, Datenmeldung).	→ Ergänzung § 42c Abs. 7: <i>„Der Betreiber oder ein beauftragter Organisator übernimmt Bilanzkreismanagement und Datenkommunikation.“</i> → Bürokratieabbau für Kleinstprojekte.
PtX-Option	EAG fördert Power-to-Gas, wenn Strom aus EEG stammt (§ 80 Abs. 3).	→ § 3 Nr. 40 EnWG (Begriffe) → Aufnahme „grüner Wasserstoff aus gemeinsamer EE-Erzeugung“ + § 42c Abs. 8 <i>Verordnungsermächtigung</i> für Wasserstoffshoring.

Energiegenossenschaften stärken – für Versorgungssicherheit, Netzstabilität und Eigenverantwortung

Die Energiegenossenschaften Fünfseenland eG (EGF) ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung eingetragen. **Eintrag Lobbyregister-Nr. R007421**