

ORANGE

Organisation und Anforderungen von netzfreundlicher und gemeinschaftlicher Flexibilitätsnutzung

Wien, 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren: Christoph Loschan, Georg Lettner, Daniel Schwabeneder, Florian
Strebl, David Reihs, Sarah Fanta, Bernadette Fina, Philipp Ortmann

Wien, 2024. Stand: 13. Juni 2024

Optionaler Disclaimer

Bei Bedarf ergänzen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an
empfaenger@bmk.gv.at.

Inhalt

Einleitung	4
Flexibilitätsbereitstellung und Anreizsetzung.....	5
Technische und organisatorische Handlungsoptionen	5
Energiegemeinschafts-Architektur – State-of-the-Art.....	5
Energiegemeinschafts-Architekturen – Zukünftige Möglichkeiten	9
Steuerung von Flexibilitäten	18
Regulatorische Rahmenbedingungen	18
Existierende und zukünftig mögliche Tarifdesigns	19
Bewertung der Tarife	20
Definition der Anwendungsbeispiele	23
Erstellung der Szenarien und Use-cases.....	23
Prognose des Flexibilitätspools	23
Auswahl der Netzabschnitte	25
Verortung der Flexibilitäten	26
Dimensionierung der Tarife	27
Verringerung EEG Stromhandel	27
Übersicht der Use-cases und Szenarien	28
Repräsentative Verteilnetzabschnitte	28
Tarife	31
Bericht zu den technischen, rechtlichen und regulatorischen Einflussparametern	36
Ökonomische Auswirkungen der Tarifdesigns.....	36
Technische Auswirkungen	40
Leistungsspitzen	40
Auslastung der Betriebsmittel.....	42
Schlussfolgerungen und Empfehlungen	49
Tabellenverzeichnis.....	51
Abbildungsverzeichnis.....	52
Literaturverzeichnis	53
Abkürzungen.....	55

Einleitung

Der steigende Anteil dezentraler flexibler Last (z.B. Wärmepumpe, Elektromobilität) und dezentraler Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen sind maßgeblich für die Notwendigkeit des Netzausbaus verantwortlich. Die Steuerung dieser flexiblen Anlagen zielt darauf ab die Wirtschaftlichkeit, durch verstärkte lokale Nutzung von erzeugter Energie, aus Betreibersicht zu erhöhen. Dies umfasst sowohl die Perspektive einzelner Endkunden als auch die gemeinschaftliche Perspektive in Form von Energiegemeinschaften. Diese Eigenverbrauchsoptimierung triggert eine Vielzahl von Entwicklungen hinsichtlich Plattformen und Technologien, welche die Einbindung und Steuerung von Flexibilitäten ermöglichen. Die Betrachtung berücksichtigt allerdings den aktuellen Netzzustand nicht. Dieser ist von der Gleichzeitigkeit der Last und Erzeugung maßgeblich beeinflusst. Um eine Überlastung des Netzes zu vermeiden muss daher neben der Optimierung aus Anwenderperspektive auch der Netzzustand betrachtet werden. Dies kann durch neue regulatorische Anreize erfolgen, welche einen netzfreundlichen Betrieb der Flexibilitäten derart ermöglichen, sodass ein wirtschaftlich optimaler Flexibilitätseinsatz zugleich das Netz entlastet.

Im Rahmen dieser Sondierung wurden daher zukünftigen Anreize in Form von Netztarifen erstellt und evaluiert welche einen Anreiz zum netzfreundlichen Betrieb darstellen sollen. Die entwickelten Netztarife wurden qualitativ bewertet um nicht nur eine ökonomische und technische Betrachtung zu ermöglichen, sondern auch deren Umsetzbarkeit und soziale Komponenten zu berücksichtigen. Mit Hilfe von realen Verteilnetzabschnitten und zukünftig zu erwarteten Flexibilitätsdurchdringungen wurden sowohl ökonomische Optimierungen als auch physikalische Lastflussrechnungen durchgeführt.

Flexibilitätsbereitstellung und Anreizsetzung

In diesem Kapitel werden die technisch und organisatorisch Möglichkeiten des Flexibilitätseinsatzes in Energiegemeinschaften beschrieben. Weiters werden regulatorische Anreize für den Flexibilitätseinsatz in Form von Netztarifen erläutert, wobei der Fokus auf alternative Netztarifdesigns zu den derzeit gültigen gelegt wird. Anschließend werden diese nach zuvor definierten Indikatoren evaluiert.

Technische und organisatorische Handlungsoptionen

Energiegemeinschafts-Architektur – State-of-the-Art

In Energiegemeinschaften (EG) können verschiedene Architekturen zur Optimierung von Energieflüssen und zur Integration der Teilnehmer:innen entwickelt werden. Eine Herausforderung dabei besteht darin, dass jede/r Teilnehmer/in innerhalb einer EG die Möglichkeit hat, einen eigenen Reststromlieferanten sowie einen eigenen Überschuss-Abnehmer zu haben. Dies ermöglicht eine flexible und individuelle Gestaltung der Energiebeziehungen innerhalb der Gemeinschaft, birgt aber einige Komplikationen bezüglich Abrechnung und Verifikation über verschiedene Bilanzgruppen. Des Weiteren ist eine Charakteristik von Energiegemeinschaften, dass die Netztarife für jeden einzelnen Teilnehmenden identisch sind. Dies fördert Transparenz innerhalb der Gemeinschaft und schafft einen gleichberechtigten Zugang zum Netz für alle Beteiligten. Ob idente Netztarife für alle Teilnehmenden als fair eingestuft werden können, bleibt jedoch eine offene Diskussion, da sich die Teilnehmenden hinsichtlich des Flexibilitätsbereitstellungspotenzials deutlich unterscheiden können

Abgrenzung Flexibilität

Generell kann zwischen zwei verschiedenen Arten der Flexibilität unterschieden werden:

- implizite Flexibilität: hier wird davon ausgegangen, dass beispielsweise day-ahead (DA) Preise seitens der Endkund:innen oder deren Aggregator antizipiert werden,

woraufhin der Stromverbrauch dementsprechend angepasst wird, und so, beispielsweise durch flexible Tarife, Kosten eingespart werden können. Wichtig hierbei ist, dass die Reaktion des/der Endkund:in bereits vom Lieferanten eingeplant wird, die „Flexibilität“ also dementsprechend bereits in den DA-Fahrplan eingeht (siehe

- Abbildung 1).
- Explizite Flexibilität: hier handelt es sich um Flexibilität, die den Netzbetreibern für diverse Services (wie beispielsweise Redispatch oder Balancing) zur Verfügung gestellt wird. Um diese Flexibilität zu nutzen, braucht es ein „business-as-usual“ Verhalten, welches als Baseline herangezogen werden kann. Damit ist die Abweichung zu einem bereits vorhandenen (DA) Fahrplan explizit erkennbar.

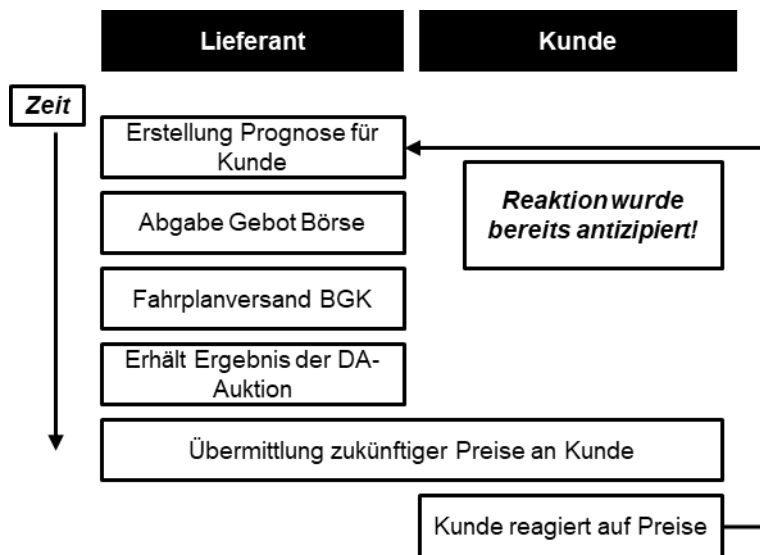


Abbildung 1 Beispiel Implizite Flexibilität (Quelle: [Esterl.2023])

Aggregation

Es kann zwischen zwei Formen der Aggregation unterschieden werden:

- Technischer (IT-) Aggregator: der technische Aggregator ist ein Dienstleister, der technische Einheiten ansteuern kann und diese bündelt/aggregiert. Eine Schnittstelle zum Markt ist dabei nicht notwendig.
- Kommerzieller (unabhängiger) Aggregator: der kommerzielle Aggregator übernimmt die Vermarktung von Flexibilität, besitzt also eine Schnittstelle zum Markt.

In der Praxis kommt es vor, dass Aggregatoren sowohl den technischen Teil (Ansteuerung) als auch den kommerziellen Part (Vermarktung) übernehmen.

Teilnahme an Energiemärkten

Die Teilnahme an Energiemärkten (also Bereitstellung von expliziter Flexibilität) gestaltet sich für EG-Teilnehmer:innen zwar als herausfordernd, ist jedoch grundsätzlich möglich. Eine denkbare Strategie zur Erleichterung der Marktteilnahme besteht darin, eine EG-interne Einigung auf einen gemeinsamen (Reststrom-) Lieferanten zu erzielen. Diese gesamtheitliche Sichtweise ermöglicht eine effizientere Aggregation. Allerdings kann dies aufgrund individueller Präferenzen und Ansprüchen der Teilnehmer:innen schwierig sein. Alternativ kann die Marktteilnahme auch ohne eine solche Einigung erreicht werden, indem ein Aggregator "zwischen die Teilnehmer:innen und die Energiemärkte" geschaltet wird. Dieser Aggregator übernimmt die Koordination der Energieflüsse und passt bei Bedarf die Fahrpläne an. Durch diese Aktivitäten werden die Änderungen den Lieferanten und gegebenenfalls weiteren Bilanzgruppen bekanntgegeben. Obwohl dies mit zusätzlichem Aufwand verbunden ist, ermöglicht es dennoch eine effektive Marktteilnahme für die Teilnehmer:innen einer Energiegemeinschaft, auch wenn keine Einigung bezüglich Lieferantenwahl erzielt werden kann.

Rollen und Verantwortlichkeiten

Bereits unabhängig von der Teilnahme an einer Energiegemeinschaft treten einige Probleme bei der Teilnahme an Energiemärkten auf:

Die Aggregation über Bilanzgruppen (BG) hinweg ist schwer skalierbar und erfordert eine sehr enge Abstimmung, stellt daher also eine große Herausforderung dar. Obwohl Pooling über Bilanzgruppen hinweg bereits für Regelenergie möglich ist, geschieht dies nur durch bilaterale Verträge zwischen dem Regelenergie-Anbieter (RRA) und den einzelnen Erbringer-Bilanzgruppen. Dies begrenzt die Skalierbarkeit, insbesondere wenn viele Haushalte beteiligt sind.

Es besteht die Schwierigkeit, dass die Bilanzgruppen der Lieferanten sich nicht zwangsläufig der Teilnahme ihrer Komponenten am Markt bewusst sind. Für Spot-Märkte ist die Aggregation über verschiedene Bilanzgruppen hinweg noch nicht etabliert. Wenn die Bilanzgruppen des Flexibilitätsanbieters (FSP) nicht denen des Lieferanten

entsprechen, erhöht dies den Kommunikations- und Schnittstellenbedarf und bringt Probleme in der Abrechnungsverantwortung mit sich.

Für Haushalte und kleinteilige Flexibilität gestaltet sich die Vermarktung als herausfordernd, da sie eng mit dem Stromlieferanten verbunden ist. Es erfordert eine enge Kommunikation zwischen dem FSP und den Lieferanten bzw. deren Bilanzgruppen, insbesondere für die Bereitstellung von (Korrektur-) Fahrplänen und die Bekanntgabe von Lieferantenwechseln. Es besteht außerdem das Potenzial für Gegenregelungen durch (Local Player) Bilanzgruppen, wenn keine Information über den Flexibilitätsabruf vorliegt.

Zusätzlich ist eine (un)absichtliche Gegensteuerung des/r Kunden:in jederzeit möglich. Ein exemplarisches Problem besteht darin, dass die Steuerung einer flexiblen Komponente wie einer Wärmepumpe erfolgt, jedoch eine Reduktion durch ein anderes Verhalten, beispielsweise Kochen, kompensiert oder sogar überkompensiert wird. Dieses Verhalten oder Risiko ist kaum zu unterbinden oder vorherzusehen und führt zu Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten) für den Lieferanten und die Bilanzgruppe. Das würde einen weiteren Vorteil der Aggregation bedeuten, da angenommen werden kann, dass dieses Problem im Kollektiv gesehen eine untergeordnete Rolle spielt. Statistisch betrachtet sollte der Vorteil der Flexibilitätsvermarktung die (angenommen zufällig entstehenden) AE-Kosten überwiegen. Es ist wahrscheinlich, dass eine ex-post-Analyse erforderlich ist, um sicherzustellen, dass kein systematisches Verhalten hinter dem gegensteuernden Verhalten von Haushaltsanlagen liegt. Es wäre außerdem erforderlich, eine separate Messung an den Komponenten durchzuführen, um die Baseline zu definieren und den Nachweis der erbrachten Flexibilität zu erbringen. Dies müsste langfristig und ex-post durch den Vergleich von Komponenten-Fahrplänen und Smart-Meter-Daten erfolgen, um festzustellen, ob die Leistung nicht erbracht wurde, oder durch andere Tätigkeiten kompensiert wurde, beispielsweise durch Kochen.

Abbildung 2 gibt einen exemplarischen Überblick über ein mögliches Rollengeflecht von Endkonsument:innen, Lieferanten, einem IT-Aggregator, einem kommerziellen Aggregator und einer Energiegemeinschaft in einem Verteilnetz. Innerhalb dieses kleinen Beispielnetzes wären bereits vier unterschiedliche Bilanzgruppen beteiligt (rechte Seite der Abbildung).

Eine zusätzliche Erschwernis, die durch die Teilnahme an EGs hinzukommt, ist, dass die Komponenten innerhalb der Energiegemeinschaft gegensätzliche/unterschiedliche Ziele haben (Netting vs. Bereitstellung von Flexibilität).

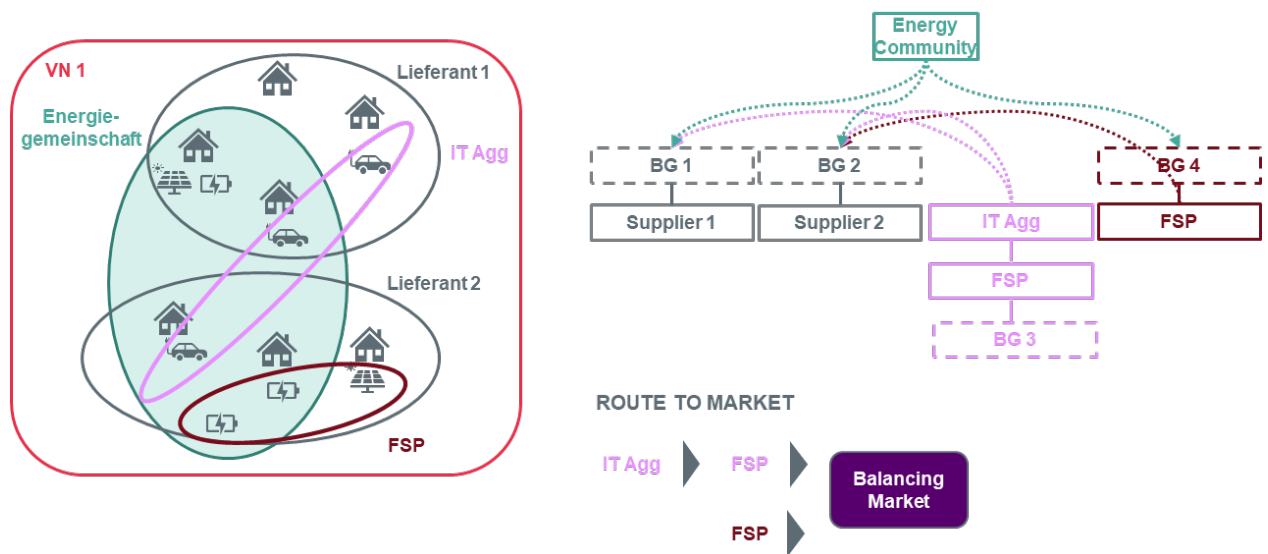


Abbildung 2 Beispiel Rollengeflecht

Energiegemeinschafts-Architekturen – Zukünftige Möglichkeiten

Um die oben beschriebenen Probleme zu vereinfachen, wurden im Projekt ORANGE vier verschiedene zukünftige EG-Architekturmöglichkeiten entwickelt:

Zukünftige Möglichkeit 1

- Jeder Teilnehmende einer EG kann einen eigenen Reststromlieferanten haben
- Jeder Prosumer/Erzeuger kann einen eigenen Überschuss-Abnehmer haben
- Netztarife variabel je nach Flexibilitätsbedarf → bedeutet in diesem Fall kleinteilige, individuelle Flexibilität, die durch Kosten gesteuert wird
- Marktteilnahme schwierig, aber möglich
- für Aggregation wäre es vorteilhaft, wenn es eine EG-interne Einigung auf einen einheitlichen Lieferanten gäbe (gesamtheitliche Sicht vs. Individualismus)
- mit Mehraufwand auch ohne Einigung möglich, indem Aggregator „zwischengeschaltet wird“, durch dessen Aktivitäten Fahrpläne geändert werden und diese Änderungen Lieferanten (und weiterführend Bilanzgruppen) bekanntgegeben werden.

Zukünftige Möglichkeit 2

- Alle Teilnehmenden einer EG einigen sich auf einen Reststromlieferanten
- Alle Prosumer/Erzeuger einer EG einigen sich auf einen Überschussabnehmer
- Variante 2a:

- Netztarife ident für die einzelnen Teilnehmenden
- Variante 2b:
- Netztarife variabel je nach Flexibilitätsbedarf angepasst
- Schwierigkeit: variable Netztarife und Flexibilitätsabrufe durch einen Aggregator können unter Umständen „gegengleich“ auftreten → in der Theorie könnte Aggregator ggf. Netztarife mitberücksichtigen (Annahme im Projekt Flex+); dabei würde auch angenommen werden müssen, dass der Aggregator jeden einzelnen steuert, was ggf. auch nicht skalierbar wäre → in der Realität nimmt der Aggregator derzeit keine Rücksicht auf Netztarife

Zukünftige Möglichkeit 3

- EG als eigener virtueller Zählpunkt
- Vorteil wäre ggf., dass tatsächliche Auswirkungen auf das Netz sichtbar gemacht werden können („hat sich EG tatsächlich so verhalten wie erwartet“ versus „es wurde nur intern zufällig ausgeglichen“)
- Könnte nur für lokale EEGs gelten, da andernfalls nicht argumentierbar
- Würde den Benefit der EG verstärken, da „intern“ ohne Netztarif „gehandelt“ werden könnte, und es nur einen Netztarif „nach außen“ gibt.
- EG-Netztarif vs. „individuelle Netzgebühren“
- Es gibt trotzdem weiterhin eigene Zählpunkte für alle Verbraucher:innen und Erzeuger:innen

Zukünftige Möglichkeit 4

- Unbundling wird aufgelöst → Versorger (evtl. auch Aggregator) und Netzbetreiber sind eine Entity
- Steuerbarkeit durch Energiepreis/Netztarife könnten verschmelzen → ggf. effektivere Netzdienlichkeit realisierbar → Entity entscheidet im Voraus, ob Energie- oder Netzthemen vorrangig behandelt werden müssen und beanreizt entsprechendes Verhalten durch Preissignale
- Bilanzgruppen-Problematik entfällt → geringerer administrativer Aufwand

Allgemeine Anmerkungen zu den Architekturen

- „Flexibilitätsabrufe“ würden 1:1 zugeordnet werden müssen, um „Fairness“ bei Revenue-Abgeltung sicherzustellen (da jede Erzeugungsanlage einen eigenen Zählpunkt hat, sollte Flexibilitätsbeitrag 1:1 zuordenbar sein).
- Variabler Energiepreis und variable Netzentgelte müssen nicht zwangsläufig in „dieselbe Richtung“ tendieren, fraglich, wie mit gegensätzlichen Anreizen umgegangen wird.
- Problem: Anbieten von Flexibilität passiert de facto in Echtzeit, die Energiezuordnung innerhalb einer EG findet jedoch rückwirkend durch den DSO statt à d.h. dies könnte zu einer Situation führen, in der sich ein Kunde logisch verhält, aber ein gegensätzlicher Flexibilitäts-Abruf (von dem der Kunde in Echtzeit nichts wissen kann) wirksam wird. → Hieraus ergibt sich eine Frage, die geklärt werden muss: Hat ein Flexibilitäts-Abruf Vorrang, oder die Ziele einer EG bzw. eines Teilnehmenden einer EG? (In der aktuellen Implementierung hätte die EG bzw. hätten die einzelnen Teilnehmenden in der EG automatisch das Nachsehen, da erst rückwirkend Energie durch den DSO allokiert wird).
- Für Möglichkeiten 1-3 wäre zu überlegen, die Anzahl der Bilanzgruppen zu reduzieren z.B. auf max. 3: ein Reststromversorger, ein Überschussabnehmer, Aggregator. Dies setzt voraus, dass eine Einigung innerhalb der EG erzielt werden kann.
- IT/Komponentenaggregator (z.B. Wärmepumpenpool) vs. Genereller Aggregator der EG. Es könnte die Situation entstehen, dass es zwei Aggregatoren gibt, was im schlimmsten Fall zu einer Art „Doppelvermarktung“ führen könnte. Hier stellt sich die Frage, wie dies vermieden werden kann, oder ob es eine Priorisierung gibt.
- Es wäre anzudenken, dass zwei Rollen, nämlich jene des Aggregators und jene des Gemeinschafts-Managers verschmelzen.
- Das Thema der Balancing energy gestaltet sich schwierig, da öfters gemessen werden müsste als 15min, nämlich aktuell alle 2 Sekunden.

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
Konsument:in Typische Profile: ■ Pensionistenpaar ■ Berufstätiges Paar	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS (z.B. Steuerung d. Wärmepumpe, etc.)	■ Wechsel auf variable/andere Tarife ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einem Pool und gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
■ Familie mit Kindern ■ Singlehaushalt	■ Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an variable Preise/Tarife ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an verfügbare Energie innerhalb der Community	■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einer Energiegemeinschaft und dadurch effizientere Nutzung der verfügbaren Energie innerhalb der Gemeinschaft. ■ Anpassung der eigenen Last entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte ■ Fall EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller Optimierung (z.B. Community EMS)
Prosumer Typische Profile: ■ PV ■ PV und Heimspeicher ■ PV, Heimspeicher und Wärmepumpe ■ PV, Heimspeicher, Wärmepumpe und Elektroauto	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS ■ Anpassung der Nutzung der Haushaltsgeräte an variable Preise/Tarife bzw. an verfügbare selbst produzierte Energie oder Energie innerhalb der Community ■ Nutzen eines Batteriespeichers um Flexibilitätspotenzial der eigenen Erzeugung besser zu nutzen. ■ Erzeugung von Blindleistung durch den Wechselrichter Q(U) Regelung (?) ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an verfügbare selbst produzierte Energie oder Energie innerhalb der Community	■ Wechsel auf variablen Tarif ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen (z.B. Regelenenergie, Intra-day ...) (advanced im Vgl. zu reinen Konsument:innen durch Vorhandensein d. eigenen Erzeugungsanlage und ggf. Batteriespeicher). ■ Anpassung entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte ■ Falls EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller Optimierung (z.B. Community EMS)
KMU Typische Profile: ■ Bäckerei ■ Tischlerei ■ Landwirtschaft	■ Investitionen in steuerbare Geräte ■ Je nach KMU: Anpassung d. Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren	■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung der Spitzen des Bezugs hin zu Zeiten der

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
■ Einzelhandel ■ Frisör ■ Bürobetrieb		- meisten Energieproduktion innerhalb der Community. ■ Ganzheitliche Optimierung der Community statt individuelle Optimierung (z.B. Community EMS)
Industrie Typische Profile: ■ Stahlindustrie ■ Autoindustrie	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen durch Steuerbarkeit v. Prozessen/Anlagen ■ Verschiebung d. industriellen Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community
Großunternehmen	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Verschiebung d. Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen. ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community

zeigt die technischen und organisatorischen Handlungsoptionen für unterschiedliche Endabnehmer:innen. Endabnehmer:innen werden in Konsument:innen, Prosumer, KMUs, Industrie und Großunternehmen unterteilt. Die Handlungsoptionen werden in generelle Handlungsoptionen, sowie Handlungsoptionen speziell für den Fall der Teilnahme an Energiegemeinschaften unterteilt.

Tabelle 1 Technische und organisatorische Handlungsoptionen

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
Konsument:in Typische Profile: ■ Pensionistenpaar ■ Berufstätiges Paar ■ Familie mit Kindern ■ Singlehaushalt	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS (z.B. Steuerung d. Wärmepumpe, etc.) ■ Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an variable Preise/Tarife ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an verfügbare Energie innerhalb der Community	■ Wechsel auf variable/andere Tarife ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einem Pool und gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einer Energiegemeinschaft und dadurch effizientere Nutzung der verfügbaren Energie innerhalb der Gemeinschaft. ■ Anpassung der eigenen Last entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte ■ Fall EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller Optimierung (z.B. Community EMS)
Prosumer Typische Profile: ■ PV ■ PV und Heimspeicher ■ PV, Heimspeicher und Wärmepumpe ■ PV, Heimspeicher, Wärmepumpe und Elektroauto	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS ■ Anpassung der Nutzung der Haushaltsgeräte an variable Preise/Tarife bzw. an verfügbare selbst produzierte Energie oder Energie innerhalb der Community ■ Nutzen eines Batteriespeichers um Flexibilitätpotenzial der eigenen Erzeugung besser zu nutzen. ■ Erzeugung von Blindleistung durch den Wechselrichter Q(U) Regelung (?) ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an verfügbare selbst produzierte	■ Wechsel auf variablen Tarif ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen (z.B. Regelenergie, Intra-day ...) (advanced im Vgl. zu reinen Konsument:innen durch Vorhandensein d. eigenen Erzeugungsanlage und ggf. Batteriespeicher). ■ Anpassung entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte ■ Falls EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
	Energie oder Energie innerhalb der Community	Optimierung (z.B. Community EMS)
KMU Typische Profile: ■ Bäckerei ■ Tischlerei ■ Landwirtschaft ■ Einzelhandel ■ Frisör ■ Bürobetrieb	■ Investitionen in steuerbare Geräte ■ Je nach KMU: Anpassung d. Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren	■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung der Spitzen des Bezugs hin zu Zeiten der meisten Energieproduktion innerhalb der Community. ■ Ganzheitliche Optimierung der Community statt individuelle Optimierung (z.B. Community EMS)
Industrie Typische Profile: ■ Stahlindustrie ■ Autoindustrie	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen durch Steuerbarkeit v. Prozessen/Anlagen ■ Verschiebung d. industriellen Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community
Großunternehmen	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Verschiebung d. Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen. ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community

Möglichkeiten der (gepoolten) Flexibilitätsbereitstellung werden insbesondere im Kontext der Energiegemeinschaften vermehrt diskutiert. Wie hoch das Flexibilitätspotenzial jedoch tatsächlich ist, ist (neben den technischen Möglichkeiten, die in

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
Konsument:in Typische Profile: ■ Pensionistenpaar ■ Berufstätiges Paar ■ Familie mit Kindern ■ Singlehaushalt	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS (z.B. Steuerung d. Wärmepumpe, etc.) ■ Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an variable Preise/Tarife ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d. (Haushalts-)geräte an verfügbare Energie innerhalb der Community	■ Wechsel auf variable/andere Tarife ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einem Pool und gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zu einer Energiegemeinschaft und dadurch effizientere Nutzung der verfügbaren Energie innerhalb der Gemeinschaft. ■ Anpassung der eigenen Last entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte ■ Fall EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller Optimierung (z.B. Community EMS)
Prosumer Typische Profile: ■ PV ■ PV und Heimspeicher ■ PV, Heimspeicher und Wärmepumpe ■ PV, Heimspeicher, Wärmepumpe und Elektroauto	■ Investitionen in steuerbare (Haushalts-)Geräte ■ Haushalts-EMS ■ Anpassung der Nutzung der Haushaltsgeräte an variable Preise/Tarife bzw. an verfügbare selbst produzierte Energie oder Energie innerhalb der Community ■ Nutzen eines Batteriespeichers um Flexibilitätspotenzial der eigenen Erzeugung besser zu nutzen. ■ Erzeugung von Blindleistung durch den Wechselrichter Q(U) Regelung (?) ■ Falls EG vorhanden: Anpassung der Nutzung d.	■ Wechsel auf variablen Tarif ■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen (z.B. Regelenergie, Intra-day ...) (advanced im Vgl. zu reinen Konsument:innen durch Vorhandensein d. eigenen Erzeugungsanlage und ggf. Batteriespeicher). ■ Anpassung entweder manuell (wenn keine steuerbaren Geräte vorhanden), oder Nutzung d. Funktionen der Steuerbarkeit d. Geräte

Endabnehmer:innen	Technische Handlungsoptionen	Organisatorische Handlungsoptionen
	(Haushalts-)geräte an verfügbare selbst produzierte Energie oder Energie innerhalb der Community	Falls EG vorhanden: Ganzheitliche Optimierung d. Community statt individueller Optimierung (z.B. Community EMS)
KMU Typische Profile: ■ Bäckerei ■ Tischlerei ■ Landwirtschaft ■ Einzelhandel ■ Frisör ■ Bürobetrieb	■ Investitionen in steuerbare Geräte ■ Je nach KMU: Anpassung d. Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren	■ Zusammenschluss mit anderen Endkund:innen zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder gemeinsames Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung der Spitzen des Bezugs hin zu Zeiten der meisten Energieproduktion innerhalb der Community. ■ Ganzheitliche Optimierung der Community statt individuelle Optimierung (z.B. Community EMS)
Industrie Typische Profile: ■ Stahlindustrie ■ Autoindustrie	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse/Anlagen optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen durch Steuerbarkeit v. Prozessen/Anlagen ■ Verschiebung d. industriellen Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community
Großunternehmen	■ Großinvestitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen/Speicher ■ Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Steuerbarkeit einzelner Prozesse optimieren ■ Internes EMS; falls EG vorhanden: gekoppelt mit EG-EMS	■ Automatische Anpassung des Fahrplans an variable Preise/Tarife ■ Erbringen von Flexibilitätsdienstleistungen ■ Verschiebung d. Prozesse (falls möglich) zu Zeiten größter Eigenerzeugungsmengen. ■ Falls EG vorhanden: Verschiebung d. Prozesse zu Zeiten d. größten Überschusses d. Community

diskutiert wurden) stark von der Zusammensetzung der Energiegemeinschaft abhängig.
Um diese Aussage zu verdeutlichen, solle ein Beispiel genannt werden:

Bürgerenergiegemeinschaft aus Haushalten u. einem Großunternehmen (GU): Falls die Haushalte Großteils mit PV-Anlagen ausgestattet sind und das GU nicht, ist davon auszugehen, dass das GU den PV-Überschuss der Haushalte (nahezu) vollständig verbraucht. In diesem Fall ist es fraglich, ob die Energiegemeinschaft Anreize zur zusätzlichen Flexibilitätsbereitstellung hätte, da der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung innerhalb der EG im Regelfall die wirtschaftlichste und unkomplizierteste Option darstellt.

Steuerung von Flexibilitäten

Regulatorische Rahmenbedingungen

In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Netztarife entworfen, diskutiert und bewertet. Laut Ansarin et al. [Ansarin.2022] wird zwischen sieben unterschiedlichen Tarifen für Privathaushalte unterschieden:

Flatrate, increasing block pricing, Ramsey-pricing, real-time pricing/dynamic pricing, time-of-use, peak-pricing und demand charges. Die Tarifgestaltung erfolgt in der Regel nicht zufällig, sondern folgt einer Reihe von Grundsätzen, wie etwa Nachhaltigkeit hinsichtl. ausreichender Einnahmen für die Netzbetreiber, Gerechtigkeit/diskriminierungsfreier Zugang, wirtschaftliche Effizienz, Transparenz, Stabilität hinsichtl. Änderungen, Konsistenz mit dem regulatorischen Rahmen und Additivität der einzelnen Kostenelemente [Reneses.2014]. Vaughan et al. [Vaughan.2023] fügt dieser Liste die Kriterien Datenschutz und Realisierbarkeit hinzu. Netztarife und deren optimale Gestaltung werden jedoch in der Regel kontinuierlich unter Berücksichtigung aktueller Bedürfnisse und Herausforderungen weiterentwickelt. In diesem Zusammenhang bietet [Picciariello.2015] einen systematischen Überblick über die verschiedenen Herausforderungen, die sich aus der zunehmenden dezentralen Energieerzeugung ergeben. In eine ähnliche Richtung forschen Schittekatte et al. [Schittekatte.2018] und zeigen auf, dass neue Technologieoptionen für Netznutzer:innen (z. B. PV-Anlagen und Batteriespeicher) zu Gerechtigkeitsproblemen führen können, für den Fall, dass Netztarife nicht optimal designt sind. Um die Auswirkungen verschiedener Netztarife richtig einschätzen zu können, wird in [Christensen.2021] eine Methode zur Bewertung der Realisierbarkeit (basierend auf technischen, wirtschaftlichen, sozialen und regulatorischen Kriterien) dynamischer Tarife vorgestellt. Dabei wurde der Time-of-Use-Tarif als beste Option eingestuft.

Obwohl die oben genannten Kriterien zur Gestaltung von Netztarifen logisch und nachvollziehbar erscheinen, werden die einzelnen Netztarife im Hinblick auf Fairness kontrovers diskutiert [Trong.2023]. Das von [Ansarin.2022] vorgeschlagene Fairness-Prinzip basiert darauf, dass „gleiche Kunden“ für dasselbe Produkt gleich viel bezahlen sollten. Allerdings ist „Gerechtigkeit“ ein weitestgehend subjektiv behafteter Begriff, weshalb [Trong.2023] die Gerechtigkeitswahrnehmung verschiedener Netztarifmodelle anhand einer Umfrage unter dänischen Haushalten untersucht. Neuteleers et al. [Neuteleers.2017] untersuchen ebenfalls die Fairnesswahrnehmung verschiedener Netztarife und stellen fest, dass arbeits- u. kapazitätsbezogene Entgelte positiv bewertet werden, während Ramsey-pricing negativ gesehen wird. Flat-rates und Peak Pricing liegen im Mittelfeld des Rankings hinsichtlich Fairness. Netztarife und ihre Wahrnehmung hinsichtlich Gerechtigkeit stehen in engem Zusammenhang mit dem Konzept der Verteilungsgerechtigkeit. Um die gemeinsamen Kosten aufzuteilen, unterscheiden Neuteleers et al. [Neuteleers.2017] zwischen (i) identer Zuteilung, (ii) Zuteilung basierend auf der Zahlungsfähigkeit einzelner Endkund:innen, (iii) Zuteilung basierend auf verursachten Kosten, (iv) Zuteilung basierend auf dem entstehenden Nutzen und (v) Zuteilung basierend auf der Stärke des Verlangens nach einem Produkt. Ebenfalls mit einem Fokus auf Verteilungsgerechtigkeit kombiniert [Bergaentzle.2022] Tarifgestaltung mit Umverteilungsmechanismen, um ein Gleichgewicht zwischen zeitlich-differenzierten Signalen, Einnahmenstabilität für den Energieversorger, begrenzten Netzkosten für gefährdete Haushalte und Förderung der Elektrifizierung zu schaffen.

Die durchgeführte Literaturanalyse zeigt vielfältige Möglichkeiten der Netztarifgestaltung, die von den Netznutzer:innen jedoch hinsichtlich Fairness sehr unterschiedlich wahrgenommen und bewertet werden. Allerdings haben Netznutzer:innen keinen Anspruch auf die Wahl ihres Netztarifs, sodass sich ihr subjektives Gerechtigkeitsempfinden nicht zwangsläufig in den anfallenden Netzentgelten widerspiegelt. Ob die in der Forschung vielfach untersuchten Netztarifdesigns tatsächlich in Österreich Einzug halten werden, ist von zukünftigen Entscheidungen des Regulators abhängig.

Existierende und zukünftig mögliche Tarifdesigns

Basierend auf diesen Netztarifdesigns wurden acht Tarifmodelle ausgewählt, welche in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet sind. Die Tarife unterscheiden sich hinsichtlich der relevanten Eingangsgrößen, welche zu den konkreten Kosten für den jeweiligen Netzanschlusspunkt führen. Dies umfasst Tarife ohne

notwendige Messgrößen, aber auch Tarife welche die Information der Energie, Leistung, Verortung und des Netzzustand benötigen.

Tabelle 2 Untersuchte Netztarife

Tarif	Beschreibung	Relevante Eingangsgrößen
Konstant (flatrate)	Idente Kosten für Alle. Keine Berücksichtigung von Energie oder Leistung	Konstant
Konstant sozialisiert (flatrate)	Kosten werden teilweise vom Staatsbudget bezahlt und teilweise als fixe Gebühr von den Endkunden	Konstant
Energieabhängig (Transportbezogen)	einheitliche Tarife für EG- und nicht EG Teilnehmer	Energie
Energieabhängiger EG Reduktion	Tarif innerhalb und außerhalb der EG unterschiedlich hoch	Energie
Leistungsabhängig	einheitliche Tarife für sowohl EG als auch nicht EG Teilnehmer Preise linear bzw. als nichtlineare Funktion	Leistung
EG intern distanzabhängig	Uneinheitlicher Tarif zwischen EG Teilnehmer, in Abhängigkeit deren individueller Position zueinander	Energie und Verortung
Ramsey¹	Berücksichtigung der Preissensitivität als Komponente der Kosten. Eine höhere Preissensitivität führt zu geringeren Gebühren pro Energieeinheit. Dieser Tarif führt zu der maximal möglichen sozialen Wohlfahrt.	Energie und aktuelle Flexibilität
Zeitlich dynamisch	Berücksichtigung der Netzauslastung führt zu zeitlich variablen Kosten Dynamik mit Vorlaufzeit bestimmt	Energie und Netzzustand

Bewertung der Tarife

Die in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelisteten Tarife wurden im Anschluss qualitativ hinsichtlich ihrer Eignung bewertet. Dabei werden die beiden

¹ <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107240>

Varianten des konstanten Tarifs gemeinsam betrachtet und eine Unterscheidung des dynamischen Tarifs auf Übertragung,- und Verteilnetzebene durchgeführt. Dazu wurden zwölf KPIs definiert, welche den vier Kategorien: technische,- regulatorische,- soziale,- und ökonomische Indikatoren zugeordnet sind. Diese KPIs sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgelistet.

Tabelle 3 Indikatoren zur qualitativen Bewertung der Netztarife

Bezeichnung	Beschreibung	KPI-Kategorie
Technische Umsetzbarkeit	Höhe des gesamten technischen Aufwands zur Auswertung des Tarifs. Dies umfasst beispielsweise Messungen, Berechnungen und die Speicherung von Daten.	Technisch
Auswirkung auf Netzauslastung	Auswirkungen der Anreize des Tarifs auf die Netzauslastung.	Technisch
Power Quality	Auswirkungen der Anreize des Tarifs auf die Spannungsqualität.	Technisch
Messbarkeit	Wie einfach sind die benötigten Messgrößen messbar und der daraus entstehende Tarif ermittelbar.	Technisch
Regulatorische Umsetzbarkeit und Adaptierbarkeit	Wie lässt sich der Tarif regulatorisch erfassen und in der Systemnutzungsentgelteverordnung abbilden.	Regulatorisch
Eignung als Anreiz für bestimmtes Verhalten auf EG Teilnehmer	Ausmaß der Eignung des Tarifs eine Verhaltensänderung von EG Teilnehmern herbeizuführen.	Ökonomisch
Eignung als Anreiz für bestimmtes Verhalten auf nicht EG Teilnehmer	Ausmaß der Eignung des Tarifs eine Verhaltensänderung von nicht EG Teilnehmern herbeizuführen.	Ökonomisch
Einfluss auf einen Flexibilitätsmarkt	Einfluss auf einen hypothetisch existierenden Flexibilitätsmarkt an welchen Flexibilitäten als zeitliches und energetisches Produkt angeboten werden.	Ökonomisch
Verursachergerechte Repräsentation der Kosten	Eigenschaft des Tarifs jene Kosten abzubilden, die tatsächlich den Bedarf des Netzausbaus erzeugen. Beispielsweise sind Leitungen nach der Spitzenleistung, nicht, aber nach der Energie über den Zeitraum eines Jahres zu dimensionieren	Ökonomisch
Komplexität für Endkunden und Transparenz	Nachvollziehbarkeit der relevanten Größen für die entstehenden Kosten.	Sozial

Bezeichnung	Beschreibung	KPI-Kategorie
Fairness	Wird der Beitrag zur Reduktion der Systemkosten an den Tarif auf den Kunden weitergegeben.	Sozial
Soziale Verteilung und Energiearmut	Wie wirken sich die Tarife auf die Energiearmut und die Leistbarkeit der Stromversorgung aus.	Sozial

Diese zwölf KPIs wurden für die acht Netztarife in der Bewertungsmatrix in Abbildung 3 qualitativ bewertet und farblich markiert:

- Dunkelgrün : sehr gute Eignung und Anwendbarkeit
- Hellgrün: Punkte: gute Eignung und Anwendbarkeit
- Orange: Anwendbar unter Berücksichtigung von Einschränkungen
- Rot: nicht geeignet und anwendbar

Tarif	Technisch					Regulatorisch	Ökonomisch				Sozial		
	technische Umsetzbarkeit	Auswirkung auf Netzauslastung	Power Quality	Qualität	Messbarkeit	regulatorische Umsetzbarkeit und Adaptierbarkeit	Eignung als Anreiz für bestimmtes Verhalten auf EG	Eignung als Anreiz für bestimmtes Verhalten auf nicht EG Teilnehmer	Einfluss auf einen Flexibilitätsmarkt	Verursachergerechte Repräsentation der Kosten	Komplexität für Endkunden und Transparenz	Fairness	Soziale Verteilung - Energiearmut
Konstant													
Energie													
Energie mit EG Reduktion													
Leistungsabhängig													
EG intern													
distanzabhängig													
Ramsey													
Zeitlich dynamisch -													
TSO Level													
Zeitlich dynamisch -													
DSO Level													

Abbildung 3 Bewertungsmatrix der Tarife

Die durchschnittliche Punktzahl war mit 3,1 Punkten beim leistungsabhängigen Tarif am Höchsten, gefolgt vom energieabhängigen,- und Zeitlich dynamischen Tarif auf DSP Level mit jeweils 2,8 Punkten. Daher werden diese Tarife für die weiterführendenen Berechnungen genutzt.

Definition der Anwendungsbeispiele

Dieses Kapitel beschreibt die Datengrundlage für die Analyse. Dies umfasst die Auswahl der Netzabschnitte, die vorhandenen Flexibilitäten, deren Verortung sowie die Methodik zur Erstellung der Tarif.

Erstellung der Szenarien und Use-cases

Prognose des Flexibilitätspools

Erzeugungstechnologien und Flexible Lasttechnologien werden, je nach betrachtetem Regionstyp, unterschiedlich verteilt sein. Rurale Regionen bieten ausreichend Platz, um große Mengen an Photovoltaik-Erzeugungsanlagen zu installieren, während Platzverfügbarkeit in urbanen Regionen die maximal installierte Photovoltaikkapazität limitiert. Ähnliche Gegebenheiten limitieren Flexibilitätsverteilungen im urbanen Raum. So haben Mieter von Wohnungen im urbanen Raum seltener die Möglichkeit eine dezidierte Elektroauto-Ladestation zu installieren als Eigenheimbesitzer im suburbanen oder ruralen Raum. Ähnliches gilt für die Möglichkeit thermische Systeme auf flexible Wärmepumpen umzustellen.

Um regionale Verteilungen von Flexibilitäten und Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen, wurden Daten von aktuellen Verteilungen mit Technologiespezifischen nationalen Prognosen und Zielen für 2030 kombiniert, um ein möglichst realistisches Szenario für alle betrachteten Regionstypen für 2030 zu erlangen.

Für rurale, suburbane und urbane Regionen wurde jeweils eine NUTS3 Region ausgewählt, die repräsentativ ist für den gesamten Regionstyp [NUTS.2022]. Für rurale Regionen wurden das Lungau ausgewählt (NUTS3 AT321), eine eher bergige Region mit niedriger Einwohnerdichte. Suburbane Regionen wurden durch das südliche Wiener Umland (NUTS3 AT127) repräsentiert. Für urbane Regionen wurden Daten aus der Region Wien (NUTS3 AT130) analysiert.

Um die Ausbaupläne auf Ebene der Bundesländer, auf die ausgewählten NUTS3 Regionen anzuwenden, wurde der aktuelle Anteil von PV-Installationen der NUTS3 Region am

gesamten Bundesland verwendet, um das PV-Installationsziel auf die NUTS3 Region zu skalieren. Die Annahme ist hier, dass sich in allen Regionen, in denen bereits viel PV-Kapazität vorhanden ist, diese auch leichter ausbauen lässt, auf Grund von Platzverfügbarkeit oder anderen Gründen.

Die errechneten Werte pro Einwohner der ausgewählten NUTS3 Region wurden auf die verfügbaren Netzdaten aus dem jeweiligen Regionstyp angewandt, um die Szenarien zu erlangen. Als erster Schritt wurden Szenarien entwickelt, die auf den PV-Ausbauzielen aus dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) basieren ². Zusätzlich wurde für jeden Regionstyp ein Szenario, basierend auf den Ausbauplänen aus dem Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) entwickelt ³. Für die ÖNIP+ Szenarien wurde angenommen, dass die installierte PV-Leistung in den ausgewählten doppelt so hoch ist, wie im Durchschnitt der NUTS3 Region. Ebenso wurde angenommen, dass in den ÖNIP+ Szenarien doppelt so viele Flexibilitäten installiert sind.

Zur Verteilung der Elektroautos (EV) wurden die Ziele der International Energy Agency (IEA) Herangezogen und auf NUTS3 Ebene mit analog zur PV-Kapazität verteilt [IEA.2021]. Für die Haushaltsbatteriesysteme (BESS) wurde ein Trend hin zu mehr und größeren Heimspeichersystemen angenommen. Im Jahr 2020 hat ein Endkunde mit PV-Anlage zu 20% Wahrscheinlichkeit ein Speichersystem installiert, dessen Kapazität in kWh genau der kWp der PV-Anlage entspricht. Für das Jahr 2030 wurde angenommen, dass 60% der PV-Anlagen Besitzer einen Speicher betreiben und, dass dieser eineinhalbmal so viel Kapazität in kWh hat wie die Maximalleistung des PV-Systems in kWp. Für die Wärmepumpen (WP) wurden Annahmen getroffen, die stark steigende Zahlen der Wärmepumpen reflektieren. Eine Übersicht aller installierten Flexibilitäten ist in Tabelle 4 ersichtlich.

Tabelle 4 Übersicht der installierten Flexibilitäten

Region	PV 2020 in kWp	PV 2030 in kWp	BESS 2020 in kWh	BESS 2030 in kWh	EV 2020 in Anzahl	EV 2030 in Anzahl	WP 2020 in Anzahl	WP 2030 in Anzahl
Rural EAG	23.9	146.5	5.5	162.6	0	5	0	5

² <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

³ <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastrukturplan.html>

Region	PV 2020 in kWp	PV 2030 in kWp	BESS 2020 in kWh	BESS 2030 in kWh	EV 2020 in Anzahl	EV 2030 in Anzahl	WP 2020 in Anzahl	WP 2030 in Anzahl
Suburban EAG	28.8	173.8	0	216.0	1	19	15	35
Urban EAG	4.2	75.3	0	97.9	0	27	1	4
Rural ÖNIP+	56.1	726.6	14.0	545.0	0	10	0	10
Suburban ÖNIP+	23.2	300.6	9.3	251.9	1	35	2	42
Urban ÖNIP+	20.9	245.8	0	196.6	1	54	0	6

Auswahl der Netzabschnitte

Tabelle 5 präsentiert eine Selektion repräsentativer Niederspannungsnetzabschnitte, die im Rahmen einer durchgeführten Studie [Frontier.2022] als “educated guess” von Energiesystemforscher:innen und Netzbetreiber:innen ausgewählt wurden. Die 25 untenstehenden Netze wurden wegen ihrer besonderen Repräsentativität des typischen Aufbaus österreichischer Niederspannungsnetze ausgewählt. Auf Basis oben erwähnter Studie sind sowohl die Topologie der jeweiligen Netze, die elektrischen Parameter sowie die angeschlossenen Lasten samt APCS Lasttyp und Jahresverbrauch vorhanden.

Um den Simulationsaufwand in diesem Sondierungsprojekt zu reduzieren, wurde eine weitere Selektion dieser Netzmodelle vorgenommen. Konkret wurden hier sechs Netze, je zwei rurale, suburbane und urbane Netze ausgewählt. Bei dieser weiteren Selektion ist das Augenmerk darauf gelegen, für jeden Siedlungstyp je ein größeres sowie ein kleineres Netz auszuwählen die in ihrer Grundkonfiguration zudem entweder stärker sowie weniger stark ausgelastet sind.

Die wesentlichen Kenngrößen der gewählten Netze sind in Tabelle 5 aufgelistet. Jedes dieser Netze enthält Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaftliche Betriebe und unterbrechbare Lieferungen als Lasten, sowie dezentrale Erzeuger.

Tabelle 5 Übersicht der Netzabschnitte

Netz	Region	Leitungen	Transformator	Lasten
Netz_7	rural	56	1 x 160kVA_30kV	29
Netz_8	rural	37	1 x 160kVA_30kV	20
Netz_17	suburban	209	1 x 630kVA_30kV	53
Netz_19	urban	128	1 x 1250kVA_30kV	133
Netz_23	suburban	203	1 x 250kVA_30kV	112
Netz_24	urban	259	1 x 800kVA_10kV	302

Verortung der Flexibilitäten

In Abschnitt 0 wurde die zu erwartende PV-Durchdringung beschrieben. Zudem liefert Konferenzbeitrag [Cejka.2021] Abschätzungen, wie typische erneuerbare Energiegemeinschaften in Österreich aufgebaut sein können. Naturgemäß werden diese Parameter grob befolgt und lediglich geringfügig auf Basis der vorliegenden Netzabschnitte angepasst. Zudem werden, analog zu [Cejka.2021], diverse Szenarien eingeführt, die den zukünftigen Ausbau von Flexibilitäten abbilden sollen. Dementsprechend ergeben sich folgende Durchdringungen der Flexibilitäten, wie in untenstehender Grafik **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** gut zu erkennen ist. Es ist wichtig anzumerken, dass ab diesem Punkt nicht jede Kombination aus Szenario und Netzabschnitt simuliert wird. Dies hat erneut den Grund, den Simulationsaufwand in diesem Sondierungsprojekt zu reduzieren. Eben genannte Szenarien sowie die Durchdringung der Flexibilitäten sind in Abschnitt 0 gut zu erkennen.

Grundsätzlich wird hier jedem Szenario eine gewisse Anzahl an Flexibilitäten, die je typische Parameter haben, zugeordnet. Die lokale Aufteilung der Flexibilitäten im Niederspannungsnetz erfolgt allerdings rein nach dem Zufallsprinzip. Dieser Fall des unkoordinierten Ausbaus entspricht am ehesten der Realität. Allerdings gibt es hier eine wichtige Zusatzbedingung: Haushalte, beziehungsweise Kund:innen, die zum Beispiel über eine PV-Anlage verfügen haben eine höhere Wahrscheinlichkeit weitere Flexibilitäten zu besitzen sowie einer Energiegemeinschaft beizutreten. In anderen Worten bedeutet das, dass eine starke Korrelation zwischen dem jeweiligen Besitzen von Flexibilitäten und dem Beitritt einer Energiegemeinschaft besteht.

Dimensionierung der Tarife

Die Dimensionierung der ausgearbeiteten Tarife stellt einen wesentlichen Anreiz zum netzfreundlichen Verhalten von Flexibilitäten dar. Entscheidend für den Einfluss sind konkrete Werte für die Kosten der Netztarife, welche in den Simulationen angenommen werden. Hierbei existieren verschiedene Netzentgelte, zwischen denen unterschieden werden muss. Zukünftige Netztarife werden auch für Privatkunden sowohl einen Energiepreis (in €/kWh) als auch einen Leistungspreis (in €/kW Spitzenleistung) enthalten. Außerdem sind laut EAG reduzierte Netzentgelte für EEGs umgesetzt. Dies führt wiederum dazu, dass die Netzentgelte für nicht EEG Teilnehmer steigen. Die Netztarife unterscheiden sich abhängig von Konzessionsgebieten der Netzbetreiber.

Verringerung EEG Stromhandel

Für Stromhandel in EEGs fallen je nach lokaler und regionaler EEG reduzierte Netznutzungsentgelte an⁴. Laut der Systemnutzungsentgelteverordnung⁵ werden zum Stand der Einführung Reduzierungen angenommen. Bei lokalen EEGs, daher ausschließlich Teilnehmer in derselben Netzebene 6 und 7 werden die Netznutzungsentgelte um 57% reduziert. Daher fallen 43% der ursprünglichen Netznutzungsentgelte an. Bei regionalen EEGs werden die Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit der Netzebene, an denen der jeweilige jeweilige Teilnehmer angeschlossen ist, reduziert. Für Teilnehmer in NE 6 und 7 werden die Netznutzungsentgelte um 28% reduziert, daher fallen 72% der ursprünglichen Netznutzungsentgelte an. Für Teilnehmer in NE 4 und 5 werden die Netznutzungsentgelte um 64% reduziert, daher fallen 36% der ursprünglichen Netznutzungsentgelte an.

Sozialisierung der Kosten

Die Kosten für die Nutzung der Netze, aus denen sich die Netznutzungsentgelte ergeben sind unabhängig von der kurzfristigen Nutzung der Netze. Daher bewirkt beispielsweise ein Effizienzgewinn auf Haushaltsebene einen Anstieg der energieabhängigen Netznutzungskosten in cent/kWh. Da die Kosten ursprünglich für alle gleich sind bewirkt eine Einführung von EEGs und dementsprechend weniger Einnahmen durch den lokalen

⁴ <https://energiegemeinschaften.gv.at/niedrigere-netzkosten-fuer-eeegs/#:~:text=Seit%202001.11.2021%20ist%20die,28%2C%2057%20oder%2064%20%25.>

⁵ <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>

Energiehandel eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte in cent/kWh für alle Marktteilnehmer.

Übersicht der Use-cases und Szenarien

Um die Anreizwirkung verschiedener Netztarifdesigns zu quantitativ zu analysieren, werden verschiedene Verteilnetzabschnitte mit unterschiedlichen KundInnentypen und verschiedenen technischen Komponenten betrachtet. Die berücksichtigten Komponenten sind einerseits ein nicht-flexibler Anteil der Stromnachfrage und lokale Erzeugung mittels PV-Anlagen und andererseits flexible Technologien, wie Batteriespeicher, E-Auto-Ladestationen, elektrische Boiler und Wärmepumpen. Der Betrieb dieser Technologien wird in jährlichen Simulationen so optimiert, dass aus EndkundInnensicht die geringsten Kosten für den Strombezug entstehen. Dabei werden sowohl die untersuchten Netztarife als auch Lieferantentarife, sowie Steuern und Abgaben berücksichtigt.

Verschiedene Netztarife führen zu verschiedenen optimalen Fahrplänen für die berücksichtigten Flexibilitätsoptionen. Diese unterschiedlichen Betriebsstrategien wirken sich einerseits auf die Kosten für EndkundInnen und andererseits auf die Residual- und Spitzenlasten in den Netzabschnitten und an den Transformatoren aus. Diese Indikatoren werden dann herangezogen, um die Anreizwirkung verschiedener Tarifsysteme auszuwerten.

In Abschnitt 0 werden die Netzabschnitte beschrieben, die für diese Analyse herangezogen werden. Das beinhaltet auch die Annahmen die bezüglich PV-Ausbau, Verbreitung von Flexibilitätsoptionen und der Mitgliedschaft von EndkundInnen in Energiegemeinschaften getroffen werden. In Abschnitt 0 werden die Netztarifdesigns vorgestellt, die für die quantitative Analyse der Anreizwirkungen untersucht werden.

Repräsentative Verteilnetzabschnitte

Es werden je zwei rurale, zwei suburbane und zwei urbane Verteilnetzabschnitte zur Analyse der Anreizwirkungen von Netztarifdesigns herangezogen. Für jedes der Netze wird ein Status-Quo-Szenario und ein Zukunftsszenario für das Jahr 2030 simuliert. Dabei werden unterschiedliche Annahmen für den Ausbau von PV-Anlagen und Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, E-Auto-Ladestationen, Wärmepumpen und elektrische Boiler getroffen. Je Siedlungstyp – rural, suburban und urban – gibt es ein

Ausbauszenario, das auf den Zielen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) basiert und eines mit den ambitionierteren Zielen des Österreichischen Netzinfrastukturplans (ÖNIP). Die entsprechenden Netze werden in diesem Kapitel mit (EAG) und (ÖNIP+) gekennzeichnet.

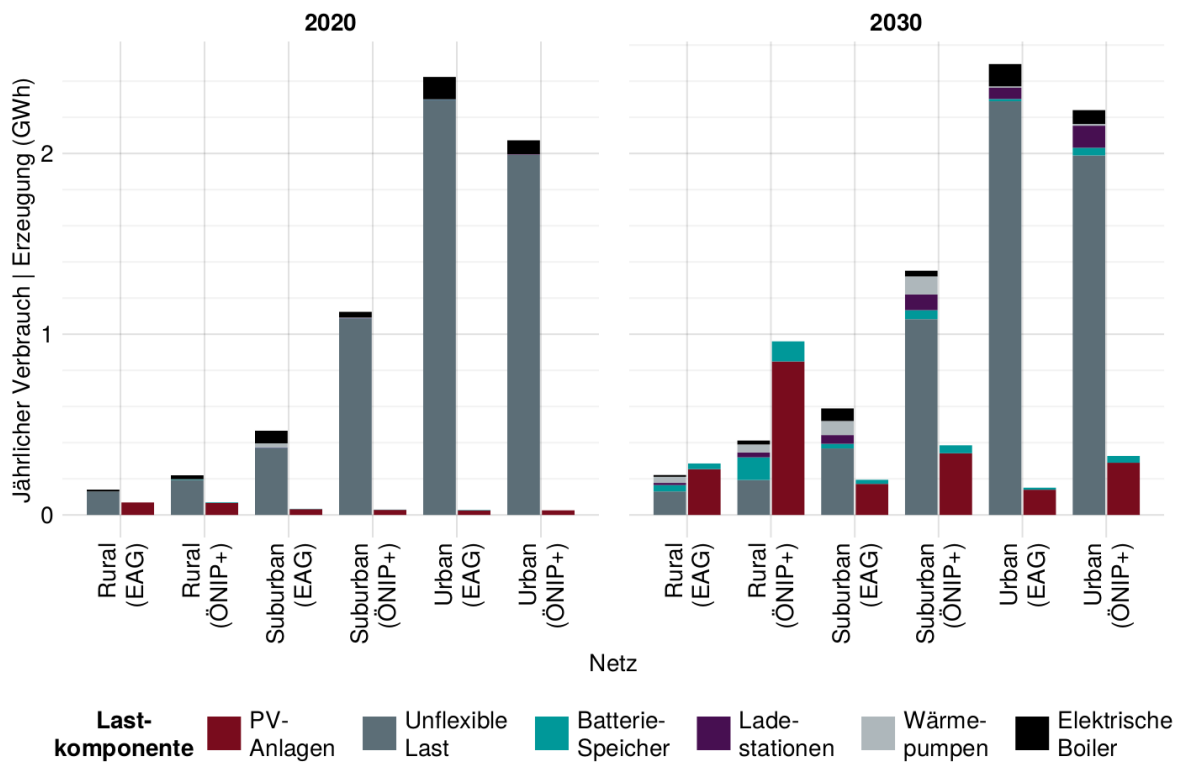


Abbildung 4: Übersicht des jährlichen Verbrauchs und der jährlichen Erzeugung

Abbildung 4 zeigt den jährlichen Stromverbrauch und die jährliche Erzeugung in den untersuchten Netzabschnitten, gruppiert nach verschiedenen Lastkomponenten. Hier ist deutlich zu sehen, dass für die Zukunftsszenarien wesentlich mehr lokale Erzeugung aus PV-Systemen angenommen wird. In den (ÖNIP+)-Varianten ist dieser Ausbau noch höher als in den Netzen, die mit (EAG) gekennzeichnet sind. Das betrifft nicht nur den PV-Ausbau, sondern auch die Verbreitung von Flexibilitätsoptionen, wie Batteriespeicher, E-Auto-Ladestationen, elektrische Boiler und Wärmepumpen. Diese Technologien bieten einerseits Flexibilität, können andererseits aber auch zusätzliche Lastspitzen verursachen. Die installierte Leistung an neuen Technologien in den Zukunftsszenarien für 2030 ist besser in Abbildung 5 ersichtlich. Die Grafik zeigt die maximalen Verbrauchs- und Erzeugungsleistungen verschiedener technischer Komponenten in den untersuchten Netzabschnitten mit den Annahmen für 2020 und 2030.

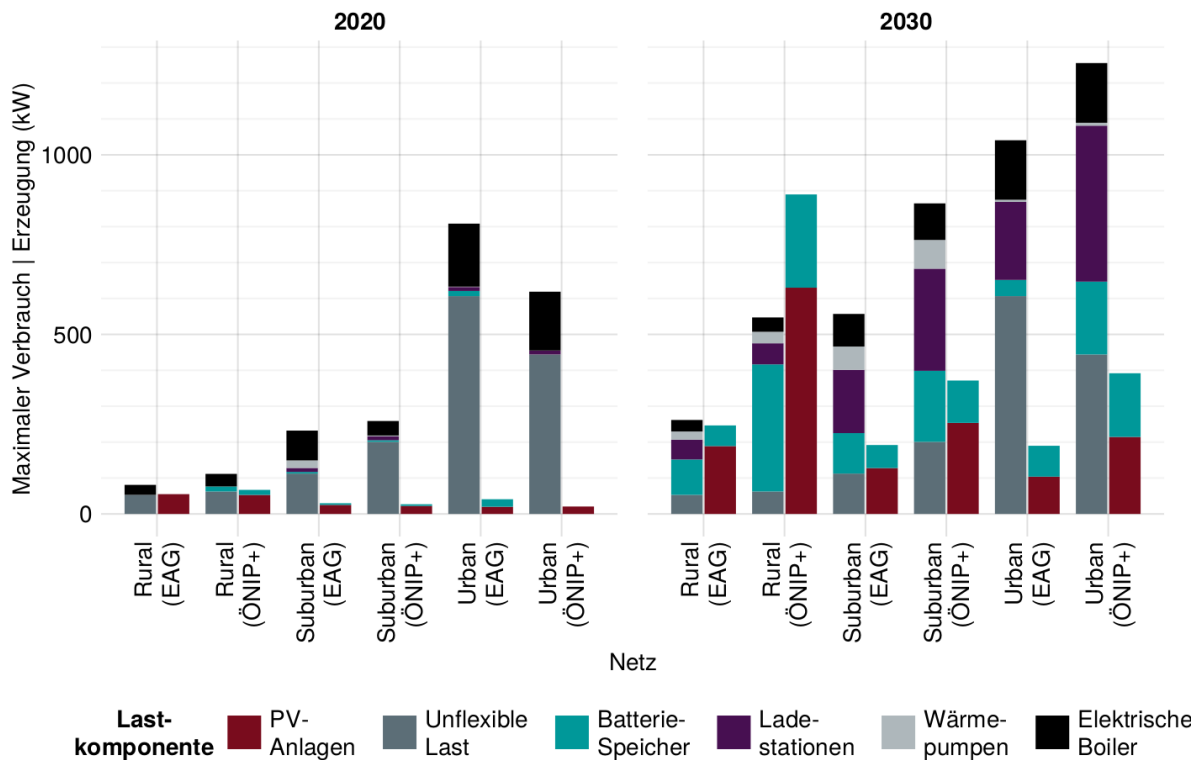


Abbildung 5: Maximaler Verbrauch und maximale Erzeugung

Neben dem installierten technologischen Portfolio in den gewählten Netzabschnitten werden auch Annahmen bezüglich der Mitgliedschaft in Energiegemeinschaften getroffen. In jedem Netz wird eine lokale Energiegemeinschaft angenommen, der ein Teil der angeschlossenen NetzkundInnen angehören. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die getroffenen Annahmen dazu sowie über die Anzahl der Netzanschlusspunkte, PV-Anlagen und flexiblen Komponenten in den gewählten Netzabschnitten.

Tabelle 6: Überblick der installierten Komponenten

Name	Rural (EAG)	Rural (ÖNIP+)	Sub-urban (EAG)	Sub-urban (ÖNIP+)	Urban (EAG)	Urban (ÖNIP+)
Netzanschlusspunkte	19	29	76	48	260	133
EG-Teilnehmer	13	20	55	35	123	119
PV - 2020	5	4	6	5	1	1
PV - 2030	13	20	35	34	15	15

Name	Rural (EAG)	Rural (ÖNIP+)	Sub-urban (EAG)	Sub-urban (ÖNIP+)	Urban (EAG)	Urban (ÖNIP+)
Flexible Komponenten - 2020	8	14	83	33	180	95
Flexible Komponenten - 2030	23	47	138	116	215	163

Tarife

In der Kostenoptimierung der Flexibilitätsoptionen werden die gesamten Strombezugskosten von EndkundInnen berücksichtigt. Das beinhaltet den Versorgertarif, der an die Stromlieferanten zu zahlen ist, den Netztarif, bestehend aus Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, für die Netzbetreiber, sowie Steuern und Abgaben.

Der Versorgertarif im Arbeitspreis basiert auf stündlichen Day-Ahead-Spotmarkt-Preisen. Für das Jahr 2020 werden die historischen Preise für Österreich von der ENTSOE Transparency Platform verwendet ⁶. Für das Jahr 2030 werden Preise aus dem EDisOn-Modell verwendet [Loschan.2023]. Der Bezugspreis ergibt sich durch Gewichtung der stündlichen Marktpreise mit Standard-Haushalts-Lastprofil H0 der APCS und einer Marge für den Lieferanten von 40 EUR/MWh ⁷. Für das Jahr 2020 stimmt das mit den durchschnittlichen EndkundInnenpreisen, die von der E-Control veröffentlicht werden überein ⁸. Der Arbeitspreis im Versorgertarif für die Einspeisung ergibt sich durch Gewichtung der stündlichen Preise mit einem PV-Erzeugungsprofil für Wien für den entsprechenden Zeitraum von renewables.ninja und einer Marge von 20 EUR/MWh ⁹. Einige der EndkundInnen haben diese konstanten Arbeitspreise im Versorgertarif und andere, hauptsächlich Prosumer, die tatsächlichen stündlichen Marktpreise mit den entsprechenden Margen.

Die Steuern und Abgaben bestehen einerseits aus der Elektrizitätsabgabe von 15 EUR/MWh und der Mehrwertsteuer (MwSt) ¹⁰. Für den Handel innerhalb der Energiegemeinschaft sind keine Steuern und Abgaben zu bezahlen.

⁶ <https://transparency.entsoe.eu/>

⁷ <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>

⁸ <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/marktstatistik/preisentwicklungen>

⁹ <https://www.renewables.ninja/>

¹⁰ <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10005027>

Der Netztarif besteht aus dem Netznutzungsentgelt und dem Netzverlustentgelt. Hier werden die Werte für Wien für 2023 angenommen ¹¹. Das Netzverlustentgelt ist sowohl für Netzbezug als auch für Einspeisung zu entrichten. Das Netznutzungsentgelt hat eine fixe jährliche Komponente und einen konstanten Arbeitspreis in EUR/MWh. Für den Handel innerhalb der Energiegemeinschaft gibt es eine Reduktion des Netznutzungsentgelts um 57% ¹².

Der Versorgertarif ist so gewählt, dass Käufer und Verkäufer zu gleichen Teilen von den Netztarifreduktionen und den Steuererleichterungen profitieren. Vergleicht man die Gesamtkosten im Arbeitspreis für den internen Handel mit Gesamtkosten im Arbeitspreis für den externen Handel in den mittleren Grafiken, ist klar zu sehen, dass im internen Fall der Bezugspreis günstiger und der Einspeisepreis höher ist.

Bei der Untersuchung neuer Netztarif-Designs werden die Kostenkomponenten für das Netznutzungsentgelt verändert. Der aktuelle konstante Arbeitspreis mit einer fixen jährlichen Komponente dient als Ausgangspunkt für die Analyse und wird im Folgenden als Baseline bezeichnet. Mit dem Baseline-Netztarif ergeben sich nach Simulation aller Netze gewisse Gesamtkosten für das Netznutzungsentgelt, die von allen EndkundInnen an die Verteilnetzbetreiber zu zahlen sind. Alle neuen Netztarif-Designs werden so dimensioniert, dass die Gesamtkosten für das Netznutzungsentgelt mit den Betriebsfahrplänen aus der Baseline-Optimierung gleichbleiben.

Dynamischer Netztarif

Der erste Ansatz für ein neues Tarif-Design ist ein zeitlich variables Netznutzungsentgelt. Die Idee ist, die Höhe des Arbeitspreises an die prognostizierte Netzauslastung anzupassen. Das heißt, bei hoher Netzlast sind die Arbeitspreise höher und zu Zeiten geringer Last niedriger. Das soll Anreize an EndkundInnen liefern, den Verbrauch von Spitzenlast-Zeiten in andere Zeitpunkte zu verschieben, in denen das Netz weniger ausgelastet ist.

¹¹ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_466/BGBLA_2022_II_466.html

¹² https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2021_II_438/BGBLA_2021_II_438.html

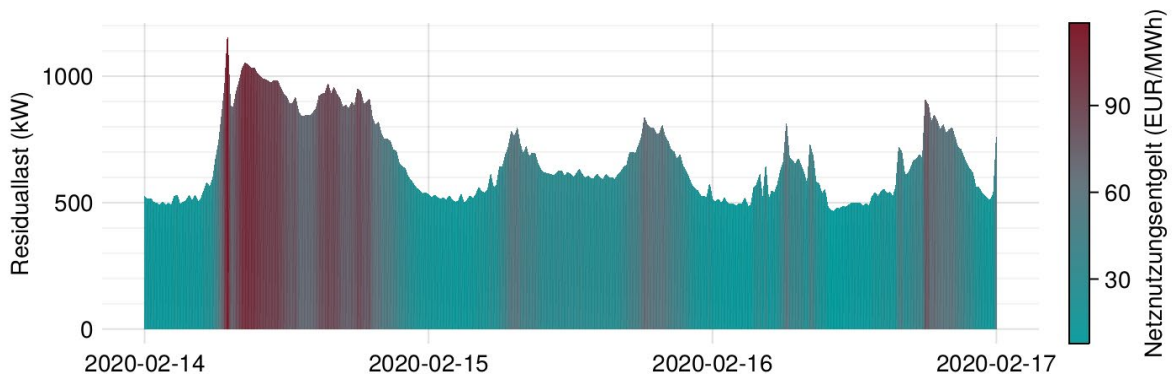


Abbildung 6: Gesamte Residuallast und zugehöriges dynamisches Netznutzungsentgelt

Zur Skalierung dieses Tarifs wird die gesamte Residuallast aller sechs Netzabschnitte für das entsprechende Jahr herangezogen. Das Profil der Residuallast gibt die Form der Zeitreihe für die dynamischen Preise vor. Dieses Profil wird so skaliert, dass der niedrigste Preis bei 0 EUR/MWh liegt und die Gesamtkosten aller EndkundInnen für das Netznutzungsentgelt gleich hoch sind wie mit dem Baseline-Netztarif. Die resultierenden Preise sind in Abbildung 6 farblich gekennzeichnet in Zusammenhang mit der Residuallast in den Netzen beispielhaft für drei Tage im Februar 2020 abgebildet.

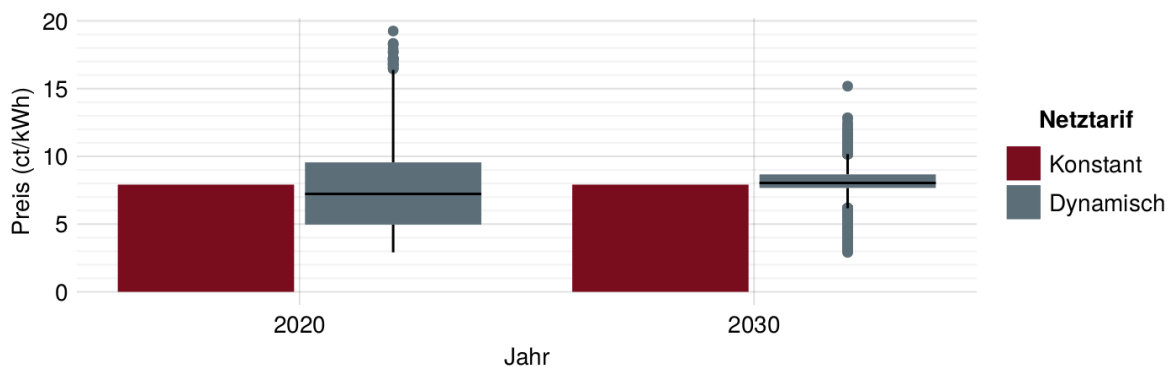


Abbildung 7: Vergleich des Arbeitspreises im dynamischen

Abbildung 7 zeigt die Verteilung der Arbeitspreise im Dynamischen Netztarif in Form eines Boxplots im Vergleich zum konstanten Preis im Baseline-Tarif. Der Median der dynamischen Preise entspricht ungefähr dem Baseline-Preis. Zu Zeiten hoher Auslastung können Preise auftreten, die mehr als doppelt so hoch sind wie der konstante Preis. Für die Mitglieder in Energiegemeinschaften wird für den internen Handel analog zum Baseline-Tarif eine Reduktion im Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts um 57% angenommen.

Netztarif mit Leistungspreis

Im zweiten neuen Tarif-Design wird die fixe jährliche Komponente und der Arbeitspreis im Netznutzungsentgelt durch einen Leistungspreis in EUR/kW für die jährliche Spitze aus Bezug und Einspeisung ersetzt. Die EndkundInnen bezahlen also für die maximale Netzleistung, die sie im Jahr benötigen. Das soll Anreize für ein möglichst flaches individuelles Residuallastprofil für jede EndkundIn liefern. Abbildung 8 zeigt beispielhaft ein jährliches Residuallastprofil einer EndkundIn. Die horizontalen Linien zeigen die jährliche Spitzenleistung. In diesem Fall wird sie durch die Einspeisung verursacht.

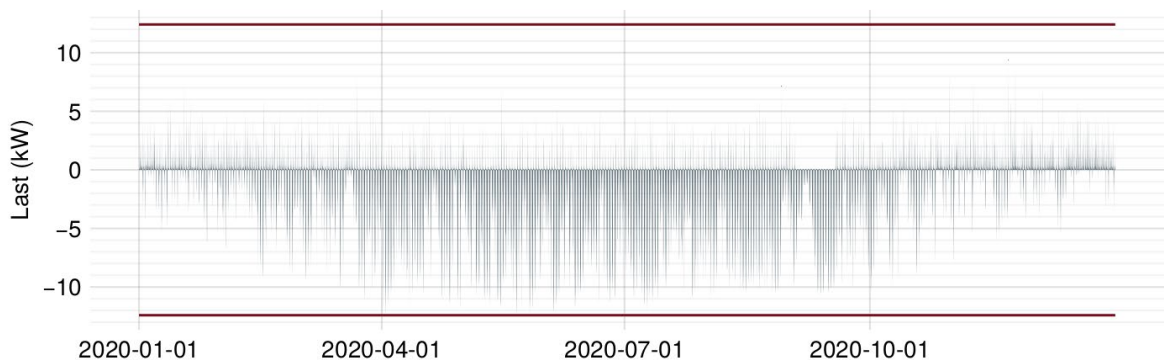


Abbildung 8: Beispielhaftes Residuallastprofil mit der jährlichen Leistungsspitze

Zur Skalierung des Leistungspreises werden wieder die Ergebnisse aus den Simulationen mit dem Baseline-Tarif herangezogen. Der gewählte Leistungspreis im Netztarif ergibt sich durch Division der Gesamtkosten für das Netznutzungsentgelt aller EndkundInnen durch die Summe aller individuellen jährlichen Leistungsspitzen. Damit ergeben sich mit den Residuallasten aus den Baseline-Simulationen dieselben Gesamtkosten für das Netznutzungsentgelt wie für den Baseline-Tarif.

Die Leistungspreise für die Jahre 2020 und 2030 unterscheiden sich stark. Das liegt an der gewählten Herangehensweise, die Kosten und Profile aus den Baseline-Simulationen für die Skalierung der Preise zu verwenden, und dass es in den Netzen im Jahr 2030 wesentlich mehr Flexibilitätsoptionen und PV-Leistung, also höhere Spitzen im Vergleich zur Grundlast, gibt.

Durch den Wegfall des Arbeitspreises im Netznutzungsentgelt entfällt auch die zugehörige Reduktion für den Handel innerhalb der Energiegemeinschaften. Trotzdem ergeben sich Vorteile für den internen Handel durch die steuerlichen Erleichterungen. Außerdem werden zur Bestimmung der jährlichen Spitzenlast für die Abrechnung des

Leistungspreises nur die externen Käufe und Verkäufe, nicht aber der Austausch innerhalb der Energiegemeinschaften herangezogen.

Stufenweiser Netztarif

Im dritten Netztarif-Design wird wieder ein Arbeitspreis, also ein Preis in EUR/MWh berücksichtigt. Dieser ist hier nicht dynamisch, sondern abhängig von der aktuellen Leistung. Die Idee dabei ist, einen günstigen Basispreis für die Energie zu bezahlen, die bis zu einem gewissen Leistungslimit bezogen wird. Energie, die darüber hinaus bis zu einem nächsten Leistungslimit bezogen wird, ist 50% teurer als der Basispreis. Danach wird es wieder um 50% teurer und so weiter. Als Leistungslimits werden dabei 4 kW, 8 kW, 12 kW, 16 kW und 20 kW gewählt. Abbildung 9 versucht dieses Konzept zu veranschaulichen.

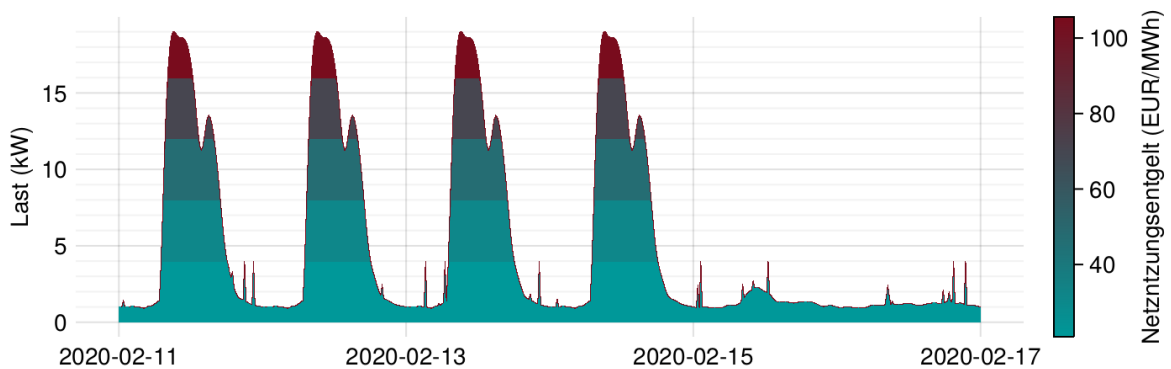


Abbildung 9: Elektrische Last einer Endkundin und zugehöriger Arbeitspreis

Wie für die beiden anderen neuen Tarif-Designs werden auch hier die Ergebnisse aus den Baseline-Simulationen für die Skalierung des Basispreises verwendet. Dieser wird wieder so gewählt, dass mit den Residuallasten aus den Baseline-Simulationen dieselben Gesamtkosten für das Netznutzungsentgelt entstehen wie mit dem konstanten Baseline-Tarif.

Im Gegensatz zum Netztarif mit Leistungspreis unterscheiden sich hier die Preise für die Jahre 2020 und 2030 nur marginal. Wie für den konstanten Baseline-Tarif und den dynamischen Netztarif wird auch hier eine Reduktion des Netznutzungsentgelts um 57% für den Handel innerhalb der Energiegemeinschaften angenommen.

Bericht zu den technischen, rechtlichen und regulatorischen Einflussparametern

Dieses Kapitel beschreibt die ökonomischen und die technischen Auswirkungen der Tarifdesigns.

Ökonomische Auswirkungen der Tarifdesigns

Die Netznutzungsentgelte in den neuen Tarif-Designs Dynamisch, mit Leistungspreis und Stufenweise ersetzen nun das Netznutzungsentgelt aus dem Baseline-Tarif. Damit werden alle untersuchten Netzabschnitte noch einmal simuliert, wobei sich die EndkundInnen und Energiegemeinschaften auf die neue Kostenstruktur im Tarif-Design optimieren. Das führt zu veränderten Fahrplänen der flexiblen Technologien und somit zu veränderten Residuallastprofilen der EndkundInnen. Dieser geänderte Betrieb wirkt sich auf die Kosten für EndkundInnen und die Auslastung der technischen Betriebsmittel in den Netzen aus. In diesem Kapitel werden die relevantesten Ergebnisse dazu ausgewertet.

Abbildung 10 zeigt die Gesamtkosten aller EndkundInnen für Strombezug und -einspeisung in allen untersuchten Netzen und Jahren für alle analysierten Tarif-Designs. Da die neuen Netztarife so skaliert wurden, dass sie vor der Optimierung zu den gleichen Gesamtkosten für alle EndkundInnen führen wie der der Baseline-Tarif, ist insgesamt eine Kostenreduktion im Vergleich zum Baseline-Tarif zu erwarten. Allerdings muss das nicht für jedes individuelle Netz gelten. Für einzelne Netze und natürlich auch für einzelne EndkundInnen können die neuen Tarif-Designs auch zu einem Kostenanstieg führen.

Der dynamische Tarif resultiert in den geringsten Kostenänderungen im Vergleich zum Baseline-Tarif. In den meisten Netzabschnitten führt er zu einer leichten Kostenreduktion, in den Netzen Rural (EAG) und für 2030 auch Suburban (ÖNIP+) allerdings zu einer geringen Erhöhung der Gesamtkosten.

Die größten Abweichungen zu den Gesamtkosten mit dem Baseline-Tarif kann man für das Netznutzungsentgelt mit Leistungspreis beobachten. Dieser führt meist zu signifikanten Kostenreduktionen, vor allem in den suburbanen und urbanen Netzen, wo bezugsseitige Leistungsspitzen durch Flexibilitätseinsatz stark reduziert werden können. In den ruralen Netzen sind die Leistungsspitzen meist erzeugungsseitig und teilweise zu hoch, um mit Flexibilitätseinsatz komplett abgedeckt werden zu können. Hier gibt der Leistungspreis ökonomische Anreize, die dezentrale Erzeugung abzuregeln. Dadurch entgehen den EndkundInnen allerdings Erlöse für den Verkauf von Strom an den Versorger. Daher gibt es in diesen Netzen geringere Kostenreduktion oder teilweise auch Mehrkosten im Vergleich zum Baseline-Tarif.

Der stufenweise Netztarif liegt in Bezug auf Kostenänderungen zwischen den beiden anderen Tarifen, mit wesentlich stärkeren Reduktionen als der dynamische Tarif, aber mit weniger Abweichung von den Baseline-Kosten als mit dem Leistungspreis. Auffällig ist hier, dass der stufenweise Tarif speziell für die Netze Suburban (ÖNIP+) und Urban (ÖNIP+) deutlich höhere Kosten verursacht als der Baseline-Tarif. Das liegt an einigen wenigen großen Verbrauchern in diesen Netzen mit einem G7-Profil. Das ist eine Bandlast für Mobilfunk-Sendestationen. Diese kann nicht weiter optimiert werden, da sie ohnehin keine Spitzen aufweist. Durch die hohe konstante Last kommt es aber mit dem stufenweisen Tarif, der für kleinere VerbraucherInnen skaliert wurde, zu sehr hohen Kosten.

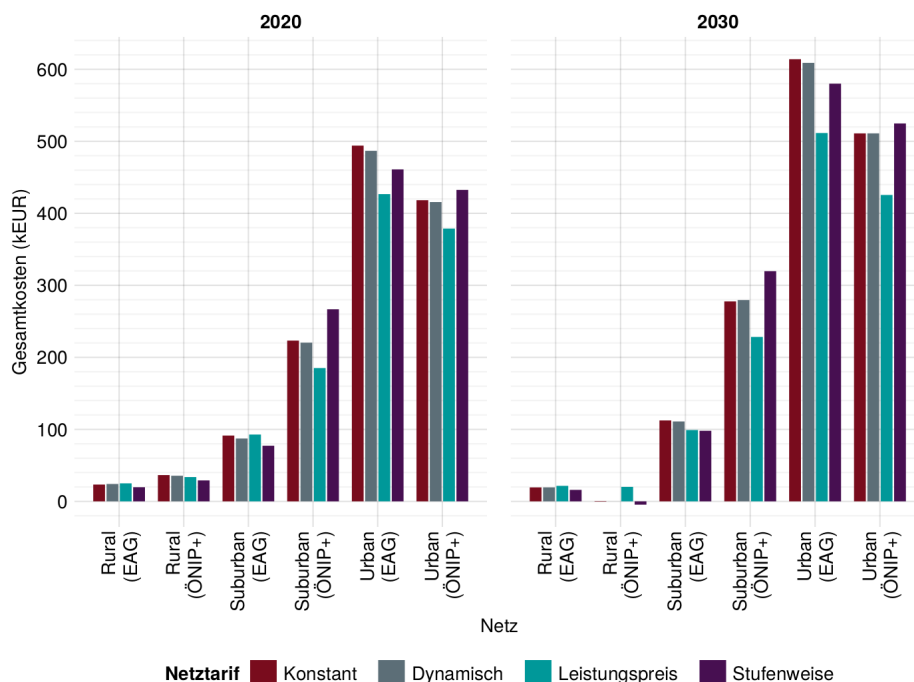


Abbildung 10: Gesamtkosten für Strombezug und -einspeisung aller EndkundInnen

In Abbildung 11 sind die Kostenänderungen im Vergleich zum Baseline-Tarif deutlicher zu sehen, da hier nur die Änderungen, aber nicht die Gesamtkosten gezeigt werden. Außerdem sind die Kostenänderungen in den einzelnen Kostenkomponenten – Netztarif, Versorgertarif und Steuern & Abgaben – abgebildet. Auch hier sind kaum Änderungen mit dem dynamischen Tarif zu beobachten. Für den stufenweisen Tarif sind wieder deutlich die Mehrkosten im Netztarif in den Netzen Suburban (ÖNIP+) und Urban (ÖNIP+) zu erkennen. Die Änderungen in den Steuern & Abgaben spiegeln die Änderungen in den anderen beiden Kostenkomponenten Netztarif und Versorgertarif wider, da diese Kosten über die Mehrwertsteuer hier miteinfließen.

Für den Leistungspreis ist gut ersichtlich, dass die Reduktion in den Netzkosten zu einer Erhöhung der Kosten für den Versorgertarif führt. Das liegt an der Abregelung von dezentraler Erzeugung zur Vermeidung von Einspeisungsspitzen, die entgangene Erlöse im Versorgertarif verursacht. In manchen ruralen Netzen übersteigt dieser entgangene Erlös die Kostenreduktionen im Netztarif. Das ist ein Hinweis dafür, dass in der Simulation mit täglich rollierendem Optimierungshorizont nicht das jährliche Optimum gefunden wird. In einer Gesamtoptimierung des ganzen Jahres mit perfekter Voraussicht, würden wohl höhere Netztarif in Kauf genommen, um die Erlöse im Versorgertarif zu steigern. Das wiederum zeigt, dass es aus EndkundInnen-Perspektive nicht trivial ist sich für so einen Tarif zu optimieren, der nur die einmalige jährliche Spitze bepreist.

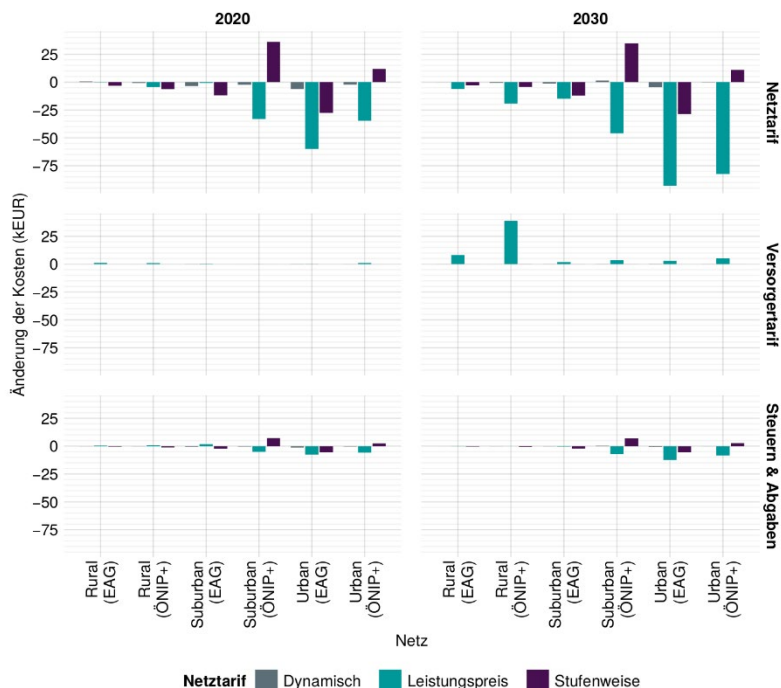


Abbildung 11: Vergleich der Änderung der Kostenkomponenten aller EndkundInnen

Abbildung 12 gibt einen Überblick darüber, wie sich die verschiedenen Tarif-Designs auf die Kosten unterschiedlicher EndkundInnen-Gruppen auswirken. Die oberen Grafiken zeigen die Änderungen in den Kosten für alle EndkundInnen, die nicht Mitglieder einer Energiegemeinschaft sind. Die unteren Grafiken zeigen die Kostenänderungen für Energiegemeinschaftsmitglieder. Die linken Grafiken beinhalten nur EndkundInnen ohne Eigenerzeugung und die rechten alle Prosumer.

Betrachtet man die Ergebnisse für den dynamischen Netztarif, so erkennt man, dass vor allem Prosumer in Energiegemeinschaften, insbesondere in den urbanen Netzen, höhere Kosten als mit dem Baseline-Tarif haben. Ähnliche Ergebnisse bemerkt man auch für den Leistungspreis, nur dass es dabei auch für VerbraucherInnen in Energiegemeinschaften zu höheren Kosten als mit dem Baseline-Tarif kommt. Das liegt daran, dass sich beide neuen Tarif-Designs auch auf die ökonomischen Vorteile des Energiegemeinschafts-internen Handel auswirken.

Der dynamische Tarif behält die Reduktion im Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts um 57% für internen Handel. Allerdings findet lokaler Handel hauptsächlich dann statt, wenn es viel dezentrale PV-Erzeugung gibt. Zu diesen Zeitpunkten ist auch die Residuallast der Netze geringer oder sogar negativ und der dynamische Tarif ist billiger für niedrigere Residuallasten. Also korreliert der interne Handel mit geringeren Arbeitspreisen im Netznutzungsentgelt. Folglich sind auch die Kostenreduktionen geringer. Das heißt, dass man sich mit dem dynamischen Tarif weniger Kosten durch eine Teilnahme in einer Energiegemeinschaft spart als mit dem Baseline-Tarif.

Mit dem Leistungspreis entfällt der Arbeitspreis im Netznutzungsentgelt komplett und somit auch die zugehörigen Ersparnisse für den Energiegemeinschaftshandel. Somit entfallen auch hier wesentliche ökonomische Vorteile für die Teilnahme an Energiegemeinschaften im Vergleich zum Baseline-Tarif.

Im Gegensatz dazu verteilen sich die Ersparnisse mit dem stufenweisen Tarif gleichmäßiger über die verschiedenen EndkundInnen-Gruppen.

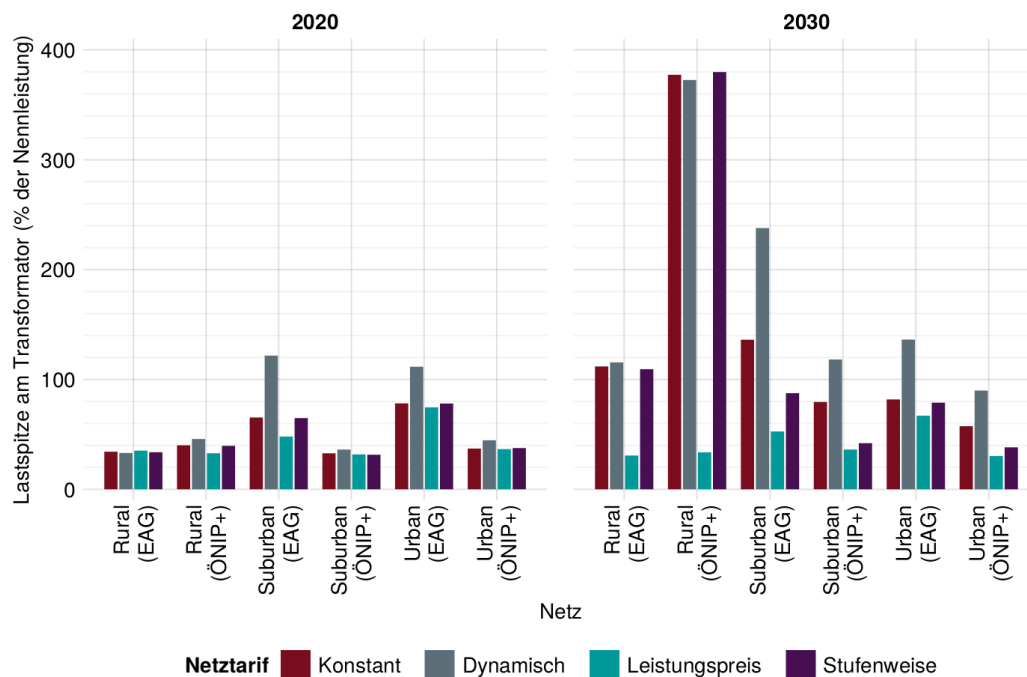


Abbildung 12: Änderung in den Gesamtkosten

Technische Auswirkungen

Leistungsspitzen

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der verschiedenen Tarif-Designs auf die Lastspitzen an den Transformatoren der untersuchten Netzabschnitte ausgewertet. Abbildung 13 zeigt die jährlichen Spitzen für Bezug oder Einspeisung für jeden Netzabschnitt in % der Nennleistung des jeweiligen Transformators. Für ein besseres Verständnis der Anreizwirkungen der einzelnen Tarife zeigt Abbildung 14 die Lastspitzen am Transformator für den Bezug und Abbildung 15 die Einspeisungsspitzen.

Abbildung 13: Bezugs- / Einspeisungsspitzen am Transformator

Bei Betrachtung der Ergebnisse für den dynamischen Tarif fällt auf, dass dieser die Lastspitzen an den Transformatoren für die meisten Netze deutlich erhöht im Vergleich zu den Baseline-Ergebnissen. Das liegt daran, dass alle EndkundInnen versuchen, im Rahmen der technischen Möglichkeiten der verfügbaren Flexibilitätsoptionen möglichst viel Last in die Stunden mit den niedrigsten Preisen zu verschieben. Dadurch treten in den Stunden der niedrigsten Last aus den Baseline-Simulationen neue, teilweise signifikant höhere,

Lastspitzen auf. Der dynamische Tarif erhöht also den Gleichzeitigkeitsfaktor im Netz und führt zu einer stärkeren Belastung anstatt einer Entlastung der Betriebsmittel.

Mit dem Leistungspreis im Netznutzungsentgelt werden die niedrigsten Lastspitzen am Transformator erzielt. Hier wäre die installierte Nennleistung der Transformatoren in allen Netzen und Jahren ausreichend. Betrachtet man die Einspeisungsspitzen in Abbildung 15, erkennt man auch hier eine starke Reduktion mit dem Leistungspreis. Als einziger Tarif, der auch die Einspeisung bepreist, zeigt hier der Tarif mit Leistungspreis die einzigen wesentlichen Effekte. Allerdings ist diese Reduktion der Einspeisespitzen mit viel Abregelung von dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung verbunden.

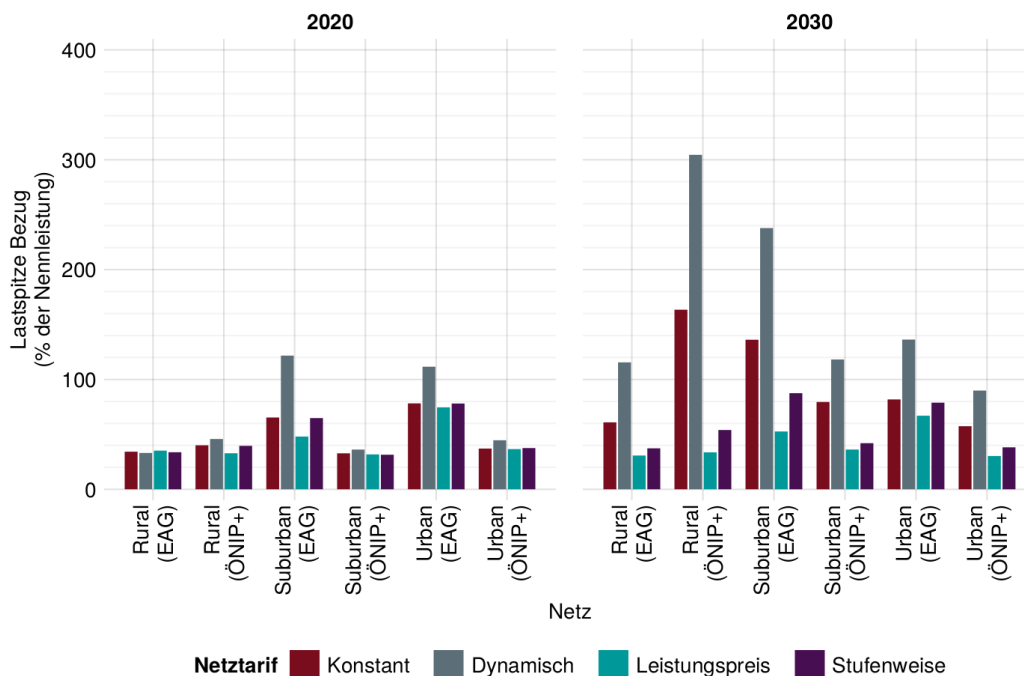


Abbildung 14: Bezugsspitzen am Transformator

Der stufenweise Tarif weist ebenfalls eine Reduktion der Lastspitzen am Transformator auf. Diese Reduktion ist allerdings geringer als für den Leistungspreis und in manchen, vor allem ruralen, Netzen entfällt sie komplett. In Abbildung 14 ist ersichtlich, dass der stufenweise Tarif auch in den ruralen Netzen zu einer bezugsseitigen Reduktion der Spitzenlasten führt. Mit Abbildung 15 wird jedoch klar, dass mit diesem Tarif die Anreizwirkung zur erzeugerseitigen Spitzenlastreduktion fehlt.

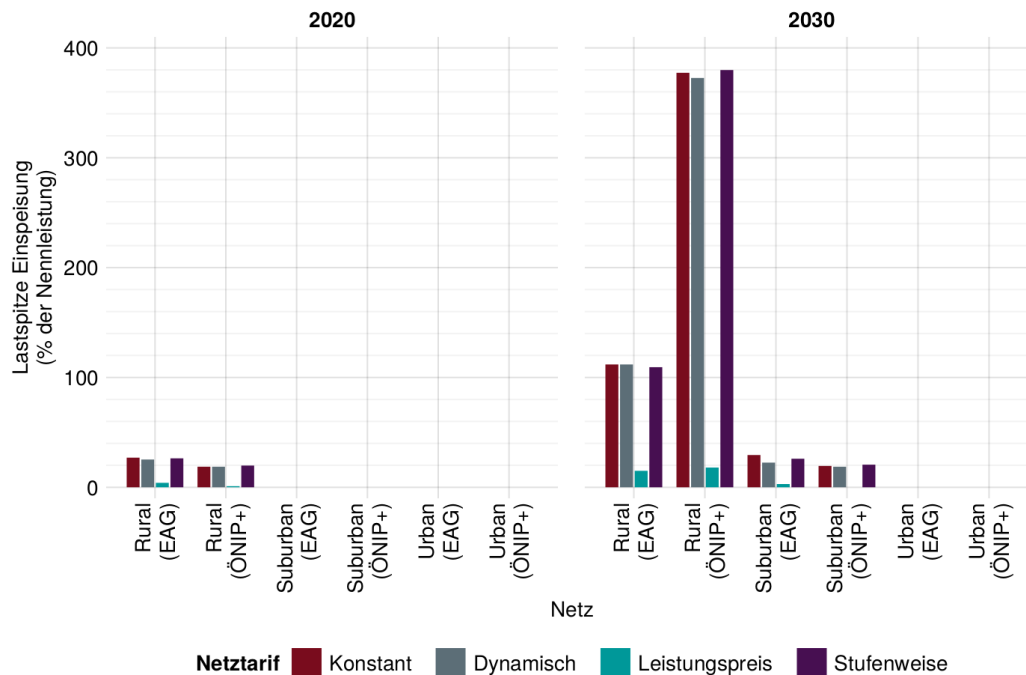


Abbildung 15: Einspeisungsspitzen am Transformator

Auslastung der Betriebsmittel

Um die technischen Auswirkungen hinsichtlich der Auslastung der elektrischen Betriebsmittel festzustellen, wurden, basierend auf den Ergebnissen des vorigen Abschnittes, statische, iterative Lastflussberechnungen mit einem Zeitschritt von 15 Minuten für das gesamte jeweilige Jahr durchgeführt. Hier ist wichtig anzumerken, dass bewusst keine harten Limits bezüglich der Auslastung gesetzt wurden, um zu beobachten, welche Auswirkungen ein gewisses Verhalten auf den Netzzustand hätte. Daher sind des Öfteren Auslastungen und Spannungswerte jenseits der üblichen betrieblichen Grenzen zu beobachten.

Im Allgemeinen verfolgt die Auswertung des Netzzustandes einen zweistufigen Ansatz:

- Im ersten Schritt wird, um eine gute Vergleichbarkeit der Szenarien und Tarife zu ermöglichen, eine statistische Auswertung des gesamten Ergebnisraums vorgenommen. Genauer gesagt, wird für jeden Tarif und jedes Szenario die obere und untere Einhüllende der KPIs, dies sind Knotenspannungen, thermische Leitungsauslastungen sowie die thermische Transformatorauslastung. Für die statistische Auswertung wird anschließend die mittlere, absolute prozentuelle Abweichung (MAPE) sowie die maximale Abweichung errechnet

- Nach dieser quantitativen, statistischen Auswertung wird das genauere Verhalten anhand ausgewählter, interessanter Einzelfälle qualitativ gezeigt.

Abbildung 16 zeigt eben genannte statistische Auswertung aller Tarife und Szenarien mitsamt des jeweiligen Curve-Fit. Hier wird für jedes Szenario die entsprechende Einhüllende des Parameters des jeweiligen Tarifes mit dem korrespondierenden Wert des Baseline verglichen. Wie gut zu erkennen ist, steigen die Abweichungen im Allgemeinen mit der De-Urbanisierung und steigender Integration von PV sowie Flexibilitäten an – jedoch unterschiedlich stark. Der stufenweise Tarif weist typischerweise die geringsten Abweichungen auf, der Leistungspreis weist lediglich signifikante Abweichungen für rurale Szenarien mit hoher PV und Flexibilitätsdurchdringung auf während der dynamische Tarif im Allgemeinen die höchsten Abweichungen aufweist.

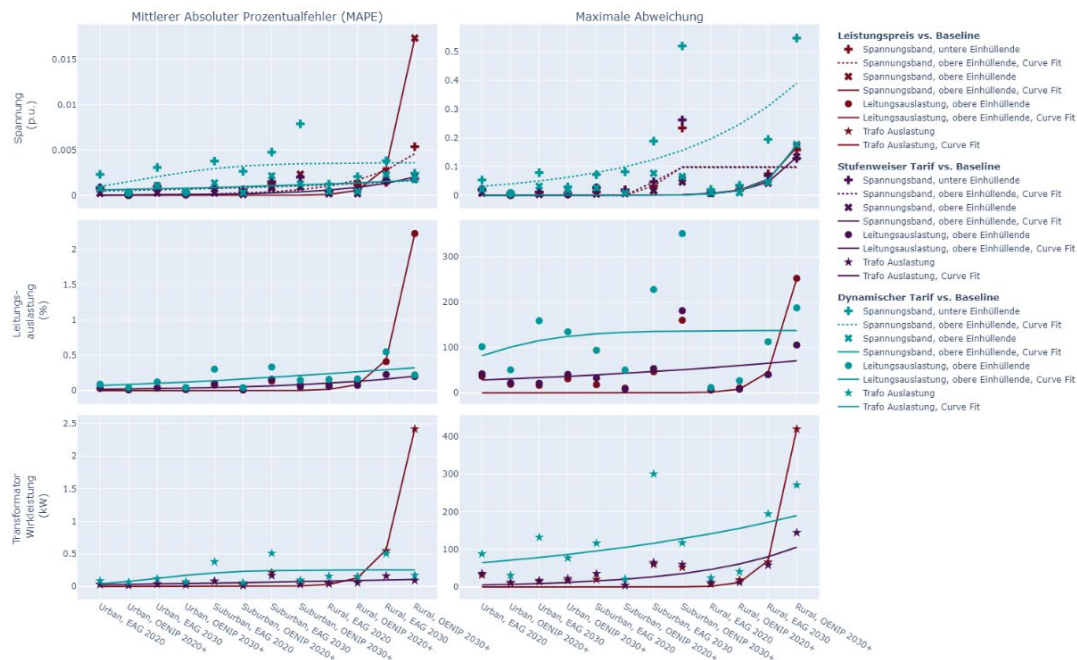


Abbildung 16: Statistische Abweichungen und Maximalabweichung) der Netzparameter

Nach dieser statistischen Auswertung, die bereits einige interessante Erkenntnisse sowie Trends liefert, wird im nächsten Schritt nun auf das detailliertere Verhalten anhand einiger Beispiele eingegangen.

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. und Abbildung 17 zeigen dieses detaillierte Verhalten für ein rurales Netz für die Szenarien „EAG 2020“ sowie „ÖNIP 2020“, also mit niedriger sowie mittlerer PV- und Flexibilitätsausbaustufe jeweils im Vergleich des dynamischen Tarifs mit dem zugehörigen Baseline. Hier ist zu

sehen, dass der dynamische Tarif zwar die Spitzenlasten am Transformator minimal reduziert, dafür aber für signifikante zusätzliche Lastspitzen sorgt. Diese übertreffen regelmäßig die typische Nennlast des Netzes und treten in den frühen Morgenstunden auf. Beim Vergleich der aggregierten Leistungen der beiden Grafiken fällt auf, dass während dieser zusätzlichen Lastspitzen viel geheizt wird und diese Wärmepumpen und elektrischen Boiler aufgrund des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors dementsprechend ausgeprägte Lastspitzen verursachen.

Abbildung 19 zeigt das Szenario eines suburbanen Netzes mit PV- und Flexibilitätsausbau gemäß „ÖNIP 2030+“, also der höchsten Ausbaustufe für repräsentative Sommertage. Hier ist das Beispiel einer vollständigen PV-Überproduktion bei sonst geringem Verbrauch zu betrachten. Dementsprechend gering ist der Flexibilitätsbedarf bzw. das Flexibilitätsdargebot. Daher sind als Folge keine Auswirkungen des Tarifs zu beobachten wie anhand der deckungsgleichen Kurven zu erkennen ist. Außerdem zeigt sich, dass die zusätzlichen Lastspitzen aufgrund des nächtlichen Ladens von Elektrofahrzeugen auftreten. Diese Spitzen würden im realen Betrieb zu teils ausgeprägten Spannungsbandverletzungen führen.

Zudem ist anhand **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** das Verhalten des dynamischen Tarifs für ein urbanes Netz mit dem Szenario „EAG 2020“ zu sehen. Selbst hier, in dem urbanen Szenario mit dem niedrigsten PV- und Flexibilitätsausbau ist zu erkennen, dass bereits ausgeprägte nächtliche Lastspitzen auftreten – die Auswirkungen dieser ist jedoch aufgrund des hohen Anteils an nicht-flexiblen Lastprofilen geringer.

Zusammenfassend für den dynamischen Tarif lässt sich sagen, dass in den meisten Fällen, ausgenommen der starken PV-Überproduktion, zusätzliche, typischerweise nächtliche Lastspitzen auftreten. Typischerweise werden während dieser Spitzen sämtliche Flexibilitäten auf einmal aktiviert - **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** verdeutlicht dies: Der sonst über den Tag verteilte Heizbedarf wird stark konzentriert befriedigt. Zudem ist anhand der präsentierten Abbildungen in Kombination mit der statistischen Übersicht (siehe Abbildung) ersichtlich, dass die Abweichungen mit der De-Urbanisierung sowie dem PV- und Flexibilitätsausbau zunehmen.

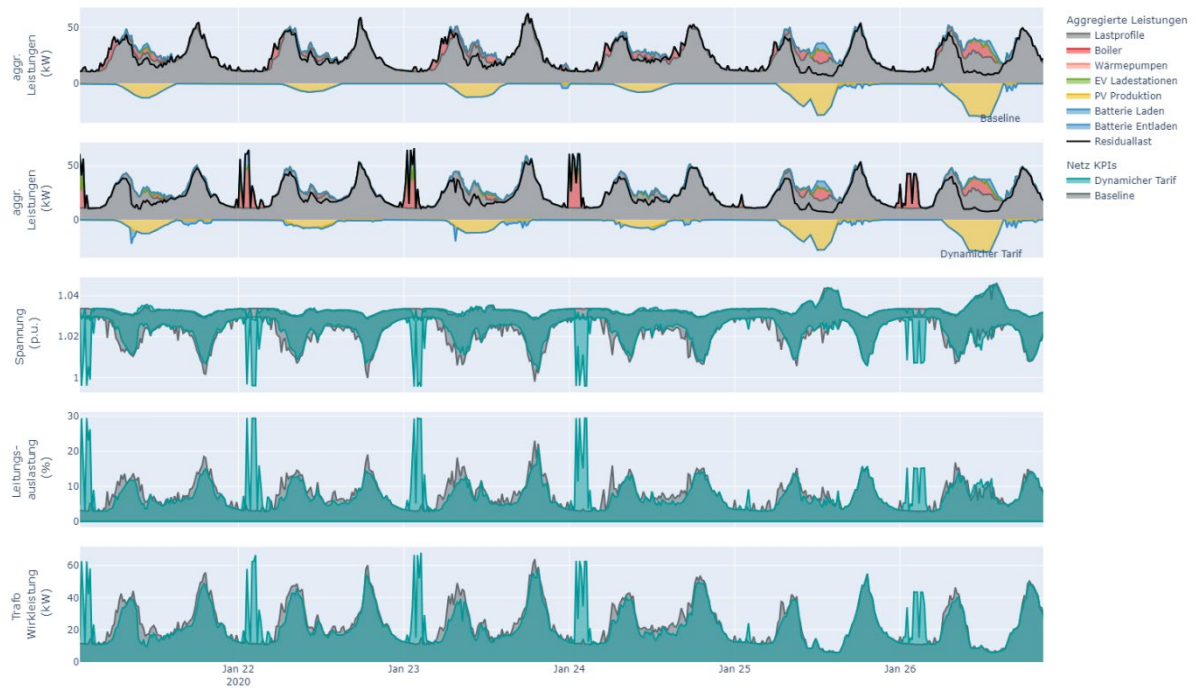


Abbildung 17: Rurales Netz, ÖNIP 2020+, Winter, Baseline - Dynamischer Tarif

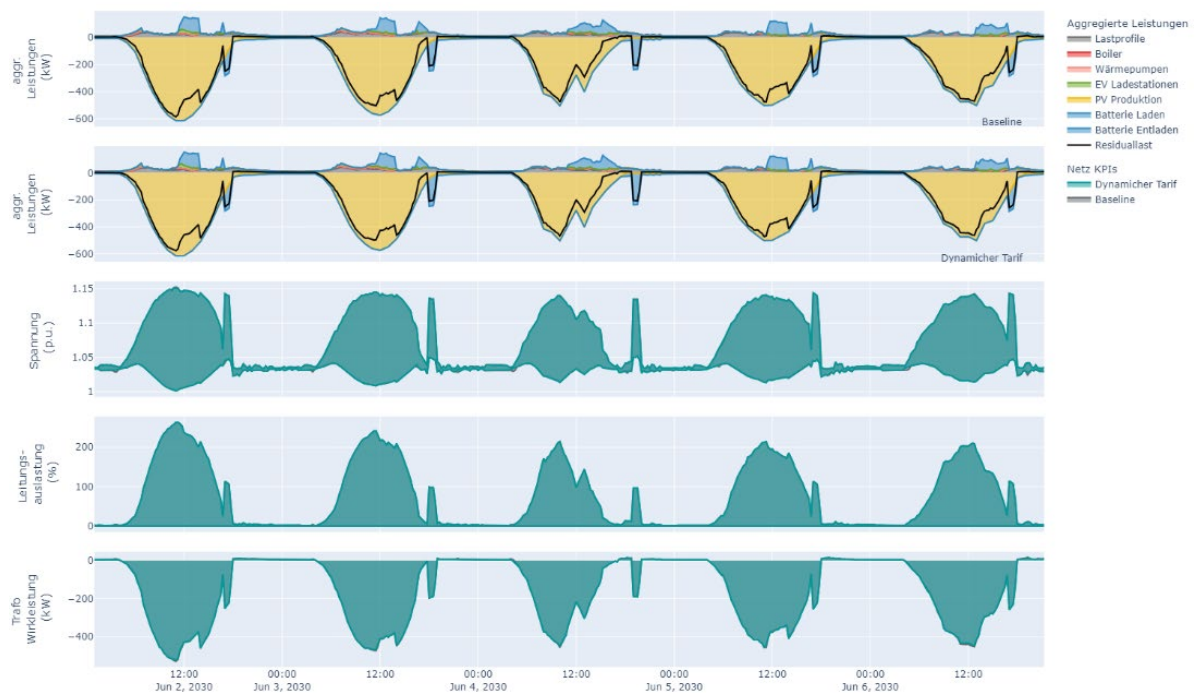


Abbildung 18: Rurales Netz, ÖNIP 2030+, Sommer, Baseline - Dynamischer Tarif

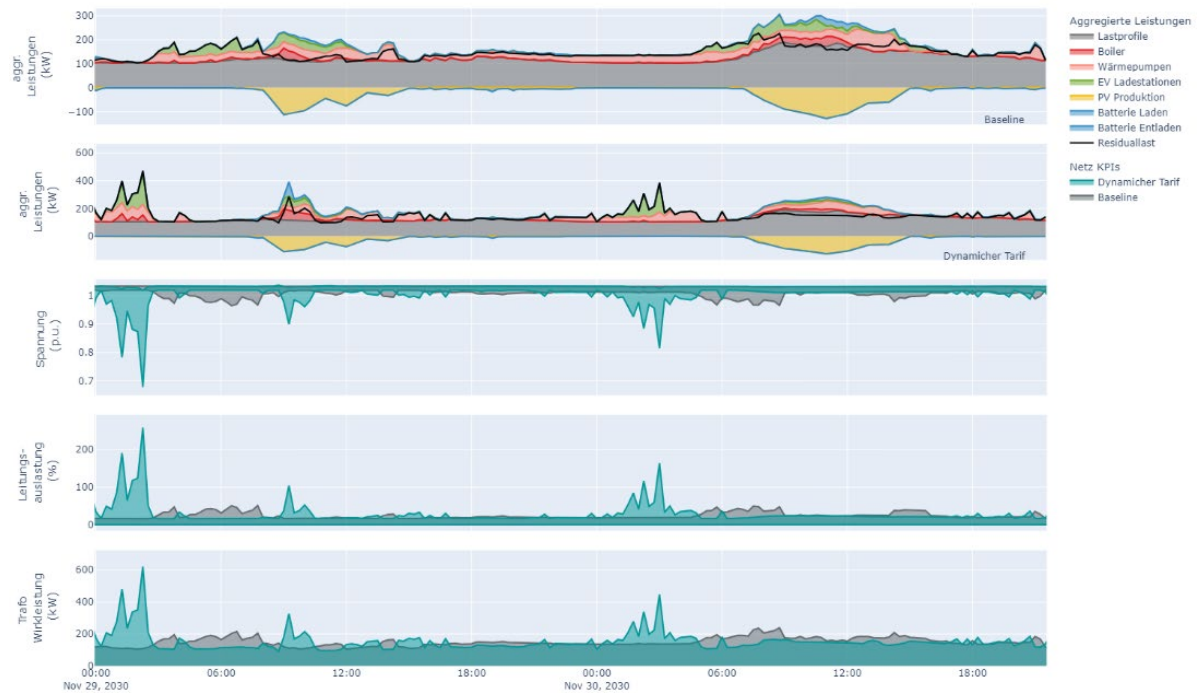


Abbildung 19: Suburbanes Netz, ÖNIP 2030+, Winter, Baseline - Dynamischer Tarif

Abbildung 20 zeigt den Vergleich des Leistungspreises zum Baseline-Tarif für repräsentative Sommertage für ein rurales Netz mit dem PV- und Flexibilitätsausbauszenario „ÖNIP 2030+“, als der höchsten Ausbaustufe. Gemäß Abbildung ist hier die Abweichung am Größten. Anhand dieser Abbildung ist die starke verbrauchs- und vor allem einspeisungsseitige Drosselung klar ersichtlich. Die PV-Einspeisung reduziert sich auf ein Minimum und ist im Wesentlichen durch die vorhandenen Batteriesysteme begrenzt. Als Resultat sind hier die Betriebsmittel des Netzes am Wenigsten ausgelastet bzw. überlastet.

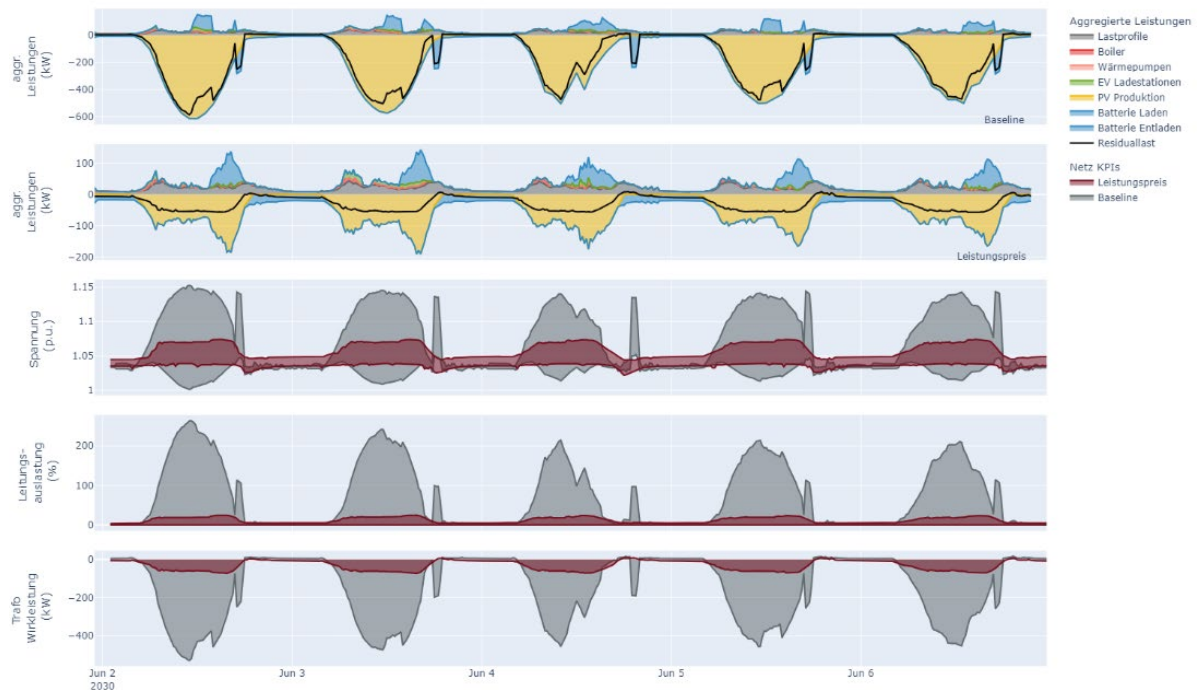


Abbildung 20: Rurales Netz, ÖNIP 2030+, Sommer, Baseline - Leistungspreis

Nun werden exemplarische Beispiele für den stufenweise gestaffelten Netztarif gezeigt. Abbildung 21 zeigt für ein rurales Netz das Szenario „ÖNIP 2020+“, also eine mittlere Ausbaustufe für einige Wintertage. Hier ist kein bzw. kaum ein Unterschied zu erkennen was darauf schließen lässt, dass der stufenweise Tarif hier zumindest auf die technischen Parameter keine Auswirkungen hat. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt den Einfluss auf PV-Überproduktion anhand des ruralen Netzes mit dem Szenario „ÖNIP 2030+“. Da der stufenweise Tarif lediglich verbrauchsseitig angewandt wird, ist hier ebenfalls kein Unterschied zum Baseline-Tarif zu erkennen.

Abbildung 22 zeigt ebenfalls Ergebnisse des Vergleichs des gestaffelten Netztarifs zum Baseline-Tarif, jedoch für ein suburbanes „ÖNIP 2030+“-Szenario (höchste Ausbaustufe) für Wintertage. Hier gilt zu erkennen, dass aufgrund des stufenweisen Tarifes etliche Lastspitzen verhindert, zumindest reduziert sind.

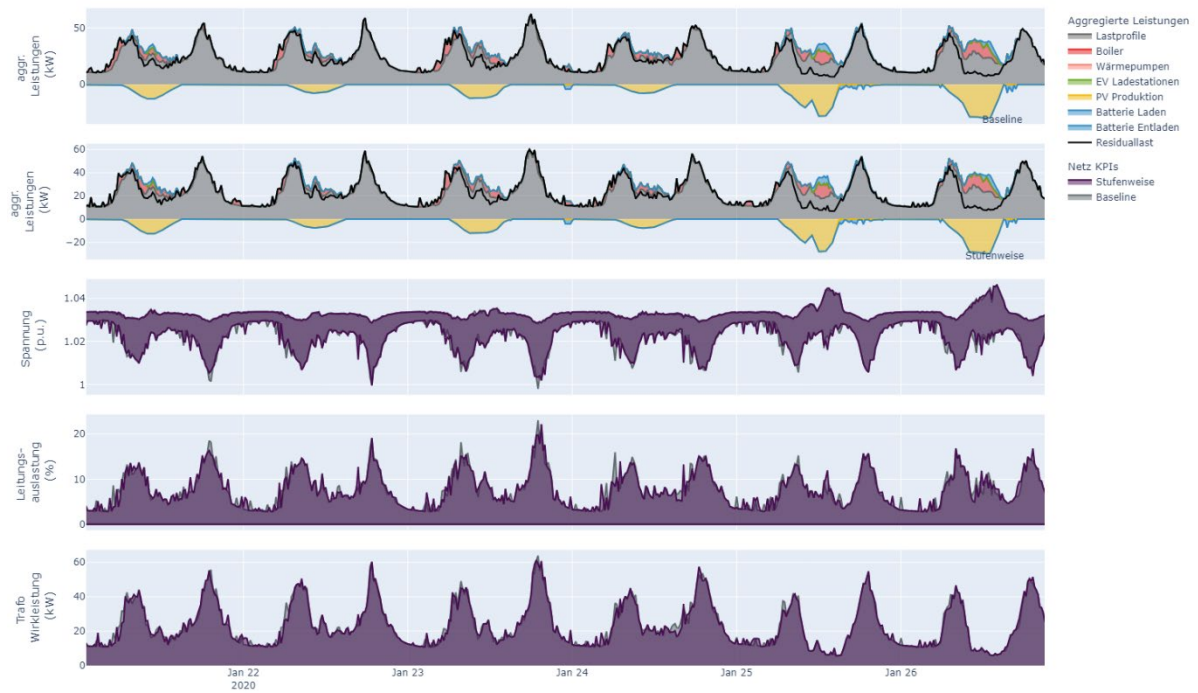


Abbildung 21: Rurales Netz, ÖNIP 2020+, Winter, Baseline - Stufenweiser Tarif

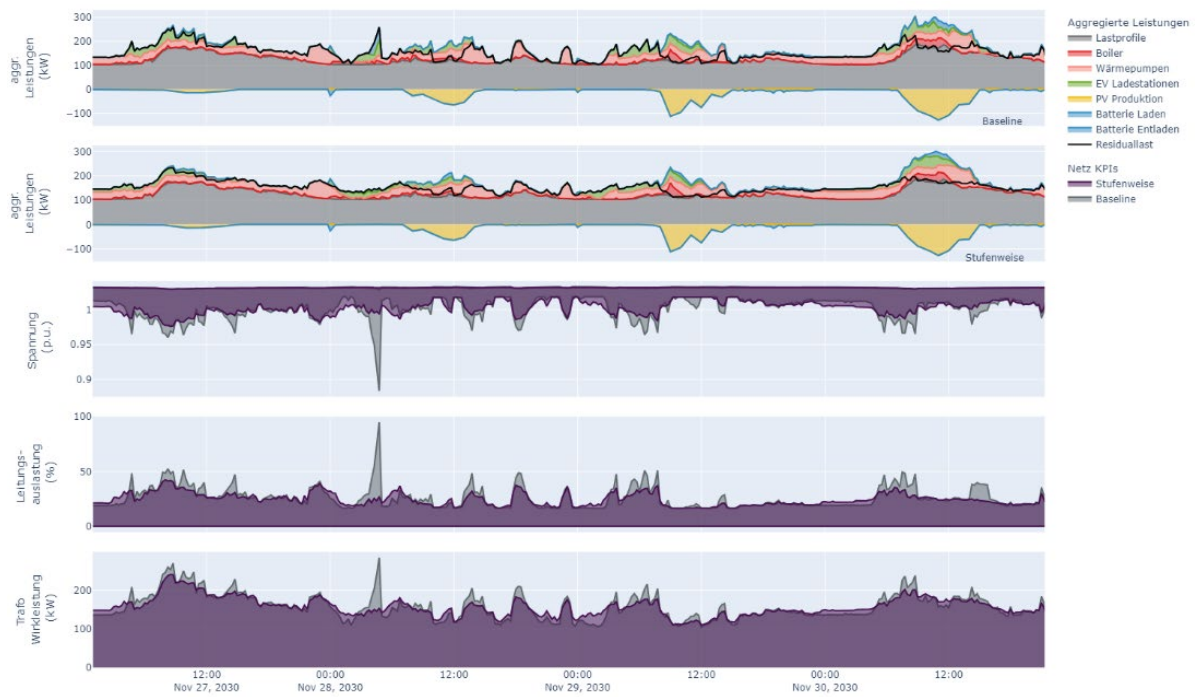


Abbildung 22: Suburbanes Netz, ÖNIP 2030+, Winter, Baseline - Stufenweiser Tarif

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die wesentlichen Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Während dynamische Tarife in aktuellen Netzen die Spitzenlast reduzieren können, werden in zukünftigen Energiesystemen mit hoher Flexibilitätsdurchdringung Anreize zum Strombezug gesetzt, welche neue größere Lastspitzen erzeugen. Daher sind diese dynamischen Tarife, wenn diese einheitlich für das gesamte Bundesgebiet definiert sind nicht geeignet um ein netzdienliches Verhalten zu fördern. Leistungsabhängige Tarife hingegen liefern, als symmetrische Tarife Anreize zur Reduktion der Spitzenlast. Dies führt allerdings stark zu einer Abregelung der PV Einspeisung. Hierdurch werden Investitionsanreize vermindern und die Erreichung der Zielerreichung der Nationalen Energie,- und Klimapläne gefährdet. Außerdem besteht nach einer Leistungsspitze in der Vergangenheit kein erneuter Anreiz, diese Leistungsspitze nicht erneut zu erreichen. Dieses Problem wird mit dem stufenweisen Tarif behoben. Dieser bewirkt ebenso eine Reduktion der Verbrauchsspitzen, allerdings ohne PV Abregelung, da lediglich in Bezugsrichtung evaluiert wird. Allerdings werden Verbrauch mit konstanten Bandlasten benachteiligt.

Tabelle 7 Zusammenfassung der Ergebnisse und Empfehlungen

		Dynamisch		Leistungspreis		Stufenweise
Positiv	■	Kann in aktuellen Netzen zu Reduktion der Spitzenlasten am Transformator führen	■	Liefert korrekte Anreize zur Reduktion von Spitzenlasten	■	Anreize zur verbrauchsseitigen Reduktion von Spitzenlasten
			■	Erzielt die höchsten Reduktionen der Spitzenlasten am Transformator	■	Gleichmäßige Verteilung der Einsparungen unter verschiedenen KundInnen-Gruppen
					■	Behält Anreize zu netzfreundlichem Verhalten auch nach einmaligen Lastspitzen
Negativ	■	In Netzen mit hoher Flexibilitätsthroughdringung führen die Anreize zu höheren Spitzenlasten	■	Kann zu hoher PV-Abregelung führen	■	Keine Anreize für netzfreundliches Verhalten auf Erzeugerseite
			■	Komplexe Planung und Optimierung für EndkundInnen	■	Benachteiligung von KundInnen mit hohem Verbrauch
			■	Kein Anreiz zu netzfreundlichem Verhalten nach Lastspitzen		
Empfehlung	■	Lokalere / Individuelle Preissignale	■	Kürzere Perioden zur Bestimmung und Abrechnung der Spitzenlasten	■	Andere Wahl der Leistungslevels für Preissprünge
					■	Symmetrische Bepreisung auch für Einspeisung

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Technische und organisatorische Handlungsoptionen	14
Tabelle 2 Untersuchte Netztarife	20
Tabelle 3 Indikatoren zur qualitativen Bewertung der Netztarife	21
Tabelle 4 Übersicht der installierten Flexibilitäten	24
Tabelle 5 Übersicht der Netzabschnitte	26
Tabelle 6: Überblick der installierten Komponenten	30
Tabelle 7 Zusammenfassung der Ergebnisse und Empfehlungen.....	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Beispiel Implizite Flexibilität (Quelle: [Esterl.2023]).....	6
Abbildung 2 Beispiel Rollengeflecht.....	9
Abbildung 3 Bewertungsmatrix der Tarife	22
Abbildung 4: Übersicht des jährlichen Verbrauchs und der jährlichen Erzeugung	29
Abbildung 5: Maximaler Verbrauch und maximale Erzeugung.....	30
Abbildung 6: Gesamte Residuallast und zugehöriges dynamisches Netznutzungsentgelt..	33
Abbildung 7: Vergleich des Arbeitspreises im dynamischen	33
Abbildung 8: Beispielhaftes Residuallastprofil mit der jährlichen Leistungsspitze.....	34
Abbildung 9: Elektrische Last einer EndkundIn und zugehöriger Arbeitspreis.....	35
Abbildung 10: Gesamtkosten für Strombezug und -einspeisung aller EndkundInnen.....	37
Abbildung 11: Vergleich der Änderung der Kostenkomponenten aller EndkundInnen	38
Abbildung 12: Änderung in den Gesamtkosten	40
Abbildung 13: Bezugs- / Einspeisungsspitzen am Transformator.....	40
Abbildung 14: Bezugsspitzen am Transformator	41
Abbildung 15: Einspeisungsspitzen am Transformator.....	42
Abbildung 16: Statistische Abweichungen und Maximalabweichung) der Netzparameter	43
Abbildung 17: Rurales Netz, ÖNIP 2020+, Winter, Baseline - Dynamischer Tarif.....	45
Abbildung 18: Rurales Netz, ÖNIP 2030+, Sommer, Baseline - Dynamischer Tarif	45
Abbildung 19: Suburbanes Netz, ÖNIP 2030+, Winter, Baseline - Dynamischer Tarif.....	46
Abbildung 20: Rurales Netz, ÖNIP 2030+, Sommer, Baseline - Leistungspreis.....	47
Abbildung 21: Rurales Netz, ÖNIP 2020+, Winter, Baseline - Stufenweiser Tarif.....	48
Abbildung 22: Suburbanes Netz, ÖNIP 2030+, Winter, Baseline - Stufenweiser Tarif	48

Literaturverzeichnis

[Ansarin.2022] M. Ansarin, Y. Ghiassi-Farrokhfal, W. Ketter, J. Collins, A review of equity in electricity tariffs in the renewable energy era, Renewable and Sustainable Energy Reviews. URL <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112333>

[Bergaentzle.2022] C.-M. Bergaentzle, P. A. Gunkel, M. Ansarin, Y. G.-F. H. K. Jacobsen, Electricity grid tariffs for electrification in households: Bridging the gap between cross-subsidies and fairness, arxiv preprint. URL <https://arxiv.org/abs/2210.09690>

[Cejka.2022] S. Cejka, D. Reihs, B. Fina, M. Stefan, D. Hauer and F. Zeilinger, "Typical future energy communities - an analysis on operational areas, member structure and used infrastructure," CIRED Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems, Hybrid Conference, Porto, Portugal, 2022, pp. 498-502, doi: 10.1049/icp.2022.0757.

[Christensen.2021] K. Christensen, Z. Ma, B. N. Jørgensen, Technical, economic, social and regulatory feasibility evaluation of dynamic distribution tariff designs, Energies 14 (10) (2021) 2860. doi:10.3390/en14102860

[Esterl.2023] DigIPlat AF - Modul 2 Rollen, Verantwortlichkeiten und Akteure; Esterl T., Ortmann P., Fanta S.; 2023

[Frontier.2022] Frontier Economics, Austrian Institute of Technology, Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, 2022, https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2022/Frontier_AIT-OE-Wert_der_Stromverteilnetze-Policy_Paper-Langfassung-28012022.pdf

[IEA.2021] International Energy Agency. 2021. Global EV Outlook 2021. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>

[Loschan.2023] C. Loschan, D. Schwabeneder, M. Maltet, G. Lettner, H. Auer. Hydrogen as Short-Term Flexibility and Seasonal Storage in a Sector-Coupled Electricity Market. Energies. 2023; 16(14):5333. doi.org/10.3390/en16145333

[Neuteleers.2017] S. Neuteleers, M. Mulder, F. Hindriks, Assessing fairness of dynamic grid tariffs, *Energy Policy* 108 (2017) 111–120. doi:10.1016/j.enpol.2017.05.028.

[NUTS.2022] Statistical regions in the European Union and partner countries. European Union, 2022. doi:10.2785/321792.

[Picciariello.2015] A. Picciariello, J. Reneses, P. Frias, L. Söder, Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?, *Electric Power Systems Research* 119 (2015) 370–376. doi:10.1016/j.epsr.2014.10.021.

[Reneses.2014] J. Reneses, M. P. R. Ortega, Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches, *IET Generation, Transmission and Distribution* 8 (10) (2014) 1645–1655. doi:10.1049/iet-gtd.2013.0817

[Schittekatte.2018] T. Schittekatte, I. Momber, L. Meeus, Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back, *Energy Economics* 70 (2018) 484–498. doi:10.1016/j.eneco.2018.01.028

[Trong.2023] M. D. Trong, Y. Yang, An investigation on fairness perception for grid tariff models: Evidence from denmark, *The Electricity Journal* 36 (1) (2023) 107240. doi:10.1016/j.tej.2023.107240

[Vaughan.2023] J. Vaughan, S. C. Doumen, K. Kok, Empowering tomorrow, controlling today: A multi-criteria assessment of distribution grid tariff designs, *Applied Energy* 341 (2023) 121053. doi:10.1016/j.apenergy.2023.121053.

Abkürzungen

AE	Ausgleichsenergie
EG	Energiegemeinschaften
EEG	Erneuerbare Energiegemeinschaft
PV	Photovoltaik

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at