

# Potentialanalyse der Netzbelastung im Verteilnetz durch private Ladeinfrastruktur

Florian Maier, Christoph Groß

Salzburg Netz GmbH, Bayerhamerstraße 16, 5020 Salzburg, Österreich,  
+43 676 8687 9788, [florian.maier@salzburgnetz.at](mailto:florian.maier@salzburgnetz.at), [www.salzburgnetz.at](http://www.salzburgnetz.at)

**Kurzfassung:** Die zunehmende Elektrifizierung des Individualverkehrs stellt Verteilnetzbetreiber vor die Frage, wie stark bestehende Niederspannungsnetze belastet werden. Oft basieren Netzplanungen noch auf deterministischen Standardwerten (z. B. TAEV), die das reale Ladeverhalten nur bedingt abbilden. Dieser Beitrag analysiert reale Smart-Meter-Daten von 224 Wallbox-Nutzern und 342 Haushalten im Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH. Mittels einer Monte-Carlo-Simulation werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren und die resultierenden Spitzenlasten für unterschiedliche Netzgrößen ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass die spezifische Zusatzlast pro Elektroauto stark degressiv verläuft: Während sie in kleinen Netzsträngen ( $N = 10$ ) bei ca. 1,1 kW liegt, sinkt sie im Bereich großer Trafostationen ( $N > 100$ ) auf ca. 0,5 kW pro Fahrzeug. Eine Hochrechnung auf das gesamte Netzgebiet ergibt, dass bei einem Vollausbau der E-Mobilität ohne steuernde Eingriffe etwa 30 % der Transformatorstationen verstärkt werden müssten. Die ermittelten Werte liefern eine empirisch fundierte Basis für eine effizientere Netzplanung.

**Keywords:** E-Mobilität, Verteilnetzplanung, Gleichzeitigkeitsfaktor, Smart-Meter-Datenanalyse, Monte-Carlo-Simulation

## 1 Einleitung

Die Dekarbonisierung des Mobilitätssektors ist ein zentraler Baustein der österreichischen Klima- und Energiestrategie. Aktuelle Bestandszahlen zeigen auch im Bundesland Salzburg einen kontinuierlichen Anstieg an Elektrofahrzeugen (BEV). Für Verteilnetzbetreiber verschiebt sich dadurch der Fokus der Netzplanung: Während das Netz traditionell für die „Abendspitze“ der Haushaltslast ausgelegt wurde, kommen nun leistungsstarke Verbraucher hinzu, die über längere Zeiträume hohe Leistungen abrufen können.

Die zentrale Herausforderung liegt dabei nicht in der gelieferten Energiemenge (kWh), die das bestehende Netz meist problemlos transportieren kann, sondern in der zeitgleichen Leistungsnachfrage (kW). Insbesondere das ungesteuerte Laden am Feierabend birgt das Risiko lokaler Überlastungen. Bisherige Planungsgrundlagen, wie die Technischen Anschlussbedingungen (TAEV), arbeiten oft mit pauschalen Gleichzeitigkeitsfaktoren. Diese sind zwar auf der sicheren Seite, führen aber bei hoher Durchdringung von E-Fahrzeugen möglicherweise zu überdimensionierten und damit volkswirtschaftlich ineffizienten Netzausbaumaßnahmen.

Es fehlt daher an empirisch validierten Planungswerten, die das reale Überlagerungsverhalten von Haushaltslast und E-Auto-Ladevorgängen berücksichtigen. Dieser Beitrag schließt diese Lücke, indem er reale Messdaten aus Smart Metern auswertet. Ziel ist es, die effektive Zusatzbelastung durch E-Mobilität in Abhängigkeit der Netzgröße zu quantifizieren, um präzisere Aussagen für die Anschlussbeurteilung und die strategische Zielnetzplanung treffen zu können.

## 2 Datengrundlage und Datenaufbereitung

### 2.1 Herkunft der Daten und Datenschutz

Die Grundlage dieser Untersuchung bilden reale Lastgangdaten aus dem Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH. Die Daten umfassen das vollständige Kalenderjahr 2024. Durch den fortgeschrittenen Rollout von Smart Metern (Intelligente Messgeräte) steht eine breite Basis an viertelstündlichen Wirkleistungswerten (15-min-Messwerte) zur Verfügung. Diese hohe zeitliche Auflösung ist essenziell, um die kurzzeitigen Leistungsspitzen von Ladevorgängen, die in Standardlastprofilen (H0-Profil) geglättet würden, korrekt zu erfassen.

Technisch handelt es sich bei den Smart Metern um digitale Drehstromzähler, die eine 4-Quadranten-Messung durchführen. Dies ermöglicht nicht nur die Erfassung von Wirkleistung (Bezug und Lieferung), sondern auch von Blindleistung (induktiv und kapazitiv) sowie der Spannungswerte pro Phase.

Die Zähler bilden intern das arithmetische Mittel der Wirk- und Blindleistung über die 15-Minuten-Intervalle. Dieser Prozess kürzere Lastspitzen, was für die thermische Beurteilung von Netzkabeln und Transformatoren zulässig ist, da diese eine entsprechende thermische Trägheit aufweisen. Die Datenübertragung vom Zähler zum Datenkonzentrator erfolgt typischerweise via Power Line Communication (PLC) über das bestehende Niederspannungsnetz. Von dort werden die gesammelten Pakete typischerweise einmal täglich (Werte des Vortages) verschlüsselt an das zentrale System übertragen.

Die Datenerhebung erfolgte unter den regulatorischen Rahmenbedingungen des zum Analysezeitpunkt gültigen EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz). Um den Datenschutzbestimmungen gerecht zu werden, wurden die Daten vollständig anonymisiert verarbeitet.

### 2.2 Bildung der Analysegruppen und Filterung

Der Datenpool wurde bereinigt und gefiltert. Es wurden nur Profile herangezogen, die im Betrachtungszeitraum keine fehlenden Messwerte aufwiesen und deren maximal auftretende Leistung zwischen 2 kW und 50 kW lag, um Messfehler oder irrelevante Kleinstverbraucher sowie gewerbliche Großverbraucher auszuschließen.

Die Unterteilung erfolgte in zwei Gruppen:

- Gruppe 1 (E-Mobilität): Diese Gruppe umfasst  $N = 224$  Kundenanlagen mit privater Ladeinfrastruktur. Die Identifikation dieser Profile erfolgte ausschließlich über das Meldewesen. Über dies gelangt eine Installationsanzeige der Wallbox durch den Elektriker beim Netzbetreiber ein.

- Gruppe 2 (Referenz-Haushalte): Diese Gruppe besteht aus  $N = 342$  Haushalten, für die keine Wallbox gemeldet ist.

Zur Sicherstellung der Datenqualität wurden die Profile hinsichtlich ihrer Maximalleistung statistisch ausgewertet. Abbildung 1 zeigt die Wahrscheinlichkeitsverteilung der jährlich auftretenden maximalen Viertelstundenleistung sowie deren Mittelwerte. Auffällig ist dabei die Verteilung innerhalb der Gruppe 1. Es zeigt sich eine Häufung von Profilen im niedrigen Leistungsbereich, was auf Plug-in-Hybride oder verhaltene Ladestrategien hindeutet. Im Bereich um 9 kW ist hingegen eine signifikante Lücke in der Verteilung erkennbar. Dies korrespondiert mit den elektrotechnischen Standards, da Ladevorgänge typischerweise entweder einphasig (bis ca. 3,6 kW) oder dreiphasig mit Nennleistung (11 kW) erfolgen, wodurch Zwischenwerte wie 9 kW in der Praxis selten auftreten.

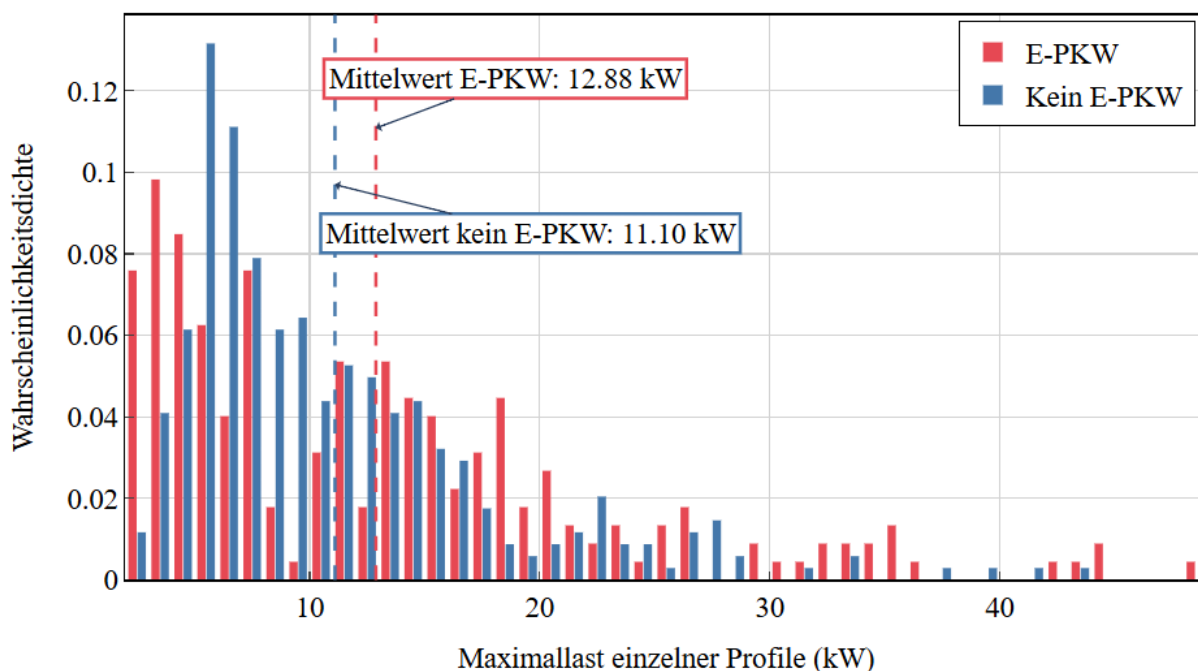


Abbildung 1: Wahrscheinlichkeitsverteilung der auftretenden Jahreshöchstlasten der analysierten Kundenprofile (Gruppe 1 mit E-PKW vs. Gruppe 2 kein E-PKW).

### 2.3 Plausibilisierung und Relevanz der Messdaten

Ein zentraler Aspekt bei der Bewertung der Datenqualität ist die Diskrepanz zwischen vertraglicher und physikalischer Leistung. Es ist allgemein bekannt, dass die in den Stammdaten hinterlegte vertragliche Anschlussleistung (oft 4 kW) nicht zwingend die realen Ladespitzen widerspiegelt. Da moderne Wallboxen häufig mit 11 kW laden, übersteigt die physikalische Last die übliche vertragliche Basis deutlich.

Noch entscheidender ist jedoch, dass Vertragsdaten keinerlei Information über die Gleichzeitigkeit der Nutzung enthalten. Für die Berechnung eines validen Gleichzeitigkeitsfaktors  $g(N)$  ist die zeitliche Koinzidenz der Lastspitzen entscheidend. Diese Information lässt sich ausschließlich aus hochauflösenden Messdaten (Smart Meter) ableiten,

nicht aus statischen Vertragsstammdaten. Die vorliegende Studie stützt sich daher rein auf die gemessenen Realwerte.

## 2.4 Einfluss von Photovoltaik (PV)

Innerhalb der Datensätze weisen 42 Profile der Gruppe 1 und 337 Profile der Gruppe 2 eine Einspeisung auf, was auf das Vorhandensein von Photovoltaikanlagen hindeutet. Im gesamten Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH sind mit Stand Dezember 2025 rund 31.500 PV-Anlagen installiert, was einer signifikanten Durchdringung entspricht.

Für die Analyse der Netzbelastung ist diese Unschärfe (Mischung von Profilen mit und ohne PV) jedoch unkritisch. Das Argument hierfür liegt in der zeitlichen Entkopplung: Die maximale Erzeugung der PV-Anlagen findet in den Mittagsstunden statt, während die kritische Netzbelastung durch die Überlagerung von Haushaltslast und E-Auto-Laden typischerweise in den Abendstunden auftritt, wenn die PV-Anlagen keine Leistung mehr liefern. Da das Ziel dieser Studie die Ermittlung der maximalen Netzbelastung ist, hat der PV-Anteil keinen mindernden Einfluss auf die relevante Abendspitze. Die verwendeten Profile bilden somit die real im Netz vorzufindende Situation repräsentativ ab.

## 2.5 Referenzprofile

Um die in der anonymisierten Masse (Gruppe 1) beobachteten Effekte qualitativ besser interpretieren zu können, wurde ergänzend ein Validierungskollektiv herangezogen. Dieses besteht aus Lastprofilen von Mitarbeitenden der Salzburg Netz GmbH, die der Nutzung ihrer Daten explizit zugestimmt haben und bei denen das Laden eines E-PKW stattfindet.

Die Analyse dieser Referenzprofile ermöglicht eine präzise Zuordnung von Lastmustern zu realem Verhalten. So lassen sich beispielsweise Profile mit klassischem „Abendladen“ (hohe Gleichzeitigkeit) eindeutig von Profilen mit optimiertem PV-Überschussladen (niedrige Netzbelastung) oder Profilen mit stationären Heimspeichern unterscheiden. Diese qualitativen Erkenntnisse wurden genutzt, um die Plausibilität der großen, anonymisierten Datensätze der Gruppe 1 zu verifizieren. Es zeigt sich, dass die anonymen Daten dieselben charakteristischen Muster aufweisen wie die detailliert bekannten Referenzprofile.

Die folgenden drei Referenzprofile veranschaulichen die Bandbreite des realen Ladeverhaltens. In den Abbildungen 2-4 ist die Leistung in 15-min-Werten über das Jahr 2024 dargestellt. Die Zeitumstellung wird so behandelt, dass die Zeit auf der y-Achse der angezeigten Uhrzeit am jeweiligen Tag entspricht (In der Winterzeit GMT+1 und in der Sommerzeit GMT+2). Durch diese Darstellung ergibt sich eine Stunde während der Zeitumstellung auf die Sommerzeit ohne Werte, erkennbar als grauer Streifen am 27. März von 02:00 Uhr bis 03:00 Uhr.

Referenzprofil A: Bei diesem Profil wurde der Opt-In zur 15-min-Auslesung erst im Mai erteilt, daher sind die erste 4 Monate nicht vorhanden. Der E-PKW ist hier die dominante Last, die restlichen Anwendungen stellen nur einen im Vergleich verschwindend geringen Verbrauch dar. Im November trat der Haushalt einer Energiegemeinschaft bei und das Laden verlagert sich leicht in die Mittagszeit.

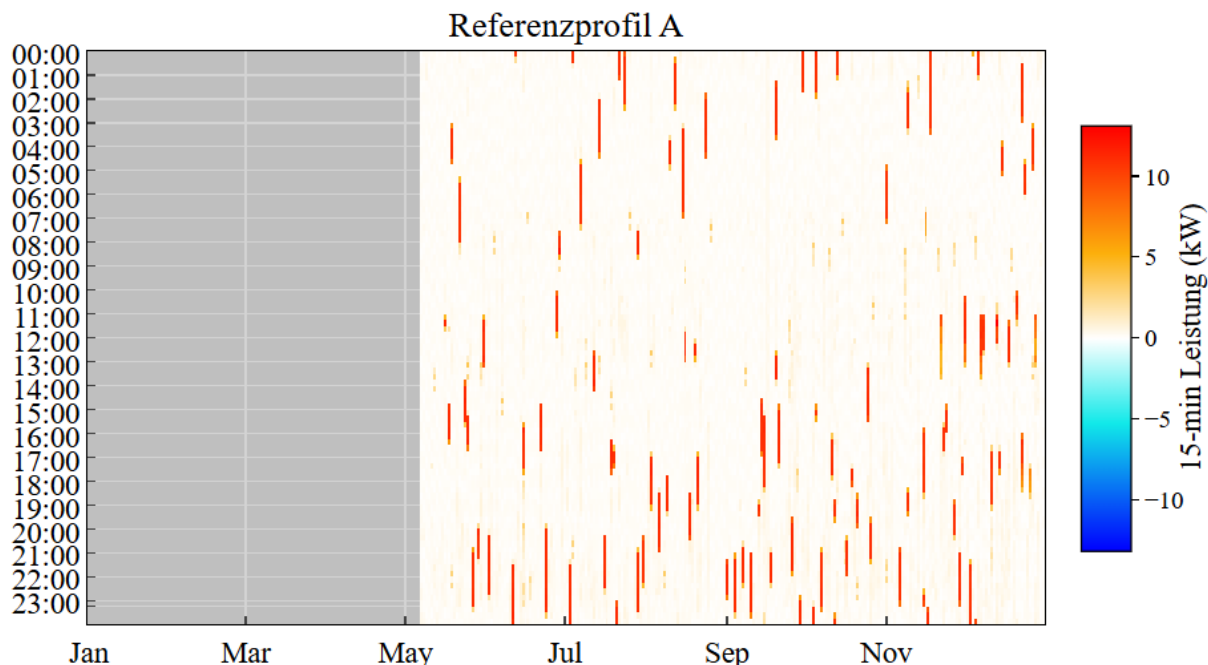


Abbildung 2: 15-min-Leistungswerte des Referenzprofil A im Jahr 2024.

Referenzprofil B: Zusätzlich zum E-PKW ist hier eine PV-Anlage vorhanden. Diese ist deutlich als ein Bereich mit negativen Leistungswerten (Einspeisung) zur Mittagszeit erkennbar. Da die PV-Anlagen wetterabhängig sind, gibt es einige Tage, an denen auch zur Mittagszeit Leistung bezogen wird oder die Leistung am Netzanschlusspunkte nahezu bei 0 liegt. Der Verlauf der Einspeisung bildet den Tageslängenverlauf über das ganze Jahr nach und im Winter findet fast keine Einspeisung statt, da die Energie im Haushalt verbraucht wird. Es ist auch eine Last erkennbar, die um 12:00 Uhr in der Winterzeit hinzugeschaltet wird und die Zeitumstellung nicht berücksichtigt. Das Laden des E-PKW ist auch hier klar als rote bzw. orange Balken erkennbar. Diese treten im Sommer nicht auf, was auf einen Energiespeicher hindeuten könnte.

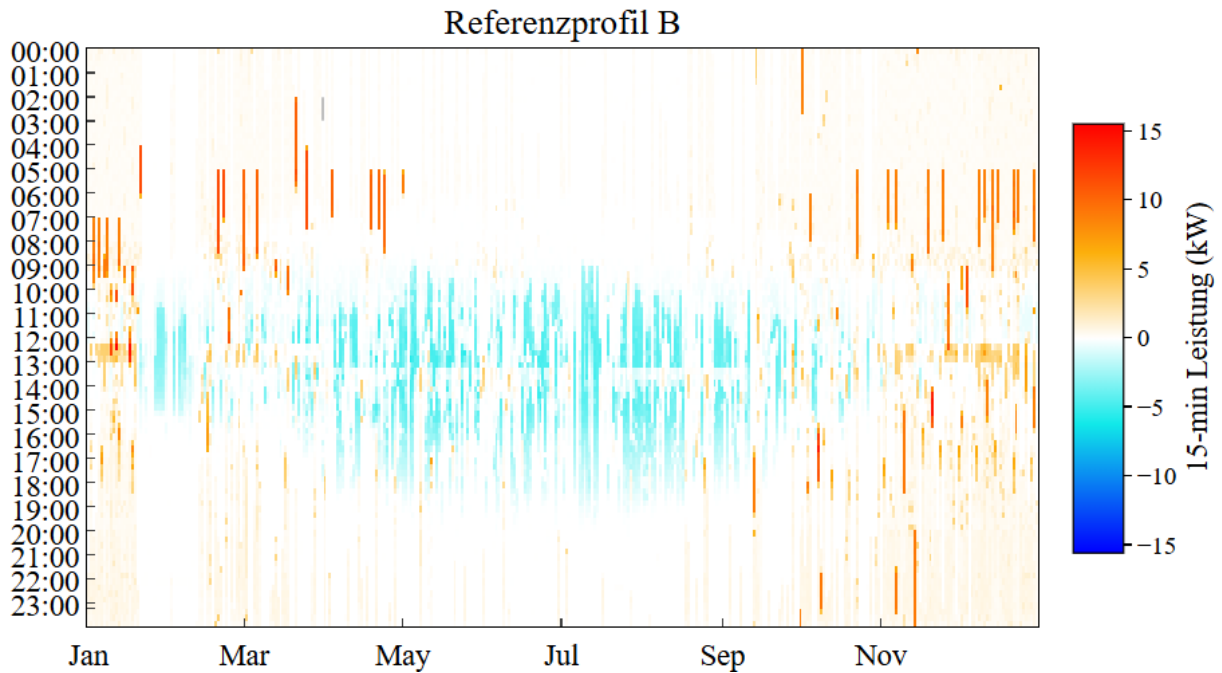


Abbildung 3: 15-min-Leistungswerte des Referenzprofil B im Jahr 2024.

Referenzprofil C: Der Haushalt verfügt über eine PV-Anlage sowie eine Wärmepumpe die mit 5-7 kW arbeitet. Die Wärmepumpe ist als eine Art Grundlast zu erkennen. Im Herbst ist die Taktung noch deutlich geringer als im Winter. Der E-PKW wurde im März angeschafft und ist bis auf manche Ladevorgänge im Sommer, an denen die Wärmepumpe nicht läuft, nicht erkennbar.

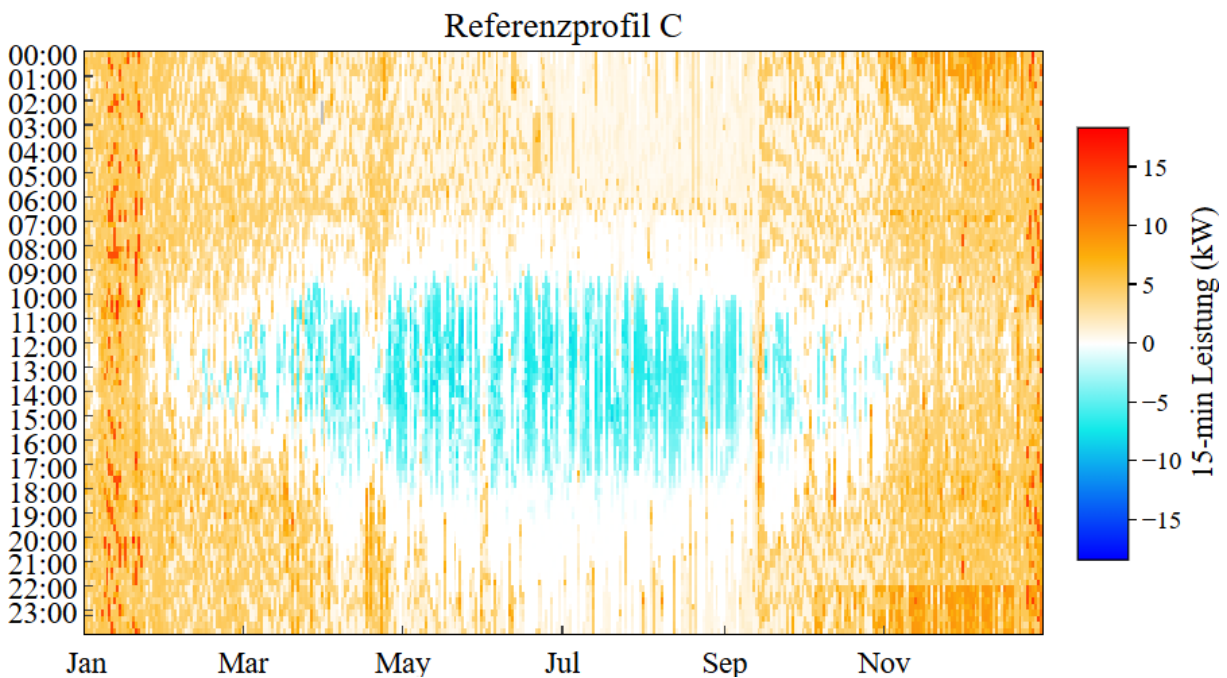


Abbildung 4: 15-min-Leistungswerte des Referenzprofil C im Jahr 2024.

### 3 Methodik der Analyse

#### 3.1 Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors

Für die Dimensionierung von elektrischen Netzen ist nicht die Summe der installierten Anschlussleistungen relevant, sondern die maximal auftretende zeitgleiche Leistungsspitze. Der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(N)$  für ein Kollektiv aus  $N$  Kunden wird definiert als das Verhältnis der maximalen Summenleistung zur Summe der individuellen Jahreshöchstleistungen der einzelnen Kunden:

$$g(N) = \frac{\max_t \sum_{i=1}^N P_i(t)}{\sum_{i=1}^N \max_t P_i(t)} \quad (Gl. 1)$$

Ein Faktor von  $g = 1$  entspräche dem theoretischen Worst-Case, bei dem alle Kunden zeitgleich ihre maximale Leistung beziehen. In der Realität sinkt dieser Wert durch die stochastische Durchmischung der Verbrauchsverhalten mit steigender Teilnehmerzahl  $N$  deutlich ab.

#### 3.2 Monte-Carlo-Simulation

Da die Anzahl der möglichen Kunden-Kombinationen in einem realen Netz astronomisch hoch ist, kann keine analytische Vollerhebung durchgeführt werden. Stattdessen wird eine Monte-Carlo-Simulation angewendet. Der in Python implementierte Algorithmus nutzt die vorhandenen Datenpools (Gruppe 1: E-Mobilität, Gruppe 2: Haushalt) und generiert synthetische Netzstränge. Die Simulation erfolgt für jedes Paar  $(N, M)$ , wobei  $N$  die Netzgröße (Anzahl der Anschlüsse) und  $M$  die Anzahl der darin enthaltenen E-Fahrzeuge darstellt.

Der Ablauf für eine Konfiguration  $(N, M)$  gestaltet sich wie folgt:

1. Sampling: Es werden zufällig  $M$  Lastprofile aus dem Pool der E-Mobilitäts-Kunden und  $N - M$  Lastprofile aus dem Pool der Referenz-Haushalte gezogen. Das Ziehen erfolgt „ohne Zurücklegen“ innerhalb eines Zugs, um sicherzustellen, dass kein Kunde doppelt in einem Netzstrang vorkommt.
2. Aggregation: Die 15-Minuten-Zeitreihen der ausgewählten Profile werden addiert, um die Summenlastkurve des synthetischen Netzstrangs für ein ganzes Jahr zu bilden.
3. Extremwertanalyse: Von dieser Summenlastkurve und den einzelnen Lastkurven wird jeweils das Jahresmaximum (die Jahresspitzenlast) ermittelt, um mit Gleichung 1 den Gleichzeitigkeitsfaktor zu berechnen.

Dieser Prozess wird für jede Kombination  $(N, M)$  bis zu 4.000-mal wiederholt, um eine statistisch belastbare Verteilung der Ergebnisse zu erhalten.

### 3.3 Statistische Auswertung und Sicherheitsniveau

Aus den tausenden Simulationsläufen ergibt sich für jede Netzkonfiguration eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der möglichen Spitzenlasten. Für die Netzplanung werden zwei Kennwerte abgeleitet:

- Der Median (50%-Quantil): Beschreibt den „wahrscheinlichsten“ Fall.
- Das 99%-Quantil: Beschreibt den konservativen Auslegungsfall und entspricht einer Worst-Case-Absicherung.

In dieser Studie wird primär das 99%-Quantil herangezogen. Dies bedeutet, dass die ermittelte Spitzenlast mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % nicht überschritten wird. Dieses hohe Sicherheitsniveau wird gewählt, um die Versorgungssicherheit auch in extremen, aber seltenen Belastungssituationen zu gewährleisten.

### 3.4 Ermittlung der spezifischen Zusatzlast

Eine zentrale Fragestellung ist, welchen zusätzlichen Leistungsbedarf ein einzelnes Elektroauto im Netzverbund effektiv verursacht. Dieser Wert lässt sich nicht direkt aus dem Ladeprofil ablesen, da er stark von der Gleichzeitigkeit abhängt. Zur Berechnung wird ein Differenzenansatz gewählt: Es wird die Spitzenlast eines Netzes mit  $M$  E-Fahrzeugen mit der Spitzenlast eines Netzes mit  $M + 1$  E-PKW verglichen.

$$P_{Zusatz}(N, M + 1) = P_{Spitze,99\%}(N, M + 1) - P_{Spitze,99\%}(N, M) \quad (Gl. 2)$$

Dabei repräsentiert  $P_{Spitze,99\%}(N, M)$  das 99%-Quantil der Verteilung aller simulierten Jahreshöchstlasten für die Netzkonfiguration  $(N, M)$ . Die Differenz dieser beiden Werte entspricht dem marginalen Leistungsbeitrag, den das hinzugefügte Fahrzeug zur Netzspitze beiträgt. Dieser Wert wird in Kapitel 4 in Abhängigkeit der Netzgröße  $N$  ausgewertet, um Degressionseffekte zu quantifizieren.

## 4 Ergebnisse der Lastanalyse

### 4.1 Gleichzeitigkeitsfaktor

Abbildung 5 zeigt den Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g(N, M)$  für verschiedene Durchdringungsgrade  $M$  von E-Fahrzeugen in Netzgrößen  $N$ .

Wichtig hierbei ist, dass sich der Gleichzeitigkeitsfaktor auf die Gesamtlast des Haushalts inklusive E-PKW bezieht. Es wird also nicht isoliert die Ladeinfrastruktur betrachtet, sondern das reale Anschlussverhalten am Netzverknüpfungspunkt.

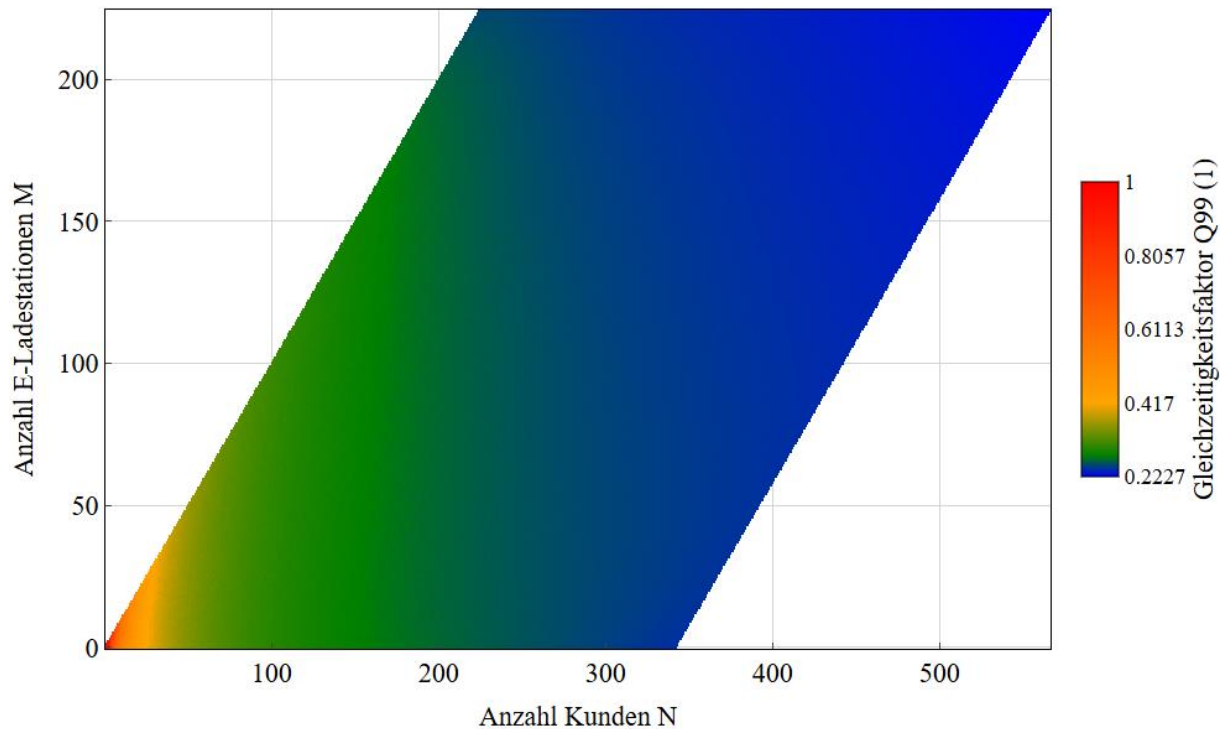


Abbildung 5: 99%-Quantil der Verteilung des Gleichzeitigkeitsfaktors aller simulierten Netze für die Netzkonfiguration  $(N, M)$ .

Man erkennt, dass mit steigendem Anteil an E-PKW (hohes  $M/N$ -Verhältnis) der Gleichzeitigkeitsfaktor tendenziell höher liegt und langsamer abfällt als bei Netzen mit geringer E-PKW-Dichte. Dies bestätigt, dass die Ladevorgänge eine stärkere zeitliche Korrelation aufweisen als klassische Haushaltsanwendungen. Dennoch nähert sich der Faktor auch bei voller Durchdringung nie dem Wert 1, was die Annahme einer vollen Gleichzeitigkeit (alle laden sofort mit 11 kW) als unrealistisches Worst-Case-Szenario entkräftet.

## 4.2 Simulierte Gesamtpitzenlast

Für die praktische Netzdimensionierung ist der absolute Leistungswert ausschlaggebend. Abbildung 6 zeigt das 99%-Quantil der simulierten Gesamtpitzenlast für verschiedene Netzgrößen  $N$  in Abhängigkeit der Anzahl der integrierten E-PKW  $M$ . Dieser Wert entspricht dem Zähler in Gleichung (1), also der tatsächlich physikalisch auftretenden Maximalleistung am betrachteten Netzknoten.

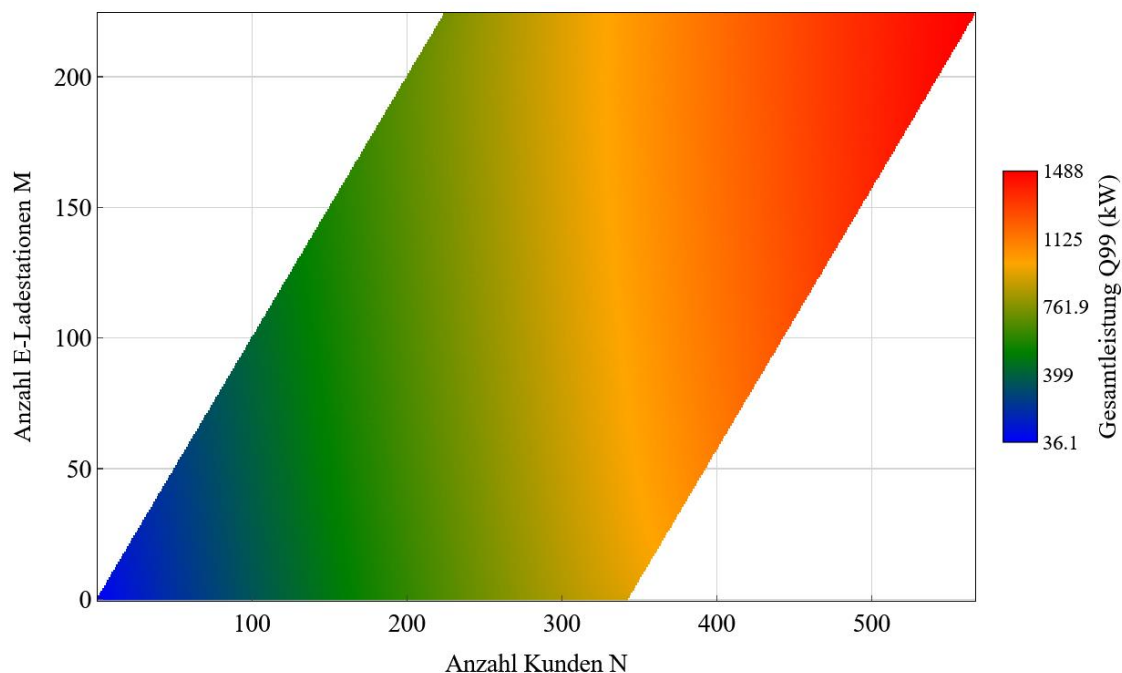


Abbildung 6: 99%-Quantil der Verteilung der maximal auftretenden Gesamtleistung aller simulierten Netze für die Netzkonfiguration  $(N, M)$ .

Diese Darstellung eignet sich unmittelbar als Dimensionierungsgrundlage für Ortsnetze. Ein Planer kann für eine gegebene Anzahl an Wohneinheiten ( $N$ ) und eine prognostizierte E-PKW-Anzahl ( $M$ ) direkt die zu erwartende Spitzenlast ablesen und prüfen, ob Trafo oder Leitungen ausreichend dimensioniert sind. Die Grafik deckt dabei das gesamte Spektrum vom kleinen Kabelverteiler bis zur großen Ortsnetzstation ab.

## 4.3 Spezifische Zusatzlast eines E-PKW

Aus der Differenz der Gesamtpitzenlasten (siehe Gl. 2) lässt sich der inkrementelle Leistungsbeitrag eines zusätzlichen E-PKW für die Netzkonfiguration  $(N, M)$  ableiten.

Die grafische Darstellung dieser Zusatzlast über die Netzgröße  $N$  in Abbildung 7 zeigt im Verlauf eine erkennbare Volatilität (Rauschen). Dies ist ein methodisch bedingter Effekt bei Differenzbetrachtungen  $(f(x + 1) - f(x))$ . Da hier die Differenz zweier großer, stochastisch mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelter Werte gebildet wird, werden kleine statistische Schwankungen der absoluten Lastwerte in der Ableitung verstärkt sichtbar. Eine vollständige Darstellung erfordert auch die Abbildung dieser Volatilität, um die stochastischen Eigenschaften der Simulation offenzulegen.

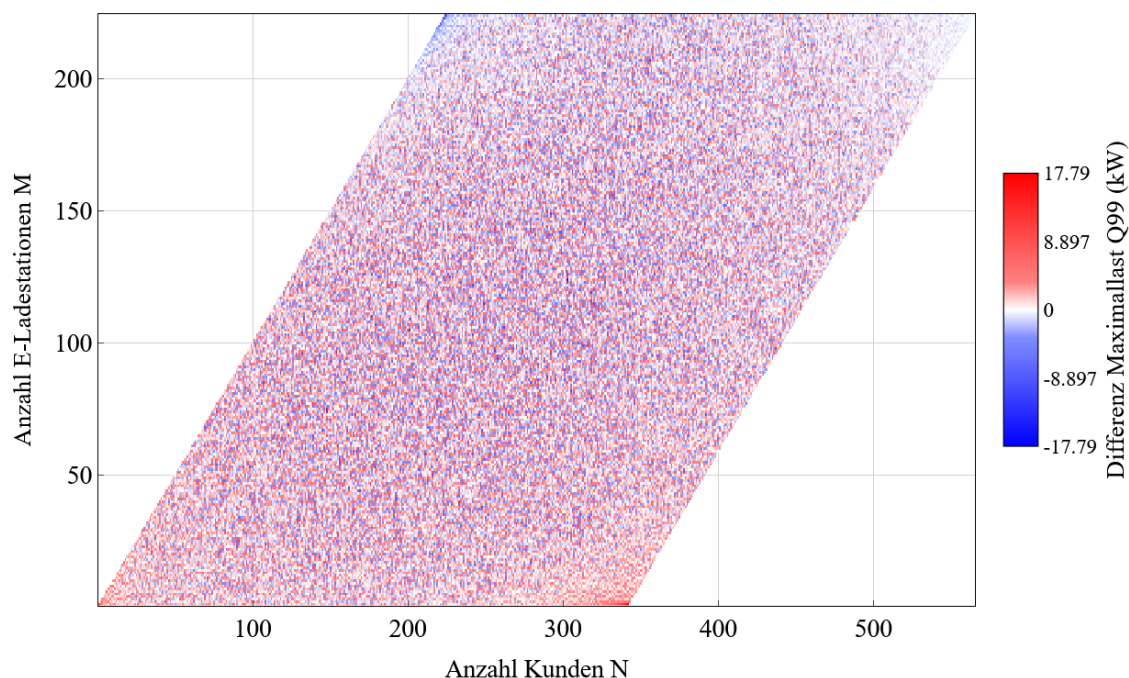


Abbildung 7: Differenzbetrachtung des 99%-Quantils der Verteilung der maximal auftretenden Gesamtleistung aller simulierten Netze für die Netzkonfiguration  $(N, M)$ .

Um belastbare Planungswerte zu erhalten, werden die Ergebnisse an zwei stabilen Stützstellen ausgewertet, welche die Anforderungen der unterschiedlichen Netzebenen repräsentieren (siehe Abbildung 8):

- Ebene Kabelverteiler / Kleiner Strang ( $N = 10$ ): In kleinen Einheiten ist die statistische Durchmischung gering. Hier trägt jedes E-Auto rechnerisch mit ca.  $(56,9 \text{ kW} - 45,56 \text{ kW}) / 10 = 1,13 \text{ kW}$  zur Spitzenlast bei. Dieser Wert ist maßgeblich für die Dimensionierung von Zuleitungen.
- Ebene Ortsnetzstation ( $N = 224$ ): Mit zunehmender Netzgröße glätten sich die Lastspitzen durch Überlagerungseffekte. Im Bereich einer typischen Trafostation sinkt der effektive Beitrag eines einzelnen Elektroautos auf ca.  $(718,9 \text{ kW} - 600,8 \text{ kW}) / 224 = 0,527 \text{ kW}$  ab. Dieser massive Unterschied verdeutlicht die Degressionseffekte im Netz: Während das lokale Netz „stärker“ ausgelegt werden muss, profitiert der Transformator von massiven Skaleneffekten.

Dieser massive Unterschied verdeutlicht die Degressionseffekte im Netz: Während das lokale Netz pro Kunde stärker ausgelegt werden muss, profitiert der Transformator von Skaleneffekten.

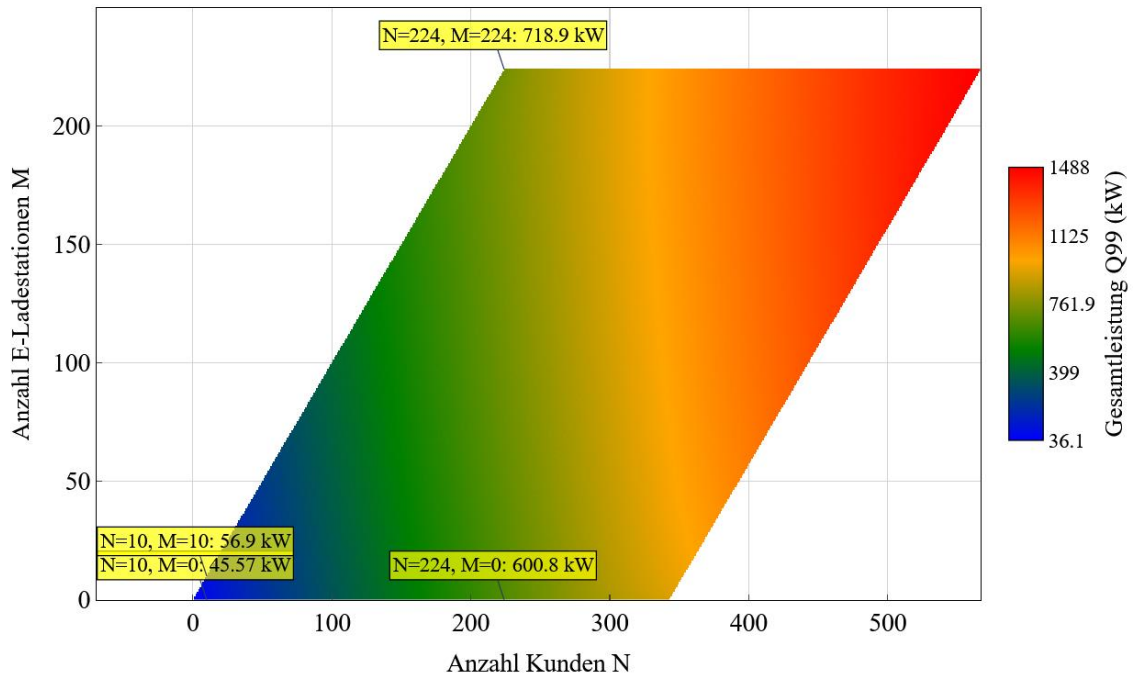


Abbildung 8: Differenzbetrachtung des 99%-Quantils der Verteilung der maximal auftretenden Gesamtleistung aller simulierten Netze für die Netzkonfiguration  $(N, M)$ .

## 5 Hochrechnung auf das Salzburger Verteilnetz

### 5.1 Vorgehensweise und Szenariendefinition

Um die netzweiten Auswirkungen der ermittelten Lastwerte abzuschätzen, wurden die Ergebnisse auf das gesamte Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH hochgerechnet. Basis hierfür bilden GIS-Daten, welche die Zuordnung der rund 450.000 Zählpunkte zu den jeweiligen Transformatorstationen (TST) und Netzsträngen beinhalten. Dabei wurde zwischen städtischen und ländlichen Netzstrukturen unterschieden, um die unterschiedlichen Charakteristika der Netztopologie abzubilden.

Für die Simulation wurden drei Szenarien des E-Mobilitäts-Hochlaufs definiert, basierend auf einem prognostizierten Gesamtbestand von ca. 330.000 PKW im Bundesland Salzburg:

- Szenario 1 (30 % Durchdringung): Entspricht einer mittelfristigen Prognose.
- Szenario 2 (50 % Durchdringung): Entspricht dem langfristigen Zielpfad.
- Szenario 3 (Vollausbau 100 %): Theoretisches Maximum, bei dem jeder Haushalt über ein E-Fahrzeug verfügt (Worst-Case-Betrachtung für die strategische Zielnetzplanung).

### 5.2 Aktuelle Netzsituation

Als Ausgangsbasis für die Szenarien dient die aktuelle Belastungssituation im Netzgebiet. Abbildung 9 visualisiert die derzeitige Auslastung der Transformatorstationen in einer geografischen Übersicht. Jeder Punkt repräsentiert eine Station, wobei die Farbgebung den maximal auftretenden Auslastungsgrad signalisiert.

Methodisch ist hierbei zu berücksichtigen, dass eine Transformatorstation technisch über mehrere parallel betriebene Transformatoren verfügen kann. Da in der vorliegenden Datengrundlage keine scharfe Zuordnung der einzelnen Zählpunkte zu den spezifischen Transformatoren innerhalb einer Station vorgenommen wurde, erfolgt die Betrachtung aggregiert auf Stationsebene. Der dargestellte Auslastungsgrad definiert sich somit als das Verhältnis der Summe der abgelesenen Schleppzeigerwerte (gemessene Stationsspitzenlast) zur Summe der Nennscheinleistungen aller in der Station verbauten Transformatoren.

Die Analyse dieser Baseline zeigt, dass das Bestandsnetz aktuell weitgehend stabil betrieben wird (grüne Bereiche). Es ist jedoch erkennbar, dass bereits im Status Quo 3,25 % der Stationen mit Auslastungen von über 100 % ausgewiesen werden. Dies deutet in der Regel nicht auf eine akute physikalische Überlastung hin.

Neben methodischen Datenqualitäts-Themen (wie etwa fehlerhafte oder nicht zurückgesetzte Schleppzeigerwerte sowie Unschärfen in den Stammdaten) ist hierbei vor allem die thermische Trägheit der Betriebsmittel zu berücksichtigen. Transformatoren können aufgrund ihrer großen thermischen Zeitkonstante kurzzeitige Lastspitzen oberhalb der Nennleistung ohne sofortige Schädigung tolerieren. Ein gemessener Maximalwert leicht über 100 % führt daher nicht zwangsläufig zu kritischen Temperaturen. Diese Ausreißer sind somit differenziert zu interpretieren, ändern jedoch nichts an der grundsätzlichen Aussagekraft der flächendeckenden Hochrechnung.

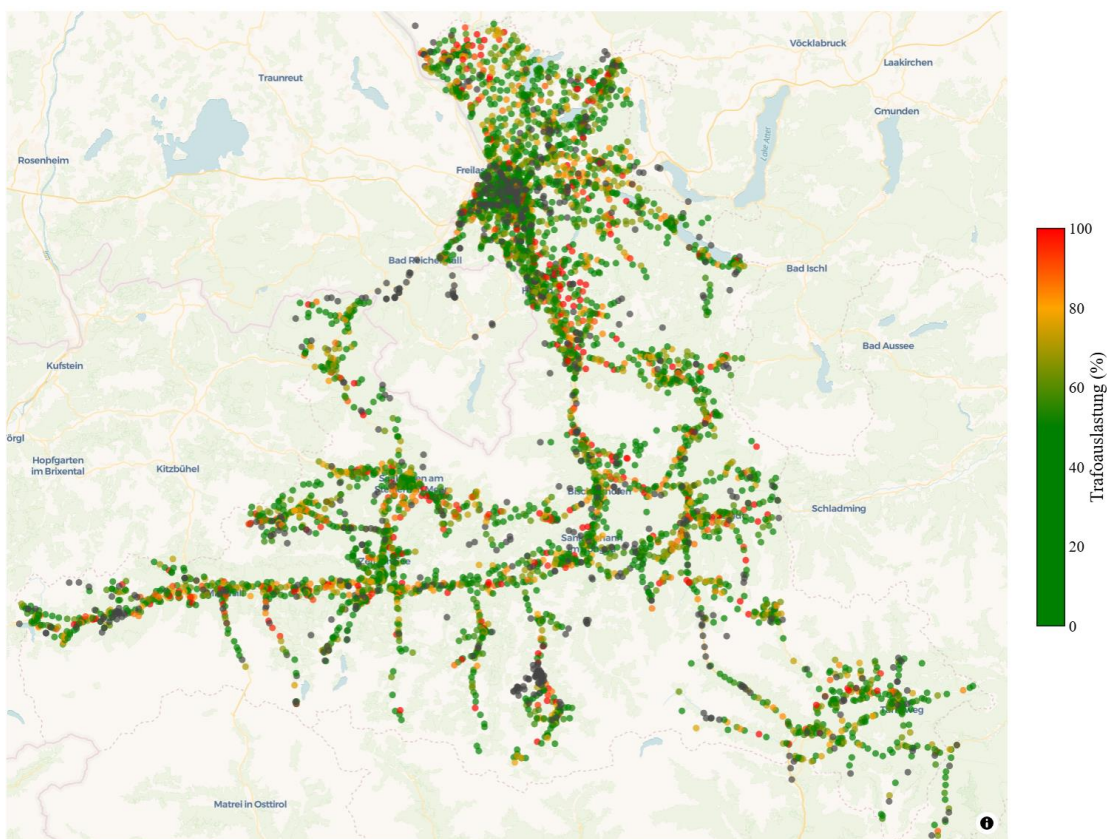


Abbildung 9: Geografische Übersicht der aktuellen Trafostationsauslastung im Netzgebiet der Salzburg Netz GmbH.

### 5.3 Hochgerechnete Auslastung

Um die Auswirkung der Szenarien auf die reale Netztopologie zu simulieren, wurde der prognostizierte Gesamtbestand von ca. 330.000 E-PKW (im Vollausbau) auf die rund 5.000 Transformatorstationen im Netzgebiet verteilt. Die Allokation der Fahrzeuge erfolgte dabei proportional zur Anzahl der an der jeweiligen Station versorgten Haushalte (H0-Profile). Um jedoch den spezifischen Gegebenheiten im urbanen Raum Rechnung zu tragen, wo die PKW-Dichte pro Haushalt signifikant geringer ist als im ländlichen Raum, wurde eine heuristische Sättigungskorrektur implementiert. Für Stationen, denen rechnerisch mehr als  $x = 100$  Fahrzeuge zugeordnet worden wären, wurde die Anzahl mittels einer logarithmischen Dämpfungsfunktion begrenzt:

$$M_{korr} = 50 \cdot \ln\left(\frac{M_{calc}}{100}\right) + 100 \quad \text{für } M_{calc} > 100$$

Diese Regularisierung reduziert die zugeweilte Fahrzeuganzahl bei Stationen mit sehr hoher Haushaltsdichte, um unrealistische Szenarien (z. B. rechnerisch mehr Autos als Parkplätze in Innenstadtbezirken) zu vermeiden.

Die Berechnung der resultierenden Zusatzlast erfolgte anschließend nicht über einen pauschalen Faktor, sondern datenbasiert unter Rückgriff auf die Simulationsergebnisse aus Kapitel 4.2. Für jede Station wurde basierend auf ihrer Netzgröße  $N$  und der zugeweilten Anzahl an E-PKW  $M$  der spezifische Lastwert aus der ermittelten  $(N, M)$ -Matrix (siehe Abbildung 6) entnommen. Für große Stationen, deren Parameter  $N$  und/oder  $M$  den in der Monte-Carlo-

Simulation abgedeckten Bereich überschritten, wurden die Lastwerte mittels linearer Extrapolation der Simulationsergebnisse ermittelt.

Ausgehend vom Status Quo wurde die so ermittelte Zusatzlast zur bestehenden Stationslast addiert. Abbildung 10 fasst die Ergebnisse zusammen und zeigt den Anteil der Trafostationsstationen, die in den jeweiligen Szenarien ihre Nennleistung (100 % Auslastung) rechnerisch überschreiten würden.

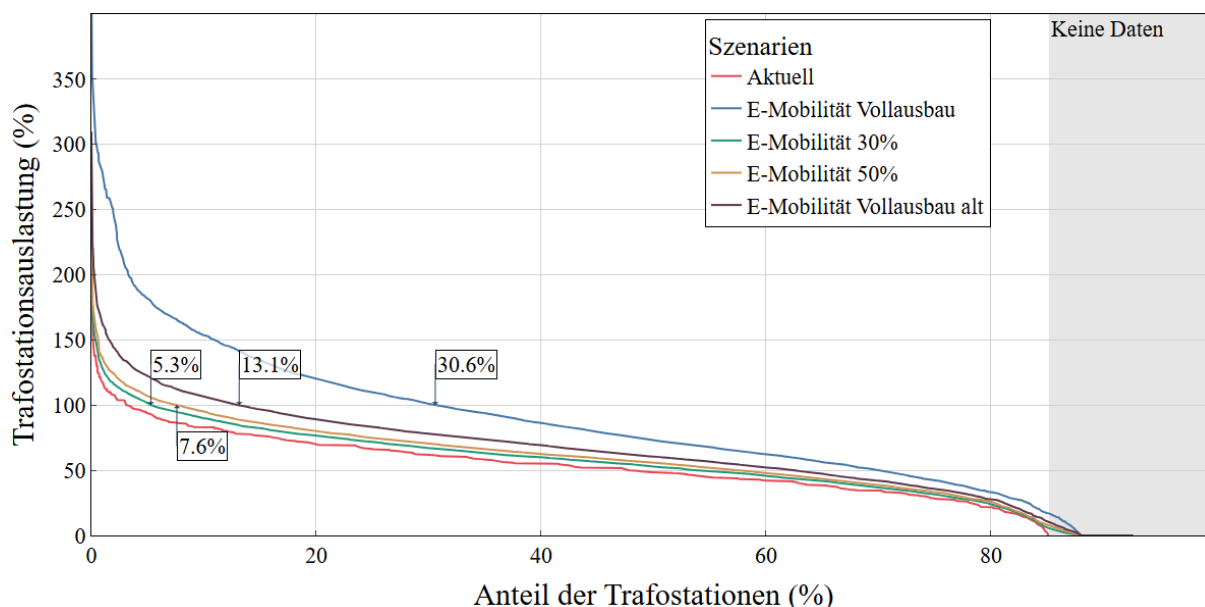


Abbildung 10: Hochgerechnete Auslastung der Trafostationen in verschiedenen Szenarien.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Grenzen der Aufnahmefähigkeit:

- Szenario 30 %: Hier steigt der Anteil der rechnerisch überlasteten Stationen moderat auf ca. 5,3 %. Dies ist mit regulären Erneuerungsmaßnahmen im operativen Betrieb bewältigbar.
- Szenario Vollausbau: Ohne steuernde Eingriffe würde bei ca. 30,6 % der Trafostationsstationen die Belastungsgrenze überschritten.

Zur Einordnung dieser Ergebnisse ist ein Blick auf den aktuellen Bestand essentiell: Derzeit sind im Bundesland Salzburg ca. 20.000 reine E-PKW zugelassen. Das Szenario „Vollausbau“ rechnet jedoch mit ca. 330.000 Fahrzeugen. Wir befinden uns also aktuell bei weniger als 10 % des Weges zu diesem Szenario. Der ausgewiesene Investitionsbedarf tritt somit nicht schlagartig auf, sondern streckt sich über einen Zeitraum von mehreren Dekaden, was eine rollierende Anpassung der Netzausbauplanung ermöglicht.

Dabei ist zudem qualitativ zu differenzieren: Bei einem Teil dieser Stationen reicht ein einfacher Tausch des Transformators (z. B. von 400 kVA auf 630 kVA) innerhalb der bestehenden Station aus, um die Engpassleistung zu erhöhen. Bei Stationen, die bereits baulich am Limit sind oder keine größeren Transformatoren aufnehmen können, wäre hingegen ein aufwendiger Stationsausbau oder Neubau erforderlich.

## **6 Schlussfolgerung und Ausblick**

Die vorliegende Analyse von realen Smart-Meter-Daten zeigt, dass die Integration der E-Mobilität in das Verteilnetz eine signifikante, aber technisch beherrschbare Herausforderung darstellt.

Die wichtigste Erkenntnis für die Netzplanung ist der stark degressive Verlauf der spezifischen Zusatzlast. Die ermittelten Planungswerte von ca. 1,1 kW für die Strangbetrachtung und ca. 0,5 kW für die Transformatorauslegung bieten eine wesentlich präzisere Berechnungsgrundlage als bisherige Pauschalannahmen. Durch die Anwendung dieser empirisch fundierten Werte können Überdimensionierungen der Netzinfrastruktur vermieden und Investitionsmittel gezielter für lokale Verstärkungsmaßnahmen im Niederspannungsnetz eingesetzt werden.

Die Hochrechnung zeigt zwar einen signifikanten Ausbaubedarf im Vollausbau-Szenario (ca. 30 % der Stationen), jedoch relativiert der Vergleich mit dem aktuellen Fahrzeugbestand (ca. 25.000 E-PKW) die Dringlichkeit. Da der Hochlauf über Jahre erfolgt, können die notwendigen Verstärkungsmaßnahmen synergetisch in die reguläre Erneuerungsplanung integriert werden.