
DIPLOMARBEIT

Herr Ing.
Bernhard Bundschuh

**Elektromobilität
im Spannungsfeld
der Ladeinfrastruktur**

Axams, 2021

Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen

DIPLOMARBEIT

Elektromobilität im Spannungsfeld der Ladeinfrastruktur

Autor:
**Herr Ing.
Bernhard Bundschuh**

Studiengang:
Elektrotechnik

Seminargruppe:
KE15WLA

Erstprüfer:
Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig

Zweitprüfer:
M.Sc. Felix Richter

Einreichung:
Mittweida, 29.07.2021

Verteidigung/Bewertung:
Mittweida, 2021

Faculty Industrial Engineering

DIPLOMA THESIS

electromobility in the field of tension in the charging infra- structure

author:

**Mr. Ing.
Bernhard Bundschuh**

course of studies:

electrical engineering

seminar group:

KE15WLA

first examiner:

Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig

second examiner:

M.Sc. Felix Richter

submission:

Mittweida, 29.07.2021

defence/ evaluation:

Mittweida, 2021

Bibliografische Beschreibung

Bernhard, Bundschuh:

Elektromobilität im Spannungsfeld der Ladeinfrastruktur bezogen auf die Netzebene 7 und 6 (privater und kleiner/mittlerer gewerblicher Bereich). - 2021. - VI, 93, 0 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Diplomarbeit, 2021

Referat

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität (PKWs) bezogen auf die Netzebene 7 und 6 (privater und kleiner/mittlerer gewerblicher Bereich). Durch die Tatsache, dass der Großteil der Ladetätigkeit von Elektrofahrzeugen (PKWs) Zuhause sowie ein geringer Teil am Arbeitsplatz stattfindet, wird analysiert, wie diese Bereiche hinsichtlich der Elektroinstallation für solche Ladevorgänge aktuell vorbereitet sind. Es wird ein Ist-Stand anhand einiger Praxisbeispiele erhoben und die derzeitigen regulatorischen Vorgaben dahingehend bewertet, ob diese in der derzeitigen Ausformung eine Überlastung der Spannungsversorgung oben genannter Bereiche verhindern.

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
1. Übersicht	1
1.1. Motivation	1
1.2. Zielsetzung	1
1.3. Aufbau der Arbeit (Kapitelübersicht).....	1
2. Ausgangssituation	3
2.1. Aktuelle Entwicklung der Mobilität	3
2.2. Verkehrssektor als Co ₂ Emittent.....	3
2.3. Elektromobilität	4
2.3.1. Warum Elektromobilität.....	4
2.3.2. Umfang der Elektromobilität	5
2.3.3. Umsetzung der Elektromobilität.....	5
3. Theoretische Grundlagen.....	7
3.1. Ladesteckvorrichtsysteme	7
3.2. Ladebetriebsarten.....	10
3.3. Netzebenen	10
3.4. Tarifmodelle	12
3.5. Normative Vorgaben zur Elektromobilität	13
4. Elektrotechnische Grundlagen, Berechnungsbeispiele.....	14
4.1. Bemessung und Dimensionierung der Ladeinfrastruktur.....	14
4.1.1. Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs	14
4.1.2. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs.....	15
4.1.3. Ermittlung des Leistungsbedarfs Elektromobilität.....	16
4.2. Dimensionierung des Hausanschlusses / der Hauptleitungen	18
4.2.1. Umrechnungsfaktoren für abweichende Verlegebedingungen.....	18
4.2.2. Auslegung der Überstrom-Schutzeinrichtungen	20
4.2.3. Mindestquerschnitte für VEW	21
4.2.4. Verlegeart von Hausanschluss- und Hauptleitungen.....	21
4.2.5. Maximal zulässiger Spannungsabfall	23
4.2.6. Ermittlung der Bemessungsleistung	23
4.2.7. Ermittlung des Bemessungsstroms	25
4.2.8. Querschnittsbestimmung der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung.....	26
4.2.9. Tarifwahl	28
4.3. Kostenermittlung des Hausanschlusses.....	33

5. Praxismodelle Ladeinfrastruktur	35
5.1. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Einfamilienhäusern (EFH).....	35
5.1.1. Einfamilienhaus mit 1 Ladepunkt (EFH-1LP).....	35
5.1.2. Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkten (EFH-2LP).....	36
5.1.2.1. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs	36
5.1.2.2. Ermittlung des Leistungsbedarfs für Elektromobilität (EFH-2LP)	37
5.1.2.3. Ermittlung der Bemessungsleistung (EFH-2LP)	38
5.1.2.4. Ermittlung des Bemessungsstroms (EFH-2LP)	38
5.1.2.5. Querschnittsbestimmung der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung (EFH-2LP)	39
5.1.2.6. Tarifwahl (EFH-2LP)	42
5.1.2.7. Kostenermittlung des Hausanschlusses (EFH-2LP).....	43
5.1.2.8. Zusammenfassung der Auslegung (EFH-2LP).....	43
5.2. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Wohnanlagen (WA)	44
5.2.1. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs (WA).....	44
5.2.2. Ermittlung der Summenleistung der Allgemeinverbraucher (WA)	45
5.2.3. Ermittlung der Summenleistung der Wohnungen (WA).....	45
5.2.4. Ermittlung des Leistungsbedarfs für Elektromobilität (WA)	46
5.2.5. Ermittlung der Bemessungsleistung (WA).....	48
5.2.6. Ermittlung des Bemessungsstroms (WA).....	48
5.2.7. Querschnittsbestimmung der Hauptleitung(en) (WA).....	49
5.2.8. Tarifwahl (WA).....	52
5.2.8.1. Tarifwahl Allgemeinteil(e) (WA)	53
5.2.8.2. Tarifwahl Wohnungen (WA).....	53
5.2.9. Kostenermittlung des Hausanschlusses (WA).....	54
5.2.10. Zusammenfassung der Auslegung (WA).....	56
5.3. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Gewerbeobjekten (GW).....	56
5.3.1. Ermittlung des Leistungsbedarfs (GW).....	56
5.3.2. Ermittlung der Bemessungsleistung (GW).....	59
5.3.3. Ermittlung der Bemessungsstroms (GW)	59
5.3.4. Querschnittsbestimmung der Hauptleitung(en) (GW).....	61
5.3.5. Tarifwahl (GW).....	62
5.3.6. Kostenermittlung des Hausanschlusses (GW)	62
5.3.7. Zusammenfassung der Auslegung (GW)	64
6. Resultate der untersuchten Bereiche	65
6.1. Resultate im untersuchten privaten Bereich – Einfamilienhaus (EFH).....	65
6.2. Resultate im Wohnanlagenbereich (WA).....	65
6.3. Resultate im untersuchten gewerblichen Bereich (GW)	66
6.4. Fazit und Ausblick.....	66
7. Lösungsansätze	71
7.1. Manuelle Verringerung der Ladeleistung.....	71
7.2. Automatische Verringerung der Ladeleistung.....	71

7.3.	Verschieben des Ladezeitpunktes.....	73
7.3.1.	Gesteuertes Laden in fixen Zeitfenstern.....	74
7.3.2.	Gesteuertes Laden in dynamischen Zeitfenstern	74
7.4.	Weitere Lösungsansätze	76
8.	Schlusswort	77
	Quellenverzeichnis	78
	Eigenerklärung	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Treibhausgas-Bilanz 2019 nach Sektoren	3
Abbildung 2: PKW-Bestand nach alternativen Kraftstoffarten in Österreich zum Stichtag 31.12.2020.....	5
Abbildung 3: Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte nach Bundesländern geordnet mit Stand Juli 2021.....	6
Abbildung 4: Steckerarten in Europa nach ihrer Ladeleistung angeführt.....	7
Abbildung 5: (IEC)Typ 2 Stecker – Mennekes Stecker	8
Abbildung 6: (IEC)Typ 2 Stecker – Mennekes Stecker mit Belegung	8
Abbildung 7: CCS Stecker.....	9
Abbildung 8: Prototyp des 900 A, 1000 V Steckers von CCEC und CHAdeMo.....	9
Abbildung 9: Grafik in Anlehnung an Buch; Energiesysteme: regenerativ und dezentral	11
Abbildung 10: Einteilung der Netzebenen	11
Abbildung 11: TINETZ Preisblatt 2021-08.....	12
Abbildung 12: Gleichzeitigkeitsfaktor Anlagen für Wohnzwecke, Kurve für allgemeinen Bedarf ..	16
Abbildung 13: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“; Kurve Elektromobilität	17
Abbildung 14: aufgezeichnete Ladung eines Elektrofahrzeugs (BMW i3/120Ah) Aufzeichnung vom 05.06.21 19:26 - 05.06.21 23:12; Gesamtdauer: 3h:46min = circa 3,75 h.....	17
Abbildung 15: OVE E 8101 Tabelle 52.A.3 – Verlegearten für Kabel und Leitungen für feste Verlegung zur Ermittlung der Strombelastbarkeit (6 von 7).....	22
Abbildung 16: Art der verwendeten Hauptleitung in Kupfer und Aluminium (jeweils nationale Ausführung).....	22
Abbildung 17: Max. zulässiger Spannungsabfall der Nennspannung im Bereich der Hauptstromversorgung und der Hauptleitung, als auch in der Verbraucheranlage	23
Abbildung 18: TAEV 2020, Tabelle II/2-2: Übliche Werte für den Leistungsfaktor.....	25
Abbildung 19: TAEV 2020 Tabelle II/2-4: Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtung	26
Abbildung 20: aufgezeichneter Lastgang mit Stromausfall; Abschaltung durch den Tarifschalter eingestellt auf $I_e = 20A$, Abschaltung am 02.06.21 19:57	29
Abbildung 21: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“, Kurve „für allgemeinen Bedarf“	37
Abbildung 22: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“; Kurve Elektromobilität	37
Abbildung 23: TAEV 2020, Tabelle II/2-4: Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtung	40
Abbildung 24: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“, Kurve „für allgemeinen Bedarf“	46
Abbildung 25: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“; Kurve Elektromobilität	47
Abbildung 26: OVE E 8101: 2019-01-01, Auszug aus Tabelle 52.B.1 – Referenzverlegearten für die tabellierten Strombelastbarkeiten (2 von 2).....	49
Abbildung 27: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegearten gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium, Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C	50
Abbildung 28: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegearten gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium-Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C	51
Abbildung 29: TAEV-Tabelle II/2-1: Typische Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) für diverse Objekte	57
Abbildung 30: Umrechnungsfaktoren	60

Abbildung 31: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegearte gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C	61
Abbildung 32: Foto eines Ladevorgangs beim BMW i3/120 Ah bei einer Schnelladestation CCS HPC mit 75 kW auf einer Autobahnraststätte.....	68
Abbildung 33: Ladedauer unterschiedlicher Batteriekapazitäten und Ladestationen.....	69
Abbildung 34: Einstellbarer Ladestrom beim BMW i3/120 Ah.....	71
Abbildung 35: Beispiel zur Vermeidung von Lastspitzen Charge up in Control – Mennekes Lastmanagement.....	72
Abbildung 36: Beispiel zur Vermeidung von Lastspitzen Charge up in Control – Mennekes Lastmanagement.....	73
Abbildung 37: gemessener Lastgang eines Einfamilienhauses	74
Abbildung 38: gemessener Lastgang eines Einfamilienhauses	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Umrechnungsfaktoren laut TAEV zur Bemessung der von Überstrom-Schutzerichtungen für Leitungen und Kabel bei abweichenden Verlegebedingungen	19
Tabelle 2: Definition der Umrechnungsfaktoren laut TAEV zur Bemessung der von Überstrom-Schutzerichtungen für Leitungen und Kabel bei abweichenden Verlegebedingungen	20
Tabelle 3: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel	27
Tabelle 4: Netznutzungsrechtstabelle	28
Tabelle 5: Standardtarif mit Tarifstrom eines Standard-EFH bzw. einer VWE	30
Tabelle 6: Stromverlauf Tarifstrom und Ladestrom	31
Tabelle 7: Grafik Stromverlauf Tarifstrom und Ladestrom samt Auslösebereiche in Abhängigkeit der Anzahl der betriebenen Ladepunkte von Elektrofahrzeugen mit ungesteuerter Ladeleistung von 11 kW A	32
Tabelle 8: Netznutzungsrechtstabelle	33
Tabelle 9: Kostenberechnung für ein Standard-Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für ein Einfamilienhaus:	34
Tabelle 10: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel bei einer Vorsicherung von 80 A auf Basis der normativen Vorgaben der OVE E 8101 hinsichtlich des 1% Spannungsabfalls von der Übergabestelle des Verteilernetzbetreibers bis zur Messeinrichtung. 41	
Tabelle 11: Netznutzungsrechtstabelle	42
Tabelle 12: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für ein Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkten mit 11 kW.....	43
Tabelle 13: Überschlägige Leistungsberechnung für den Allgemeinbereich der Wohnanlage zur Ermittlung der Anschlussleistung	45
Tabelle 14: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel bei einer Vorsicherung von 224 A auf Basis der normativen Vorgaben der OVE E 8101 1% Spannungsabfalls von der Übergabestelle Verteilernetzbetreibers bis Messeinrichtung sowie den Tabellen 52.B.1 und 52.B.4	52
Tabelle 15: Netznutzungsrechtstabelle	53
Tabelle 16: Netznutzungsrechtstabelle aus: Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz	54
Tabelle 17: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für eine Wohnanlage	54
Tabelle 18: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für eine Wohnanlage	54
Tabelle 19: Überschlägige Leistungsberechnung einer Gewerbeanlage mit Festlegung einer jeweiligen Gleichzeitigkeit anhand betrieblicher Vorgaben	58
Tabelle 20: Überschlägige Leistungsberechnung einer Gewerbeanlage mit Festlegung einer jeweiligen Gleichzeitigkeit anhand betrieblicher Vorgaben OHNE Leistung Vorsehung für die Elektromobilität	59
Tabelle 21: Kostenberechnung für drei Hauptleitungskabel für den Gewerbebetrieb mit E-Mobilitätsvorbereitung	62
Tabelle 22: Kostenberechnung für drei Hauptleitungskabel für den Gewerbebetrieb OHNE E-Mobilitätsvorbereitung	63
Tabelle 23: Betriebsstromermittlung bei Ladeleistung 2,30 kW	67
Tabelle 24: Betriebsstromermittlung bei Ladeleistung 3,61 kW	68

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ACEA	European Automobile Manufacturers Association
AWE	allelektrifizierte Wohneinheiten
AWED	allelektrifizierte Wohneinheiten mit Durchlauferhitzer, allelektrifizierte Wohneinheiten mit Durchlauferhitzer
BEV	Battery Electric Vehicle
BMK	Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CCS	Combined Charging System
CO _{2e}	Kohlendioxid Äquivalent
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EFH-1LP	Einfamilienhaus mit 1 Ladepunkt
EFH-2LP	Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkte
HAK	Hausanschlusskasten
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
kVA	Kilovoltampere, Einheit der Scheinleistung
kW	Kilowatt, Einheit der Wirkleistung
NE6	Netzebene 6: jährlicher Energieverbrauch liegt über 100.000 kWA: versorgender Trafo liegt im Eigentum des Versorgers
NE7	Netzebene 7: jährlicher Energieverbrauch liegt unter 100.000 kWA: versorgender Trafo liegt im Eigentum des Versorgers
Netzpraxis	Eine von den österreichischen Versorgungsnetzbetreiber in Anlehnung an DIN VDE 0100-300 eingefügte eigene Einheitsleistung pro Wohneinheit
NvWE	nicht vollelektrifizierte Wohneinheiten
OVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
RCD	Residual Current Device (Fehlerstrom-Schutzeinrichtung)
Schnellladepunkten	Ladestationen mit Ladeleistungen von mehr als 22 kW
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen
TINETZ	Tiroler Netze GmbH
VCÖ	Verein VCÖ - Mobilität mit Zukunft
VWE	vollelektrifizierte Wohneinheit
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik

1. Übersicht

Im Übersichtskapitel wird die Motivation und die Zielsetzung dieser Diplomarbeit dargestellt, sowie ein Überblick über den Aufbau der Arbeit und deren Kapitel gegeben.

1.1. Motivation

Die Themenwahl basiert auf der Tatsache, dass man in der beruflichen Tätigkeit als Elektrotechniker mittlerweile bei jedem Projekt mit dem Thema Elektromobilität – Auslegung bzw. Vorbereitung der Ladeinfrastruktur – konfrontiert wird. Gleichzeitig gibt es seitens der Versorger, der Normenersteller als auch des Gesetzgebers keine zufriedenstellenden und abschließenden Vorgaben, um eine nachhaltige und praxistaugliche Anlage zu erstellen. Diese Vorgaben fehlen oder sind noch unzureichend, das heißt, die Regulatoren hinken der gelebten Praxis hinterher. Ein Beispiel für diese Tatsache sind Antworten wie diese des Bundesministeriums für Klimaschutz welche auf die Online-Anfrage: *„Kann ich mein E-Fahrzeug in meiner Hausgarage laden? Was ist zu beachten, sollte noch keine Ladestation verfügbar sein?“* auf deren Homepage folgende Antwort publizierte: *„Entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung von Elektromobilität gerade in den Städten wird sein, Lademöglichkeiten in Garagen und Abstellanlagen (zum Beispiel öffentliche Parkgaragen, Abstellplätze in Wohnbauten etc.) zu schaffen. Dazu wird derzeit daran gearbeitet, die Rahmenbedingungen für eine einfachere Errichtung dieser Ladeinfrastruktur zu schaffen. Außerdem wird auch der weitere Ausbau der Schnellladeinfrastruktur eine wichtige Rolle spielen, um Elektrofahrzeuge, ähnlich dem heutigen Tankstellenkonzept, an zahlreichen Punkten in der Stadt unter Verwendung hoher Ladeleistungen in kurzer Zeit aufladen zu können.“* (BMK)¹

1.2. Zielsetzung

Diese Arbeit soll anhand von einigen Praxisbeispielen, konkret im Einfamilienhaus, bei Wohnanlagen und bei kleineren bis mittleren Unternehmen, die Schwachstellen der derzeitigen Regelungen aufzeigen. Die Arbeit soll aufzeigen, dass diese in der derzeitigen Ausgestaltung nicht ausreichend sind, um eine, für alle Elektrofahrzeugnutzer zugängliche und nachhaltig verfügbare Ladeinfrastruktur in den genannten Bereichen zu gewährleisten. Losgelöst von primär die Versorger betreffenden Themen, wie zum Beispiel Netzauslegung und Netztopologie, befasst sich diese Diplomarbeit mit der Ladeinfrastruktur hinsichtlich der Elektromobilität (Elektrofahrzeuge) ab der Übergabestelle des Versorgungsnetzes (Abgangsklemmen der Hausanschlusssicherungen) vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) oder auch Verteilernetzbetreiber genannt, an den Kunden im privaten sowie im klein- und mittleren gewerblichen Bereich.

Diese Abhandlung befasst sich also nicht mit der Bereitstellung der Energie seitens des EVU oder der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Bereich, wie diese zum Beispiel für sogenannte Schnellladestationen notwendig wäre.

1.3. Aufbau der Arbeit (Kapitelübersicht)

Nach dem Übersichtskapitel (**Kapitel 1**) wird in **Kapitel 2** die Ausgangssituation bezüglich der Mobilität im Allgemeinen, sowie der Elektromobilität im Speziellen umrissen, das heißt,

¹ (BMK, 2021), https://www.bmk.gv.at/themen/mobilitaet/alternative_verkehrskonzepte/elektromobilitaet/faq.html

es wird erläutert, warum diese gerade jetzt so wichtig scheint. Dazu wird der geschichtliche Bezug angesprochen und vor allem auf die gesellschaftliche Brisanz hingewiesen.

In **Kapitel 3 und 4** werden die theoretischen bzw. die elektrischen Grundlagen erläutert, der Stand der Technik hinsichtlich der Ladeinfrastruktur dargestellt, sowie die gesetzlichen und elektrotechnischen Vorgaben aufgezeigt.

Die Praxisbeispiele werden in **Kapitel 5**, anhand der Grundlagen aus Kapitel 3 und eigener Berechnungen und Messungen, besprochen. In **Kapitel 6** werden die Ergebnisse der Praxisbeispiele zusammengefasst, um schließlich in **Kapitel 7** mit Lösungsansätzen abzuschließen.

2. Ausgangssituation

Um den mittlerweile nicht mehr wegzuleugnenden, von Menschen verursachten Klimawandel aufzuhalten oder zumindest abzuschwächen, sind wir zu einem Umdenken der Energienutzung und somit zu einer Abkehr der Verwendung herkömmlicher Energieträger gezwungen. Egal ob Benzin, Diesel, Gas oder Kohle, die fossilen Brennstoffe müssen durch alternative, am besten erneuerbare Energieträger, abgelöst werden. Die Elektrizität wäre hier eine Energieform, welche im Falle ihrer Gewinnung durch Sonne, Wind oder Wasserkraft als umweltschonend, regenerativ und somit nachhaltig angesehen wird. Als Sekundärenergieträger kann die Elektrizität in allen Lebensbereichen, ob zur Versorgung der Industrie, des öffentlichen Bereiches oder der privaten Haushalte, fossile Brennstoffe ersetzen. Dieser Ersatz herkömmlicher Energieträger durch Alternativen, die Steigerung der Energieeffizienz bei Verbrauchern und die generelle Energieeinsparung wird als „Energiewende“, als Transmission, bezeichnet. Damit einhergehend erleben wir auch einen Wandel in der Antriebsform der Mobilität. Wir befinden uns gerade am Anfang dieser Mobilitätswende.

2.1. Aktuelle Entwicklung der Mobilität

Der Mensch in unseren Breiten ist es gewohnt mobil zu sein. Diese Mobilität nimmt gerade im Individualverkehr ständig zu. Wirtschaftlicher Aufschwung bildet sich unmittelbar in der Anzahl der Autos, genauer der Personenkraftwagen, ab wie man anhand der osteuropäischen EU-Staaten eindrucksvoll ablesen kann. So liegt Polen mit 642 PKW's/100.000 EW und Estland mit 600 PKW's/100.000 EW bei der Motorisierungsrate laut ACEA-Statistik 2019 mittlerweile schon vor Deutschland und Österreich, Europaweit hinter Luxemburg und Italien an dritter bzw. vierter Stelle. (ACEA)

2.2. Verkehrssektor als CO₂ Emittent

Der Straßenverkehr verursachte 2019 in Österreich circa 30% der landesweiten Treibhausgas-(THG) Emissionen, auch als CO_{2e} benannt – Tendenz steigend.

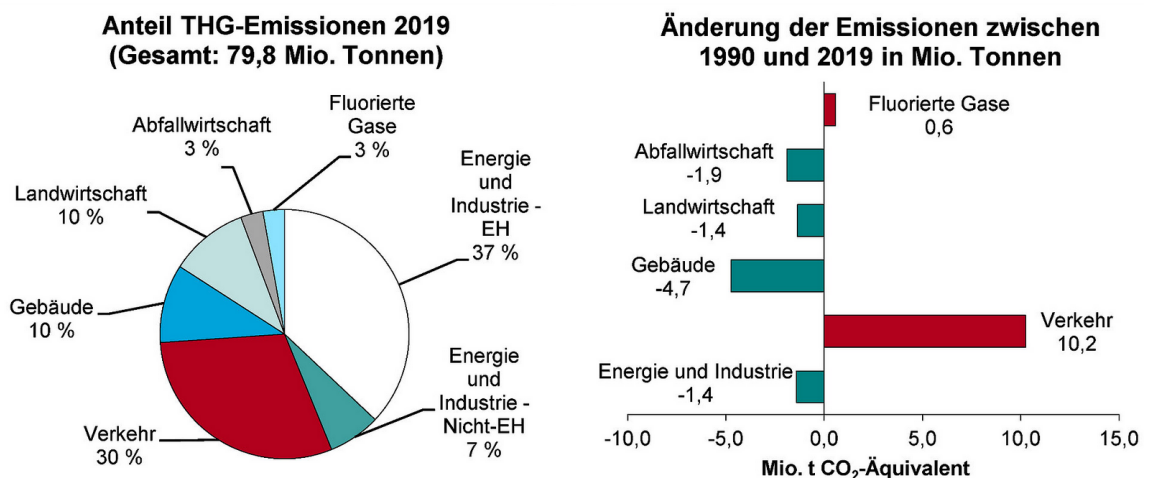


Abbildung 1: Treibhausgas-Bilanz 2019 nach Sektoren

(Umweltbundesamt GmbH)

Diese 30% ergeben zirka 24,0 Mio. Tonnen CO_{2e}. Damit ist der Verkehrssektor Hauptverursacher des THG-Ausstoßes. Im Verkehrssektor bedeutet dies, Alternativen zu dem schon vor circa 150 Jahren erfundenen Verbrennungsmotor zu finden, oder zumindest eine Abkehr der Verbrennung fossiler Energieträger zu erreichen.

2.3. Elektromobilität

Eine solche Alternative könnte, bezogen auf die Antriebsart, die Elektromobilität sein, d.h. Verbrennungsmotoren mit fossilen Kraftstoffen werden durch Elektromotoren ersetzt.

2.3.1. Warum Elektromobilität

Warum gerade die Elektromobilität jetzt als Ersatz für die fossilen Energieträger gilt, hängt primär mit der beschriebenen globalen Klimaentwicklung zusammen. Die vorgenannten Vorgaben staatlicher Stellen hinsichtlich des CO₂ Ausstoßes, dessen Nichteinhaltung empfindliche Strafen oder Fahrverbote mit sich ziehen, zeigen Wirkung. Die Automobilfirmen werden dazu bewegt, immer mehr elektrisch betriebene oder zumindest mit Hybrid-Antrieb ausgestattete Fahrzeuge zu produzieren.

Die Elektromobilität (BEV – Battery Electric Vehicle) ist keine Erfindung unserer Zeit. Des- sen Entwicklung begann schon 1820 mit den Forschungen des Dänen Hans Christian Ørsted, und somit ist diese älter als der Verbrennungsmotor. Die Elektromobilität konnte sich damals paradoxerweise gegen die nun zu ersetzenden fossilen Energieträger nicht durchsetzen. Das größte Problem stellte und stellt nach wie vor die Speicherung der elektrischen Energie und die Ladung dieser Speicher dar. So gilt es nun, neben der technologischen und logistischen Herausforderung für die Unternehmen, auch Überzeugungsarbeit gegenüber den Käufern und Nutzern der Fahrzeuge zu leisten. Das bisher über Generationen gewohnte, eng gespannte Tankstellennetz mit fossilen Primärenergieträgern und einer schnellen, unkomplizierten Betankung der Fahrzeuge innerhalb von wenigen Minuten, steht einer Ladung eines Akkumulators als Energieträger für ein Elektrofahrzeug, welches je nach gewünschter Kapazität Stunden dauern kann, gegenüber.

$$\text{Ladezeit (h)} = \frac{\text{Batterie(Akku)energie (kWh)}}{\text{Ladeleistung (kW)}}$$

Die Möglichkeit des Schnellladens hängt mit den vor Ort zur Verfügung stehenden elektrischen Leistungen zusammen, wobei wir heute bei der Ladung von Akkumulatoren nicht im Entferntesten zu den Betankungszeiten von herkömmlichen Autos mit Verbrennungsmotoren herankommen.

Anhand der Formel

$$\begin{aligned} \text{elektrische Energie} &= \text{Ladeleistung} \times \text{Ladezeit} \\ W &= P \cdot t \end{aligned}$$

wird dies verdeutlicht. Aufgrund technischer und physikalischer Gegebenheiten steht der notwendige Ladestrom nur begrenzt zur Verfügung. Dieser Umstand ist derzeit ein maßgebender Einflussfaktor für bzw. gegen den Kauf eines mit Batterie gespeisten Elektroautos.

2.3.2. Umfang der Elektromobilität

Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellt sich die Frage der Versorgung mit ausreichender elektrischer Energie, um diese Transformation glaubhaft umsetzen zu können. Kann für die benötigte Ladeinfrastruktur genügend elektrische Energie bereitgestellt werden, oder bedarf es Investitionen und neuer Kraftwerke um künftig die Benzin- und Dieselaautos ersetzenden Elektroautos zu „betanken“?

Österreich hat laut Statistik Austria mit Stichtag 31.12.2020 einen Fahrzeugbestand von circa 7,1 Millionen Fahrzeugen. Davon zählen circa 71,7% zu den Personenkraftwagen (PKW), das sind de facto 5,09 Millionen Fahrzeuge. Umgerechnet auf die Bevölkerung von circa 8,9 Millionen Menschen ergibt dies eine Fahrzeugdichte von ungefähr 570 PKW je 1000 Einwohner. Diese Zahl hat sich in den letzten Jahren zunehmend erhöht. Die täglich durchschnittlich gefahrenen Kilometer liegen nach einem Bericht des VCÖ mit Stand Februar 2021 bei 31 km. (VCÖ Mobilität mit Zukunft) (Statistik Austria)

Immer noch dominieren Autos mit Verbrennungsmotoren fossiler Kraftstoffe die Zulassungsstatistiken. Die Zahlen der derzeit im Verkehr befindlichen Elektrofahrzeuge (PKW) ist demgegenüber noch verschwindend klein. Es ist aber ein stetiges Wachstum zu verzeichnen. Wie aus unten angeführter Auswertung ersichtlich, legten BEV um 50,8% gegenüber 2019 (+41,7%) zu. Die größte Steigerung gab es hier bei Hybridfahrzeugen: Benzin/Elektro: +51,1%; Diesel/Elektro +133%:

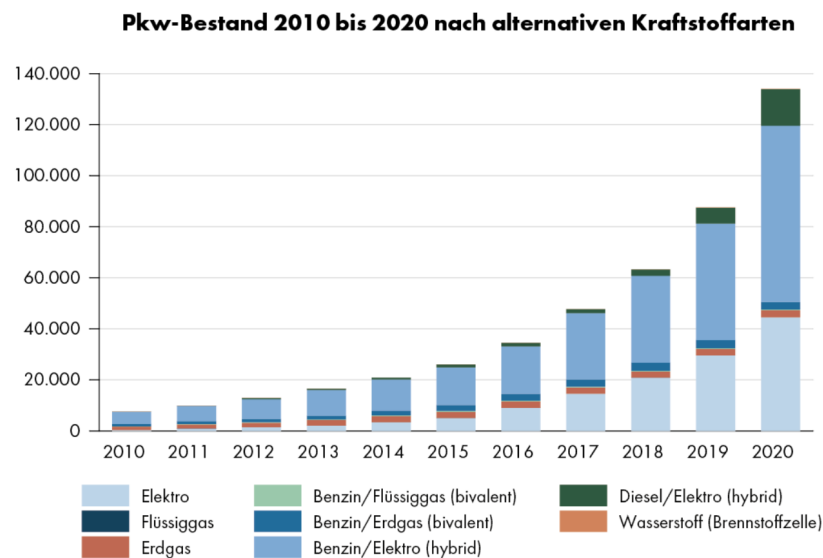


Abbildung 2: PKW-Bestand nach alternativen Kraftstoffarten in Österreich zum Stichtag 31.12.2020

(Statistik Austria)

2.3.3. Umsetzung der Elektromobilität

Die Umsetzung bezieht sich auf die fahrzeugunabhängige, notwendige Betankung, beziehungsweise im Falle der BEV auf die Ladung dieser. Die Ladeinfrastruktur ist das Herzstück der „Energiewende“ in Punkto Elektromobilität. Ohne diese kann keine nachhaltige Transformation stattfinden.

Hohe Ladepunkteleistungen sind im öffentlichen (in Städten, Gemeinden und am Hauptstraßennetz) und halböffentlichen Bereich (Hotels, Einkaufszentren) vorhanden. Der Staat mit seinen Kommunen, Energieversorgungsunternehmen und Automobilhersteller fördert diesen Ausbau, wodurch die Anzahl dieser Ladepunkte ständig steigt.

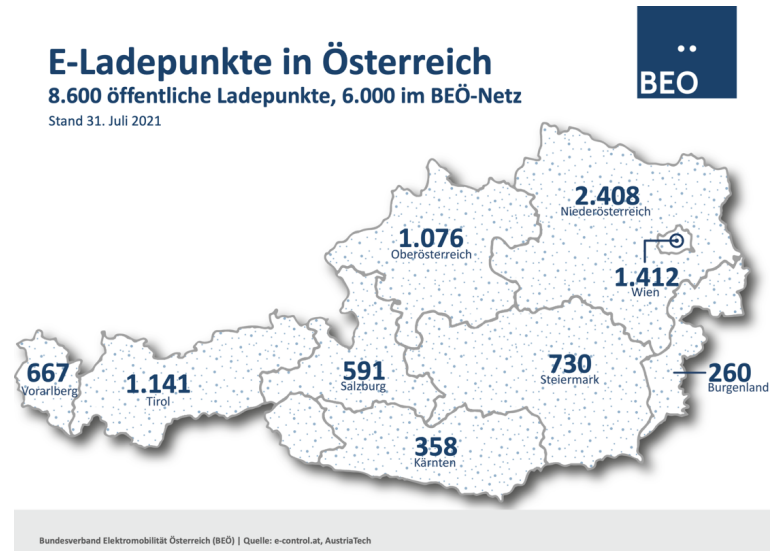


Abbildung 3: Anzahl der öffentlich zugänglichen Ladepunkte nach Bundesländern geordnet mit Stand Juli 2021

(MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG)

Diese Ladepunkte im öffentlichen- oder halböffentlichen Bereich sind für Fahrten von längeren Strecken wichtig, um eine Betankung zwischen Start- und Zielpunkt möglich zu machen. Entscheidend wird die Möglichkeit der Ladung von Elektrofahrzeugen im privaten Bereich sein. In der Praxis findet diese zu 80 bis 90% dort statt, obwohl die Ladeleistungen meist weit unter jenen im öffentlichen Bereich liegen. Die längeren Ladezeiten werden in Kauf genommen, da es praktischer ist, sein Elektroauto in Bereichen zu laden, wo dieses ohnehin längere Zeit unbenutzt abgestellt ist, sei es zu Hause oder am Arbeitsplatz.

Entscheidend für die Mobilitätswende ist es also, dass die Ladeinfrastruktur in diesen privaten Bereichen funktionieren kann, weshalb dieser Bereich als Analysebasis für die Diplomarbeit gewählt wurden.






3. Theoretische Grundlagen

Die aus Klimaschutzgründen wichtige Abkehr von Verbrennungsmotoren im Personenkraftwagenbereich hin zur Elektromobilität ist eine sehr junge Entwicklung an dessen Anfang wir derzeit stehen. Damit zusammenhängend ist auch die Gesetzes- und Normenlage der Ladeinfrastruktur im Entstehen.

Die wichtigste Grundlage für die Ausrollung der Elektromobilität wurde aber bereits durch die Europäischen Union mit der Einführung eines zumindest für Europa genormten, einheitlichen Steckersystems und den damit zusammenhängender Ladebetriebsarten geschaffen.

3.1. Ladesteckvorrichtsysteme

Europaweit sind folgende Ladesteckertypen zu finden:

Stecker	Schuko	Typ 1	Typ 2	CCS	CHAdeMO
Bauform					
Leistung	max. 3,7 kW 1-phasig	max. 7,6 kW 1-phasig	max. 43.5 kW 3-phasig	max. 350 kW 5-phasig	max. 200 kW (in 2020)
Ladeart	Drehstrom (AC)	Drehstrom (AC)	Drehstrom (AC)	Gleichstrom (DC)	Gleichstrom (DC)
Infos	Die klassische Haushaltssteckdose. Lädt sehr langsam. Typ CEE 7/3	Meist in asiatischen oder in amerikanischen Fahrzeugen verbaut. Norm SAE J1772	Der Standard in Europa. An öffentlichen und privaten Ladestationen o. Wallboxen. EN 62196 Typ 2	Auch Combo-2 genannt. Wird an Schnell-Ladestationen verwendet. IEC 62196	Meist in asiatischen Autos verbaut. Wird an Schnell-Ladestationen verwendet.

© ladewunder.de

Übersicht der gängigsten Ladestecker für Elektrofahrzeuge (2020)

Abbildung 4: Steckerarten in Europa nach ihrer Ladeleistung angeführt

(Ladewunder Online-Shop)

Beim CCS System wird die Wechselstrom- und Gleichstromladung in einem Steckersystem kombiniert. Es gibt neben der europäischen Variante Combo-2 auch die amerikanische Variante, namens Combo-1. Beide sind weltweit genormt und in der IEC 62196 (En 62196) im Teil 3 enthalten. (TAEV)

Als Standard in Sachen Ladestecker für private Wallboxen bis 22 kW als auch für öffentliche AC-Schnellladestationen bis 43,5 kW hat sich der (IEC)Typ 2 Stecker bereits seit seiner Einführung im Jahre 2013 positioniert. Der als EN 62196 Typ 2 Stecker benannte Stecker wurde vom deutschen Unternehmen Mennekes entwickelt. 2009 erfolgte die Einreichung bei der IEC als offener Normenentwurf. 2013 wurde dieser Ladestecker schließlich von der Europäischen Kommission als Standard für Europa vorgeschlagen und festgelegt.



Abbildung 5: (IEC)Typ 2 Stecker – Mennekes Stecker

(MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG)

Der Anschluss hat neben der Spannungsversorgung auch noch Kontakte für Steuer- und Schutzzwecke enthalten. Die Steckerbelegung sieht dabei folgendermaßen aus:

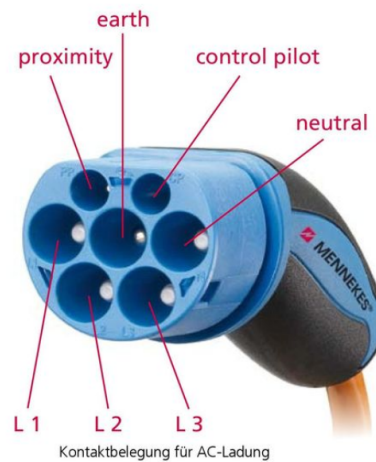


Abbildung 6: (IEC)Typ 2 Stecker – Mennekes Stecker mit Belegung

(MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG)

Steckerbelegung bei der Combo-2-Gleichstromladung:

- PE ... (Protective Earth) Schutzleiter (Erdpotential)
- CP ... (Control Pilot) zum Dialog zwischen Ladestation und Fahrzeug mittels Analogsignal
- PP ... (Proximity Pilot) zur Begrenzung des Ladestromes mittels Widerstandscodierung, damit das verwendete Ladekabel nicht überlastet wird
- DC+ ... (Direct Current +) Gleichstromladung, Pluspol
- DC- ... (Direct Current -) Gleichstromladung, Minuspol

Für die Schnellladeeinrichtungen mit Gleichspannung (Mode 4) wird in Europa der CCS-Typ 2 Stecker verwendet.



Abbildung 7: CCS Stecker

(PHOENIX CONTACT GmbH)

Dabei sind Ladeströme mit bis zu 250 A bei 1000 V DC-Spannung möglich - gekühlt sogar 500 A.

Aktuell entwickeln gerade China (China Electricity Council (CEC)) und Japan (CHAdeMO Association) eine neue Steckergeneration für einen neuen gemeinsamen Schnellladestandard, welcher noch mehr Leistung als das europäische CCS transportieren und als globaler Standard etabliert werden soll. Dabei ist der Stecker auf 900 A bei 1000 V ausgelegt. Ein Prototyp wurde bereits im Sommer 2019 bei der Generalversammlung der CHAdeMO Association gezeigt.



Abbildung 8: Prototyp des 900 A, 1000 V Steckers von CCEC und CHAdeMO

(Electrive Branchendienst für Elektromobilität)

3.2. Ladebetriebsarten

Die Ladebetriebsarten (Lademodi) sind in der EU-Richtlinie 2014 / 94 / EU geregelt. Diese enthält unter anderem Mindestanforderungen hinsichtlich der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und hier speziell zu Anhang II Nummer 1.1 (Normalladepunkte) und 1.2 (Schnellladepunkte). Diese Richtlinie war ausschlaggebend für die Etablierung einer europaweit einheitlichen standardisierten Ladeinfrastruktur mit einheitlichen Ladesteckern. In der ÖVE/ÖNORM EN 61851-1 (entspricht der DIN EN 61851-1 (VDE 0122-1), als nationale Umsetzung dieser EU-Richtlinie, werden die entsprechenden Ladebetriebsarten (Mode 1 (Haushaltssteckdose) bis Mode 4 (DC-Ladung) abgebildet.

(ÖVE/ÖNORM EN 61851) (Europäische Union)

- Mode 1: Laden mit Wechselspannung (AC-Laden) an einer Standard-Haushaltssteckdose (Schuko-Steckdose) oder einer Steckdose nach ÖVE/ÖNORM N 60309 (Steckdosen für industrielle Anwendung – blaue, 1-phasige Ausführung).
- Mode 2: Wie Mode 1, aber zusätzlich ist das Ladekabel mit einer „In-Cable-Control-Box (ICCB)“ ausgestattet. In dieser Box ist ein Fehlerstromschutzschalter mit $I_{\Delta N} \leq 30 \text{ mA}$ als Schutzschalter enthalten.
- Mode 3: Laden an Wechselspannung (AC) an einer Typ 2 Steckdose oder mittels fest an der Ladestation angeschlossenem Mode 3 Ladekabel. Es gibt eine definierte Kommunikation (Steuereinrichtung) zwischen der Ladestation und dem Fahrzeug sowie integrierte Schutzeinrichtungen.
- Mode 4: Schnelles Laden mit Gleichspannung (DC-Laden) an speziellen DC-Ladestationen. Die Steuer- und Schutzeinrichtungen sind in der Ladesäule fest integriert.

3.3. Netzebenen

In Österreich wird das Stromnetz auf Basis des Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetzes in 7 Netzebenen (NE) unterteilt. Jede Netzebene unterscheidet sich durch das Spannungsniveau oder den Anschlusspunkt von der vorhergehenden. (RIS)²

² vgl. (RIS, 2021). EIWOG 2010 § 25 Abs. 5

- Netzebene 1: 380 kV und 220 kV (Höchstspannung)
- Netzebene 2: Umspannung von 380 kV und 220 kV auf 110 kV
- Netzebene 3: 110 kV (Hochspannung).
- Netzebene 4: Umspannung von 110 kV auf 10 kV bis 30 kV
- Netzebene 5: 10 kV bis 30 kV (Mittelspannung).
Ein Anschluss in der NE 5 bedingt den Kauf des Transformators.
- Netzebene 6: Umspannung von 10 kV bis 30 kV auf 400 V
Ein Anschluss in der NE 6 steht nur Kunden mit einem jährlichen Energiebezug von ≥ 100.000 kWA zur Verfügung. Der Transformator verbleibt im Eigentum des Verteilernetzbetreibers.
- Netzebene 7: 400 V (Niederspannung)
Dies ist der Standardanschluss für den privaten Bereich sowie für kleinere Betriebe. Der jährliche Energiebezug beträgt hier < 100.000 kWA.

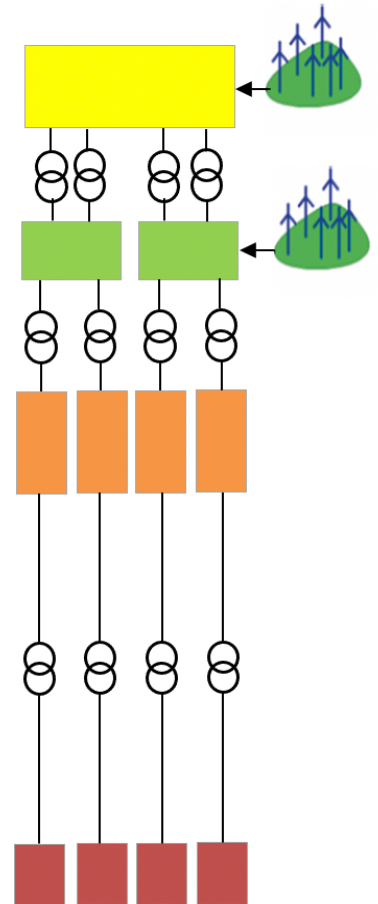


Abbildung 9: Grafik in Anlehnung an Buch; Energiesysteme: regenerativ und dezentral (Brauner)

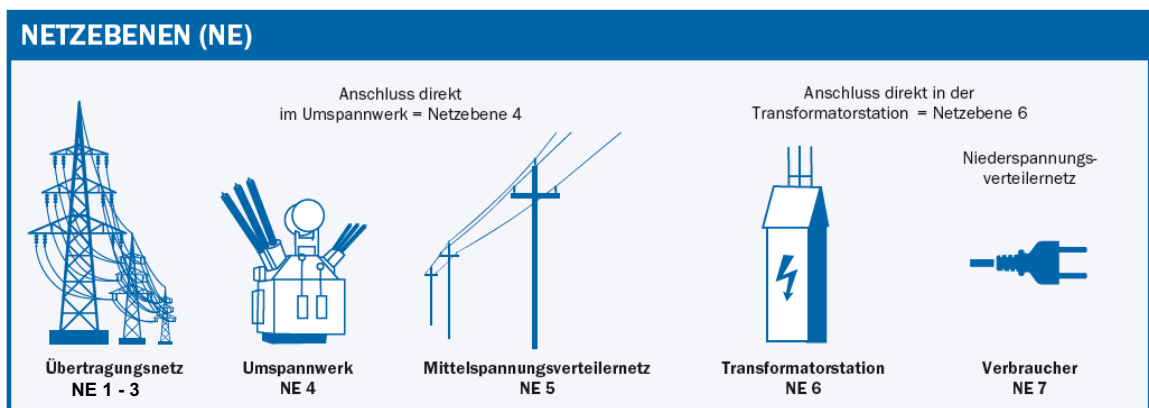


Abbildung 10: Einteilung der Netzebenen


(E-Control)

3.4. Tarifmodelle

Mit dieser Netzebenenunterscheidung geht auch die Tarifgestaltung der Netzbetreiber einher. Für die gegenständliche Untersuchung wird das Tarifblatt (Preisblatt) der TINETZ verwendet, des größten landesweiten Verteilernetzbetreibers Tirols.

TINETZ-
Tiroler Netze GmbH
Bert-Köllensperger-Straße 7
6065 Thaur

Ein Unternehmen der
TIWAG-Gruppe



Preisblatt

(alle angeführten Werte verstehen sich netto ohne gesetzliche Umsatzsteuer)

Ihr Ansprechpartner: Service Center
Telefon: +43 (0)50708 190
Fax: +43 (0)50708 199
E-Mail: sc@tinetz.at

gültig ab 01.08.2021

Netzbereitstellungsentgelt bei erstmaligen Anschluss oder Erhöhung des Netznutzungsrechts		Netznutzungsentgelt für die Netzebene 5		
in der Netzebene 7	193,00 EUR/kW	Leistungspreis: pro Jahr	42,12 EUR/kW	
in der Netzebene 6	173,00 EUR/kW	Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	1,14 Cent/kWh	
in der Netzebene 5	133,00 EUR/kW	Winter/Sommer NT	0,83 Cent/kWh	
in der Netzebene 4	68,00 EUR/kW	Netzverlustentgelt für die Netzebene 5		
in der Netzebene 3	20,00 EUR/kW	0,140 Cent/kWh		
in der Netzebene 2	9,80 EUR/kW	Netznutzungsentgelt für die Netzebene 4		
Netznutzungsentgelt für die Netzebene 7		Leistungspreis: pro Jahr	35,40 EUR/kW	
7.1 gemessene Leistung		Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	0,60 Cent/kWh	
Leistungspreis: pro Jahr	41,88 EUR/kW	Winter/Sommer NT	0,39 Cent/kWh	
Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	2,39 Cent/kWh	Netzverlustentgelt für die Netzebene 4		
Winter/Sommer NT	1,70 Cent/kWh	0,118 Cent/kWh		
7.2 nicht gemessene Leistung		Netznutzungsentgelt für die Netzebene 3		
Grundpreis: pro Jahr	36,00 EUR	Leistungspreis: pro Jahr	26,52 EUR/kW	
Arbeitspreise: Winter/Sommer HT und NT	3,97 Cent/kWh	Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	0,42 Cent/kWh	
7.3 nicht gem. Leist. mit zwei Tarifzeiten		Winter/Sommer NT	0,30 Cent/kWh	
Grundpreis: pro Jahr	36,00 EUR	Netzverlustentgelt für die Netzebene 3		
Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	4,62 Cent/kWh	0,073 Cent/kWh		
Winter/Sommer NT	2,74 Cent/kWh	Entgelt für Messleistungen		
Netzverlustentgelt für die Netzebene 7	0,260 Cent/kWh	Wechselstromzählung	12,00 EUR/Jahr	
Netznutzungsentgelt für die Netzebene 6		Drehstromzählung	28,80 EUR/Jahr	
Leistungspreis: pro Jahr	42,60 EUR/kW	Niederspannungs-Wandlerzählung	67,20 EUR/Jahr	
Arbeitspreise: Winter/Sommer HT	1,89 Cent/kWh	Mittelspannungs-Wandlerzählung	720,00 EUR/Jahr	
Winter/Sommer NT	1,36 Cent/kWh	Für sonstige Geräte im Zusammenhang mit Messleistungen, die im Eigentum der TINETZ stehen werden 1,5% des Wiederbeschaffungswertes der Geräte als Entgelt pro Monat verrechnet.		
Netzverlustentgelt für die Netzebene 6	0,233 Cent/kWh	Zusatzleistungen: Prepaymentzählung		
Elektrizitätsabgabe		19,20 EUR/Jahr		
1,5 Cent/kWh		Blindarbeit in allen Netzebenen		
		Winter	2,0494 Cent/kvarh	
		Sommer	1,0247 Cent/kvarh	
Erneuerbaren-Förderbeitrag für die Netzentgeltkomponenten:				
Entgelt je Netzebene	Netznutzung (Leistung)	Netznutzung (Arbeit)	Netzverluste	Erneuerbaren-Förderpauschale je Zählpunkt (ZP)
Netzebene 7 (nicht gem. Leistung)	10,752 EUR/ZP/Jahr	1,214 Cent/kWh	0,084 Cent/kWh	35,97 EUR/Jahr
Netzebene 7 (gem. Leistung)	12,381 EUR/kW/Jahr	0,746 Cent/kWh	0,084 Cent/kWh	35,97 EUR/Jahr
Netzebene 6	12,689 EUR/kW/Jahr	0,487 Cent/kWh	0,028 Cent/kWh	1.046,30 EUR/Jahr
Netzebene 5	12,013 EUR/kW/Jahr	0,320 Cent/kWh	0,032 Cent/kWh	17.002,31 EUR/Jahr
Netzebene 4	13,686 EUR/kW/Jahr	0,278 Cent/kWh	0,030 Cent/kWh	114.438,65 EUR/Jahr
Netzebene 3	11,457 EUR/kW/Jahr	0,226 Cent/kWh	0,033 Cent/kWh	114.438,65 EUR/Jahr
Netzebene 1 und 2	2,721 EUR/kW/Jahr	0,067 Cent/kWh	0,019 Cent/kWh	114.438,65 EUR/Jahr

Tarifzeiten:
Hochtarif (HT): täglich von 6 bis 22 Uhr Winter: 1. Oktober bis 31. März
Niedertarif (NT): täglich von 22 bis 6 Uhr Sommer: 1. April bis 30. September
für HT und NT bleibt die Sommerzeit unberücksichtigt

Preisangaben EUR/Jahr: Bei einer zeitanteiligen Verrechnung entspricht ein Jahr 365 Tagen.
Ist der Abrechnungszeitraum kleiner als ein Jahr, erfolgt eine anteilige Verrechnung nach Anzahl der Tage.

Verrechnung Entgelte für Messleistungen: Das Entgelt für Messleistungen ist auf einen Zeitraum von einem Monat bezogen. Im Falle von Jahresverbrauchsabrechnungen erfolgt eine taggenaue Aliquotierung

Abbildung 11: TINETZ Preisblatt 2021-08

(TINETZ)

Zur Preisgestaltung kann man grundsätzlich sagen: je niedriger die Netzebene, desto geringer die Kosten, welche an den Netzbetreiber zu bezahlen sind. Dies gilt für den Anschluss (Netzbereitstellungsentgelt), als auch für Energiekosten für den Betrieb. Gleichzeitig steigen aber wiederum die Kosten, welche für die Infrastruktur vom Netzkunden selbst aufgebracht werden müssen. Somit bezahlt der Nutzer in der Netzebene 6 pro kW

Netznutzungsrecht € 173,00. In der Netzebene 5 kostet ein kW Netznutzungsrecht € 133,00, also um fast 25% weniger. Der Kunde hat in der Netzebene 5 die Trafokosten selbst zu bezahlen, welche für dieses Segment, zum Beispiel bei einem 630 kVA Trafo, € 50.000,00 bis € 70.000,00 betragen können.

Die für diese Arbeit relevante Netzebene sind die NE 7 und NE 6, wobei die NE 7 für den privaten und kleineren gewerblichen Bereich üblich ist.

Auf Basis des Preisblattes der TINETZ bedeutet dies, dass für die Netzebene 7 Anschlusskosten pro kW in der Höhe von € 193,00 anfallen. Die Energiekosten für den laufenden Betrieb betragen in der NE 7 derzeit circa € 0,17 (alle Preisangaben netto).

3.5. Normative Vorgaben zur Elektromobilität

Normative Vorgaben hinsichtlich der Elektromobilität im speziellen sind, wie schon zuvor erwähnt, derzeit noch sehr wenig vorhanden, wobei diese aber immer mehr und immer detaillierter im Entstehen sind. Hier hinkt die Gesetzes- und Normengebung der Entwicklung in der Technik hinterher.

Ausgehend von der eigentlichen Ursache für diese technische Entwicklung, nämlich dem Klimawandel und die damit verbundene notwendige Abkehr von fossilen Energieträgern, gibt vorwiegend die EU mit ihren Verordnungen und Richtlinien die Richtung zur Erreichung der international vereinbarten Klimaschutzziele vor. Damit zusammenhängend sind diese in die Bundes- und Landesgesetzgebung zu übernehmen.

Die Richtlinie der Ladebetriebsarten dient als Standard für die Hersteller von Elektrofahrzeugen, Ladestationen, Steckergeräten und sonst mit der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen in Zusammenhang stehenden Unternehmen. Mit der CO₂ Flottengrenzwert-Verordnung, welche grob zusammengefasst die Emissionsgrenzen von Neuwagen der Hersteller in der EU regelt und bei nicht Erreichen dieser, mit hohen Strafzahlungen droht, wurde eine der ersten, für die Förderung der Elektromobilität richtungsentscheidenden Vorgaben gemacht. Diese Richtlinie führte unter anderem dazu, dass die Hersteller zur Erreichung ihrer Flotten-Emissionsziele vermehrt auf Hybrid-Fahrzeuge setzen. Mit einer sehr geringen Reichweite von meist circa 50 Kilometer, reicht diese aber aus, um die tatsächliche CO₂ Emission des Fahrzeugs zu halbieren, da der CO₂ Ausstoß auf 100 km berechnet wird.

In der Gebäudeeffizienzrichtlinie sind Vorgaben über die Errichtung von Ladepunkten bei Wohn- und Nicht-Wohngebäuden enthalten. Diese stellt unter anderem die Basis für das Tiroler Landesgesetz aus dem Jahre 2020 zur Umsetzung von Ladepunkten dar.

Die Erneuerbare-Energie-Richtlinie enthält Bestimmungen hinsichtlich intelligenter Verkehrssysteme und gibt Anstöße zur Weiterentwicklung der Elektromobilität.

4. Elektrotechnische Grundlagen, Berechnungsbeispiele

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im privaten und kleingewerblichen Bereich ist in Österreich auf Basis der für die Elektroinstallation zu Grunde liegenden Vorschriften lt. Elektrotechnikgesetz 1992 sowie den entsprechenden Verordnungen (letztgültige Elektrotechnikverordnung 2020) zu errichten. (RIS)

Diese normativen Vorgaben bilden die Grundlage zur Untersuchung der jeweiligen privaten und kleineren gewerblichen Bereiche hinsichtlich der notwendigen Bemessung und Dimensionierung der Ladeinfrastruktur.

4.1. Bemessung und Dimensionierung der Ladeinfrastruktur

Zur Bemessung und Dimensionierung der Ladeinfrastruktur benötigt es eine mannigfaltige Anzahl von Auslegungen und Berechnungen, um schrittweise, unter Einhaltung der rechtlichen und technischen Vorgaben, zu einer praktikablen und technisch nachhaltigen Ausführungsvariante bei den unterschiedlichen Objekten zu gelangen. Für die Berechnungen werden hierfür die - laut TAEV-Vorgabe - anzusetzenden Wirk-Größen (ohmsch) verwendet. Auch hinsichtlich des Spannungsabfalls wird die Berechnung laut TAEV³ angesetzt. (TAEV)

Dabei ist es für die Untersuchung der jeweiligen Bereiche notwendig, folgende Werte zu ermitteln:

- Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs des Objekts (Allgemeiner Bedarf und Bedarf für die Elektromobilität)
- Dimensionierung des Hausanschlusses, beziehungsweise der Hauptleitung des Objekts
- Und zum Vergleich und zur Vollständigkeit die Ermittlung der Kosten des Hausanschlusses.

4.1.1. Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs

Bei der Ermittlung der notwendigen elektrischen Versorgungsleistung wird zwischen Standardobjekten (zum Beispiel Einfamilienhäusern, Wohnanlagen) und Individualobjekten (zum Beispiel luxuriösere Einfamilienhäuser, gewerbliche Anlagen) unterschieden.

Weiteres muss der Wert für den allgemeinen Bedarf und jener für die Elektromobilität aufgrund unterschiedlicher Gleichzeitigkeitsfaktoren separat berechnet werden. Bei den Standardobjekten sind die normierten Leistungsvorgaben des Normen- oder Gesetzgebers oder des Verteilernetzbetreibers (EVU) für die weiteren Betrachtungen heranzuziehen. Diese gelten als Mindestwerte. Neben den in der ÖVE/ÖNORM E 8016 vorgegebenen anzunehmende maximal installierte Leistung pro Wohneinheit von 38 kW bei einer maximalen gleichzeitigen Belastung von 18 kW für eine vollelektrifizierte Wohneinheit (VEW), sind bei mehreren VEW laut TAEV/III „2.1.1 Bemessung der Betriebs-(Nenn-)stromstärke von Wohngebäuden“ zur Ermittlung der Betriebs-(Nenn-)stromstärke und

3 vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020) Pkt. 2.4 (5.4)

folglich durch die konstante Versorgungsspannung auch der Betriebs-(Nenn-)Leistung (Anschlussleistung), die Summenleistung der jeweiligen Wohneinheit heranzuziehen. Diese Summenleistung ergibt sich durch Addition der Leistungen der einzelnen Wohnungstypen (VWE, AWE, usw.) und Multiplikation mit einem, aus einer vorgegebenen Grafik zu ermittelnden, Gleichzeitigkeitsfaktor GZF. Als Basiswert zur Bildung der Summenleistung der einzelnen Wohnungstypen dient, der zuvor bereits erwähnte, in ÖVE/ÖNORM E 8016 angeführte Wert von 18 kW für eine vollelektrifizierte Wohneinheit (VWE). Unter vollelektrifizierte Wohneinheiten (VWE) versteht man im Unterschied zu allelektrifizierten Wohneinheiten (AWE), Wohneinheiten, bei denen die Raumheizung nicht elektrisch erfolgt. (ÖNORM E 8016)

Bei Individualobjekten wird der Leistungsbedarf auf Basis konkret eingesetzter oder geplanter elektrischer Verbraucher und Multiplikation mit den aus der Praxis gewonnenen typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren GZF, laut TAEV/II „Pkt. 2.1.2 Bemessung der Betriebs-(Nenn-)stromstärke von Gewerbe-, Industrie – und Öffentlichen Anlagen“ ermittelt. Die verwendeten, typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren GZF stammen aus der DIN VDE 0100-100. Diese Gleichzeitigkeitsfaktoren sind zweigeteilt zwischen Versorger (EVU) und Versorgtem (Endverbraucher), wobei sich die Normierung auf letztere bezieht. Zur Versorgung von Elektrofahrzeugen wurden mit Erscheinen der letztgültigen TAEV im September 2020 eigene Werte und Gleichzeitigkeitskurven eingeführt. Es muss lt. TAEV/II der unter „2.1.1 Bemessung der Betriebs-(Nenn-)stromstärke von Wohngebäuden“ angeführte Wert von 11 kW pro Wohneinheit bei der Leistungsermittlung berücksichtigt werden. (TAEV), (DIN VDE 0100-100)

Konkret sieht die Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs bei einem Standardobjekt, wie zum Beispiel bei einem Einfamilienhaus (Einzelverbraucheranlage ist einer vollelektrifizierten Wohneinheit gleichzusetzen) folgendermaßen aus:

1. Die maximal installierte Leistung einer vollelektrifizierten Wohneinheit (VWE) wird in gegenständlicher Norm mit **38 kW** bei einer maximalen gleichzeitigen Belastung von **18 kW** angenommen. (ÖNORM E 8016)
2. Die Einzelanlage ist als Drehstromanlage auszuführen.

Diese 18 kW eingesetzt in die Formel zur Berechnung des Stromes, ergibt:

$$I_{R(1VWE)} = \frac{P_{R(1VWE)}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{18 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 28,87 \text{ A}$$

$P_{R(1VWE)}$ Bemessungsanschlussleistung für 1 vollelektrifizierte Wohneinheit (R...rated)

$I_{R(1VWE)}$ Bemessungsstrom für 1 vollelektrifizierte Wohneinheit (R...rated)

4.1.2. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs

In der ÖVE/ÖNORM E 8016 wird eine maximale gleichzeitige Belastung von 18 kW bei Einzelverbraucheranlagen vorgegeben. (ÖNORM E 8016)

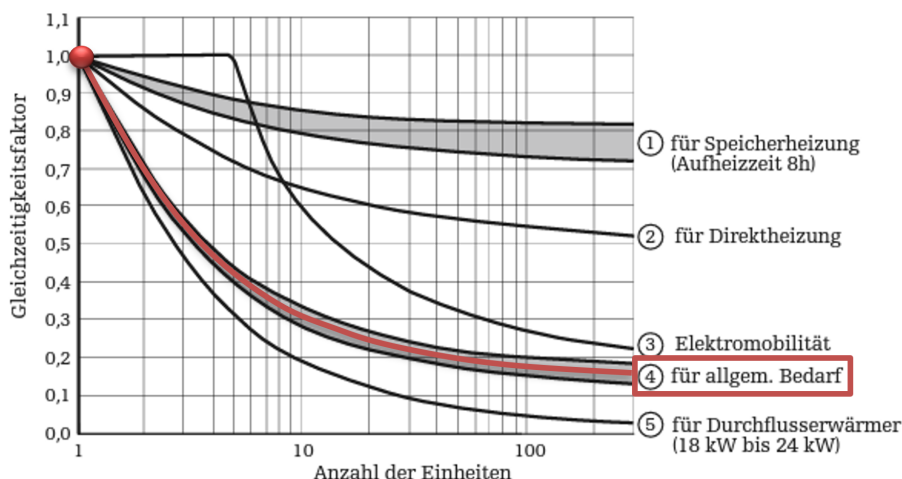


Abbildung 12: Gleichzeitigkeitsfaktor Anlagen für Wohnzwecke, Kurve für allgemeinen Bedarf

(Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Hinweis: Vollelektrifizierte Wohneinheiten (VWE) sind mit Pkt. 4 für allgemeinen Bedarf der Tabelle gleichzusetzen.

Daraus errechnet sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Wohneinheiten wie folgt:

$$\text{Anschlussleistung}_{(VWE)} = \text{Anzahl der VWE} \cdot 18 \text{ kW} \cdot GZF_{(n_{\text{allgem. Bedarf}})}$$

Bei nur 1 Wohneinheit ist der Gleichzeitigkeitsfaktor $GZF_{(1_{\text{allgem. Bedarf}})}$ 1, daher ergibt sich:

$$\text{Anschlussleistung}_{(VWE)} = 1 \cdot 18 \text{ kW} \cdot 1$$

Die zu berücksichtigende Anschlussleistung für vollelektrifizierte Wohneinheiten (VWE) ist **18 kW**.

4.1.3. Ermittlung des Leistungsbedarfs Elektromobilität

Der in der aktuellen TAEV 2020/II unter „2.1.1 Bemessung der Betriebs-(Nenn-) stromstärke von Wohngebäuden“ angeführte, für jede Wohneinheit festgelegte Wert von 11 kW, ist hier anzuwenden. Demnach sind für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge pro Ladepunkt zusätzliche **11 kW** elektrische Anschlussleistung vorzusehen. (TAEV)

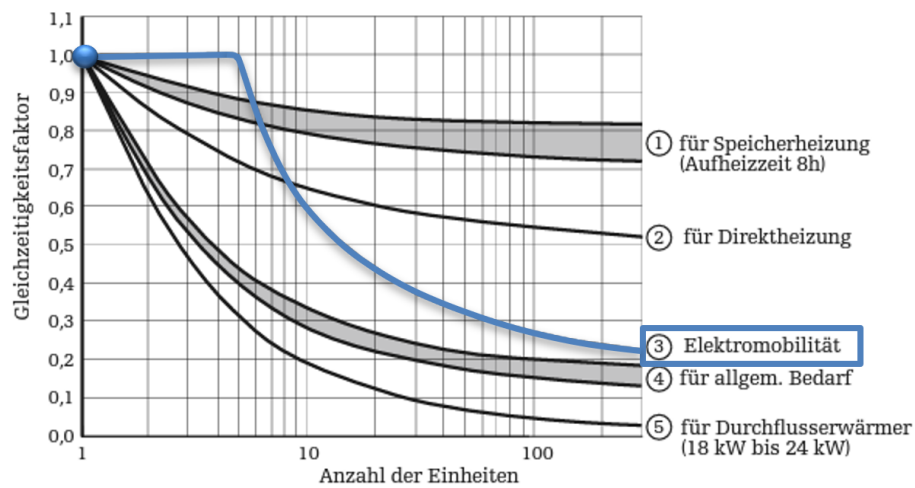


Abbildung 13: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“;
Kurve Elektromobilität
 (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Anhand der Ladekurve eines Elektrofahrzeugs (hier am Beispiel eines BMW i3/120 Ah) wird deutlich, dass die Ladung über etwas mehr als 80% der Ladezeit mit dem maximalen Ladestrom durchgeführt wird. Dies gilt bei konstanter Spannung somit auch für die Ladeleistung von hier circa 11 kW.

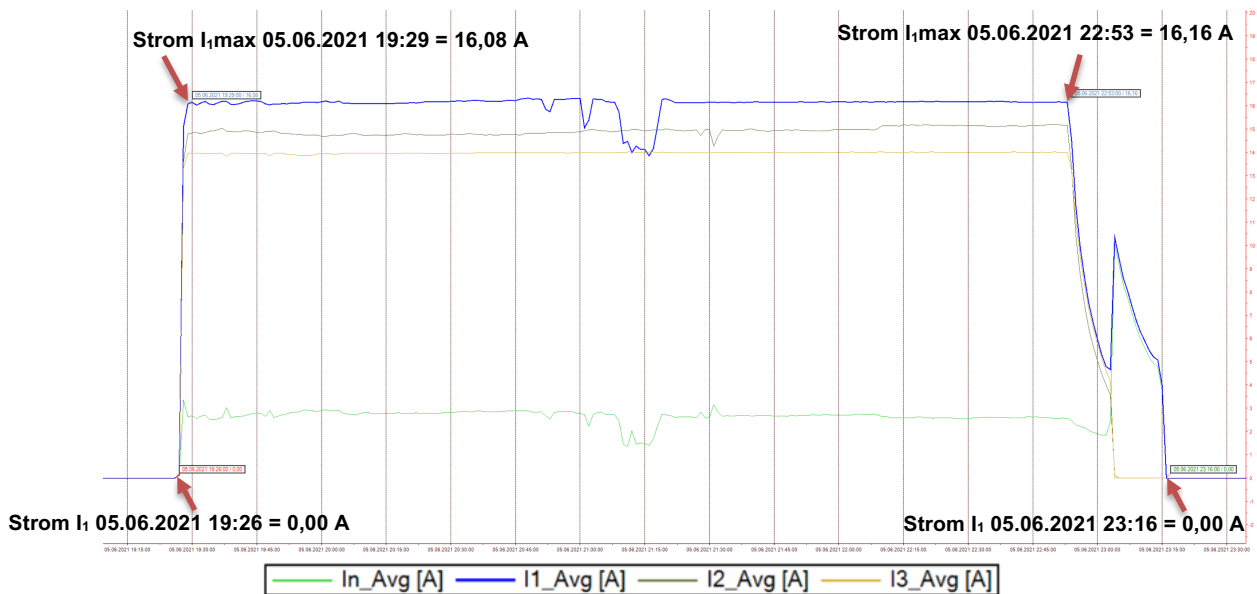


Abbildung 14: aufgezeichnete Ladung eines Elektrofahrzeugs (BMW i3/120Ah)
Aufzeichnung vom 05.06.21 19:26 - 05.06.21 23:12; Gesamtdauer: 3h:46min
 (Eigene)

Daraus errechnet sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Elektromobilität wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Anschlussleistung}_{(nE-mob)} &= \text{Anzahl der WE} \cdot \text{Anzahl der Ladepunkte} \cdot \text{Ladeleistung pro Ladepunkt} \\ &\cdot \text{GZF}_{(nE-mob)} \end{aligned}$$

Bei nur 1 Wohneinheit und 1 Ladepunkt ergibt sich:

$$\text{Anschlussleistung}_{(1E-mob)} = 1 \cdot 1 \cdot 11 \text{ kW} \cdot 1 = 11 \text{ kW}$$

Die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Ladepunkte der Elektrofahrzeuge (Elektromobilität) pro Wohneinheiten (WE) ist also mit **11 kW** zu berücksichtigen. Die Summenleistung aus Anschlussleistung der Wohneinheiten und Anschlussleistung der Elektromobilität ergibt sich durch Addition wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Gesamtanschlussleistung}_{(EFH-1LP)} &= \text{Anschlussleistung}_{(VWE)} + \text{Anschlussleistung}_{(AWE)} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(NvEW)} + \text{Anschlussleistung}_{(E-mob)} \end{aligned}$$

Im Falle des gegenständlichen Einfamilienhauses mit 1 Ladepunkt (EFH- 1LP) ergibt sich die Gesamtanschlussleistung wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Gesamtanschlussleistung}_{(EFH-1LP)} &= \text{Anschlussleistung}_{(VWE)} + \text{Anschlussleistung}_{(1E-mob)} = \\ &18 \text{ kW} + 11 \text{ kW} = 29 \text{ kW} \end{aligned}$$

4.2. Dimensionierung des Hausanschlusses / der Hauptleitungen

Neben der TAEV ist für die Berechnung der Hauptleitungen die zu Grunde legende Norm die ÖVE/ÖNORM E 8016 heranzuziehen. Der Anwendungsbereich dieser Norm bezieht sich laut Normtext auf „...die Errichtung von Hausanschlüssen, Hauptleitungen und Messeinrichtungen bei Hausinstallationen mit mehreren Einzelverbraucheranlagen mit direkter Zählung.“ Und weiter heißt es darin: „Für Objekte mit nur einer Einzelverbraucheranlage gilt diese ÖVE/ÖNORM sinngemäß.“ (TAEV), (ÖNORM E 8016)

In dieser Norm ist „... der netzseitige Teil der elektrischen Anlage bis zur Übergabestelle an die Kundenanlage...“ nicht berücksichtigt (entspricht dem oben angeführten zu untersuchenden Netzbereich). Zur Dimensionierung der Leiterquerschnitte sind die in der ÖVE/ÖNORM E 8016 unter Pkt. 7 „Mindestquerschnitte für Hauptleitungen und Zuleitungen zu den Einzelverbraucheranlagen“ vorgegebenen Querschnitte bei der weiteren Berechnung zu berücksichtigen. Für das konkrete Beispiel beim Einfamilienhaus wird die Dimensionierung des Hausanschlusses auf Basis des vorher ermittelten Leistungsbedarfs $P_{(EFH-1LP)}$ wie nachfolgend beschrieben durchgeführt.

4.2.1. Umrechnungsfaktoren für abweichende Verlegebedingungen

Dabei sind einige Parameter bei der Auswahl des Kabels zu berücksichtigen:

Das Kabel selbst betreffend:

- Anforderung an die mechanische Festigkeit, wie zum Beispiel die Einhaltung eines durch die Normung vorgegebenen Mindestquerschnitts sowie die mechanische und chemische Widerstandsfähigkeit. ⁴ (OVE E 8101)

⁴ vgl. (OVE (Hrsg.): OVE E 8101:2019 01 01, 2019) Abschnitt 522.5

- Anforderungen für den Schutz gegen elektrischen Schlag wie der Basisschutz als Schutz gegen direktes Berühren von spannungsführenden Teilen (Isolierung) und der Fehlerschutz als Schutz gegen indirektes Berühren von spannungsführenden Teilen. Der Querschnitt muss so gewählt werden, dass im Fehlerfall, der für die Abschaltung des vorgelagerten Schutzorgans notwendige Abschaltstrom fließen kann.⁵
(OVE E 8101)
- Anforderungen an die Einhaltung des max. zulässigen Spannungsabfalls des Kabels⁶; dieser ist vom Querschnitt und der Leitungslänge abhängig.
(OVE E 8101)

Die Verlegung betreffend:

- Anforderungen gegen thermische Einflüsse⁷ wie zum Beispiel eine Verlegung durch Heizungsräume oder hinsichtlich der Querschnittswahl bei erhöhten Umgebungstemperaturen. Ein ungünstiger Erdbodenwärmewiderstand ist ebenfalls zu berücksichtigen.
(OVE E 8101)
- Anforderungen gegen gehäufte Verlegung wie zum Beispiel bei der Wahl zu geringer Kabeltassengrößen.

In der TAEV werden in diesem Zusammenhang unter „2.3.3 Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtungen (OCPD) für Leitungen und Kabel bei abweichenden Verlegebedingungen“ mehrerer Umrechnungsfaktoren, in der Literatur teilweise auch als Minderungsfaktoren bezeichnet, angeführt.
(TAEV)

Tabelle 1: Umrechnungsfaktoren laut TAEV zur Bemessung der von Überstrom-Schutzeinrichtungen für Leitungen und Kabel bei abweichenden Verlegebedingungen

Umrechnungsfaktoren laut TAEV bei abweichenden Verlegebedingungen	
f_1	Umrechnungsfaktor betreffend Häufung
f_2	Umrechnungsfaktor betreffend belastete Adern
f_3	Umrechnungsfaktor betreffend aufgewickelte Leitungen
f_4	Umrechnungsfaktor betreffend Umgebungstemperatur
f_5	Umrechnungsfaktor betreffend Erdbodenwärmewiderstände
f_6	Umrechnungsfaktor betreffend Kabelverlegung in Erde
f_7	Umrechnungsfaktor betreffend Gleichzeitigkeit

Die Faktoren werden mit dem Wert 1 bemessen, wenn unten angeführte Bedingungen berücksichtigt werden.

⁵ vgl. (OVE E 8101, 2019) Teil 4-41

⁶ vgl. (OVE E 8101, 2019) Abschnitt 525

⁷ vgl. (OVE E 8101, 2019) Teil 4-42

Tabelle 2: Definition der Umrechnungsfaktoren laut TAEV zur Bemessung der von Überstrom-Schutzeinrichtungen für Leitungen und Kabel bei abweichenden Verlege Bedingungen

Definition der Umrechnungsfaktoren laut TAEV bei abweichenden Verlegebedingungen	
f_1	Einzelverlegung
f_2	2 oder 3 belastete Adern
f_3	keine aufgewickelte Leitung
f_4	Umgebungstemperatur von 30°C für Leitungen und nicht in Erde verlegte Kabel
f_5	Umgebungstemperatur für Kabel in Erde 20°C, Belastungsgrad 0,7, Länge von Überschubrohren < 6 m
f_6	Erdbodenwiderstand 1 Km/W
f_7	Keine Berücksichtigung des Temperaturanstiegs, der durch Sonneneinstrahlung oder andere Infrarotstrahlung verursacht wird

Diese Umrechnungsfaktoren haben bis auf den Faktoren f_5 und f_6 ihren Ursprung in der OVE E 8101 unter Pkt. „5-52 Kabel- und Leitungsanlagen“. In der TAEV werden die Faktoren f_3 , f_5 , f_6 und f_7 in den weiteren Ausführungen nicht berücksichtigt. (OVE E 8101)

Daraus lässt sich schließen, dass diese abweichenden Verlegebedingungen nur wenig Einfluss auf die Berechnungswerte haben. Mit f_{ges} werden alle zu berücksichtigenden Umrechnungsfaktoren erfasst. Dieser errechnet sich aus dem Produkt aller zu berücksichtigenden Umrechnungsfaktoren:

$$f_{ges} = f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \cdot f_5 \cdot f_6 \cdot f_7$$

4.2.2. Auslegung der Überstrom-Schutzeinrichtungen

Die Hausanschluss- oder Hauptleitungskabel sind für den gewöhnlichen Betriebsstrom zu bemessen, müssen aber auch im Störfall einen entsprechenden Kurzschlussstrom bis zur Abschaltung eines Schutzorgans, unbeschadet transportieren können. In diesem Zusammenhang ist bei der Auswahl der Überstrom-Schutzeinrichtung die Nennstromregel und die Große-Prüfstromregel (Schaltstrom- oder auch Auslöse-/Auslösestromregel) einzuhalten.

Nennstromregel: $I_B \leq I_N \leq I_Z$

mit I_B Betriebsstrom des Stromkreises
 I_N Nennstrom der Überstrom-Schutzeinrichtung
 I_Z zulässiger Dauerstrom der Leitung

Die Nennstromregel besagt, dass die Leitungsdimensionierung so zu wählen ist, dass der Betriebsstrom kleiner oder gleich dem Nennstrom der zugehörigen Überstrom-Schutzeinrichtung sein darf. Jener wiederum darf nicht größer sein als der zulässige Dauerstrom der Leitung.

Große-Prüfstromregel: $I_f = i \cdot I_N$

$$I_f \leq 1,6 \cdot I_Z \quad (\text{für gG Sicherungen})$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (\text{für Leitungsschutzschalter})$$

mit I_f oder auch I_2 Großer Prüfstrom der Überstrom-Schutzeinrichtung (Der Große-Prüfstrom I_f wird in der Literatur auch oft als I_2 bezeichnet; I_f stammt aus der Terminologie der TAEV 2020. (TAEV)

I_Z zulässiger Dauerstrom der Leitung
 i Nennstromkonstante

Der Große Prüfstrom I_f einer Schutzeinrichtung ist jener Strom, bei dem die Schutzeinrichtung innerhalb vorgegebener Zeit (laut Gerätebestimmungen) auslösen und den betreffenden Zweig abschalten muss. Die Große-Prüfstromregel besagt, dass dieser Prüfstrom der zugehörigen Überstrom-Schutzeinrichtung bei gG Sicherungen maximal das 1,6-Fache und bei Leitungsschutzschalter maximal das 1,45-Fache des zulässigen Dauerstroms der Leitung sein darf. Schmelzsicherungen vom Typ gG und Leitungsschutzschalter der heute gebräuchlichsten Typen B, C und D sind bereits so konzipiert, dass diese bei Erfüllung der Nennstromregel auch bereits die Große-Prüfstromregel erfüllen und passend zum thermischen Verhalten der Leitungen ausschalten. Bei Überstrom-Schutzeinrichtung als Vorsicherungen für die Hausanschluss bzw. Hauptleitungskabel sind dies durchwegs NH-Sicherungen mit gG Charakteristik. Es bedarf deshalb keiner Prüfung der Querschnittswahl hinsichtlich des großen Prüfstroms der Überstrom-Schutzeinrichtung und des gewählten Kabels.

4.2.3. Mindestquerschnitte für VEW

In der OVE E 8101 sind unter „5-52 Kabel- und Leitungsanlagen“ bezüglich der Mindestquerschnitte für die Versorgung von vollelektrifizierten Wohneinheiten die entsprechenden normativen Vorgaben zur Auswahl der passenden Kabel und Leitungen angeführt. In der ÖVE/ÖNORM E 8016 sind für Standardhausanschlüsse, wie Einfamilienhäuser und Wohnanlagen, gegliedert nach der Anzahl der Wohneinheiten, angeführte Mindestquerschnitt in Kupfer bis zu einer begrenzten Länge anzuwenden. Die Bezeichnung Einfamilienhaus scheint nicht in der ÖVE/ÖNORM E 8016, sondern erst in der TAEV auf. (OVE E 8101) (ÖNORM E 8016)

4.2.4. Verlegeart von Hausanschluss- und Hauptleitungen

Bereits seit Anfang der 80er Jahre des letzten Jahrhunderts wird der Hausanschluss in Tirol für gewöhnlich als Erdkabel ausgeführt. Die noch bestehenden Freileitungsanschlüsse sind laut Vorgabe in der TAEV Teil II. Installation, 1 Hausinstallation „...*bei Neu- oder Umbauten sowie bei größeren Änderungen...*“⁸ für eine spätere Umstellung auf Kabelanschlüsse vorzubereiten. Die Verlegung erfolgt also grundsätzlich im Erdreich, mit oder ohne zusätzlichen mechanischen Schutz. (TAEV)

⁸ vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020), Teil II. Installation, 1 Hausinstallation


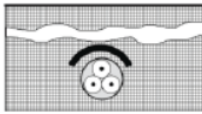
1	2	3	4
Kennziffer	Verlegeart	Beschreibung	Referenzverlegeart zur Ermittlung der Strombelastbarkeit (siehe Anhang 52.B)
72		Ein- oder mehradrige Kabel mit Schutzmantel direkt im Erdreich verlegt – ohne zusätzlichem mechanischem Schutz	D2
73		Ein- oder mehradrige Kabel mit Schutzmantel direkt im Erdreich verlegt – mit zusätzlichem mechanischem Schutz	D2

Abbildung 15: OVE E 8101 Tabelle 52.A.3 – Verlegearten für Kabel und Leitungen für feste Verlegung zur Ermittlung der Strombelastbarkeit (6 von 7)

(OVE E 8101)

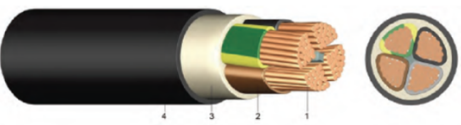
Eine Verlegung im Kabelschutz-Rohr oder -Schlauch wird nur in Ausnahmefällen oder bei, durch die Norm vorgegebenen Bereichen, wie zum Beispiel bei Kreuzungen mit Schwachstromkabeln, durchgeführt. Grund hierfür ist die Beaufschlagung in Kabelkanälen mit einem Mindeerdungsfaktor bei Verlegung ≥ 6 m.

Die Kabelart von Hausanschluss- oder Hauptleitungskabel ist meist ein 4-poliges (TN-C-S Netz) PVC-isoliertes Starkstromkabel⁹ mit nationaler oder internationaler Bezeichnung. NYY PVC-isolierte Starkstromkabel 0,6/1kV ein- und mehradrig und NAPP VC-isolierte Kabel mit Aluminiumleiter. Größere Querschnitte werden trotz des schlechteren Leitwertes gegenüber Kupfer (meist bis zu 2 Querschnittsgrößen höher zu dimensionieren) aufgrund der leichteren Verlegbarkeit und geringeren Kosten vorwiegend in Aluminium ausgeführt. Es sind die entsprechenden technischen Verarbeitungsrichtlinien und Verwendung passender Klemmen oder Hülsen einzuhalten.

(vgl. OVE E 8101-134.1.4 bzw. TAEV 2020 Pkt. 5.4.4)

E-YY PVC-isolierte Starkstromkabel 0,6/1kV ein- und mehradrig

Verwendung: Als Energiekabel für feste Verlegung, vorzugsweise in Kabelkanälen und Innenräumen, im Freien, im Wasser, in Erde, wenn keine nachträglichen Beschädigungen zu erwarten sind.



Aufbau:

- 1 Kupferleiter, blank, ein-(RE) oder mehradrig(RM/SM)
- 2 Aderisolation aus Polyvinylchlorid (PVC)
- 3 PVC - Füllmantel oder Bänderung
- 4 Außenmantel aus Polyvinylchlorid (PVC), schwarz (UV-beständig)

Info: Kurzschlusstemperatur am Leiter (max. 5 sec.)
 $\leq 300\text{mm}^2 \rightarrow 160^\circ\text{C}$
 $> 300\text{mm}^2 \rightarrow 140^\circ\text{C}$

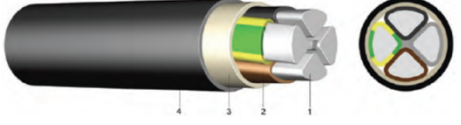
Normen: nach ÖVE-K 603
DIN EN 60228 Klasse 1 und 2 (Leiteraufbau)
HD 308 S2 (Aderkennzeichnung)

Technische Daten:

Nennspannung Uo/U	[V]	600 / 1000 Volt
Prüfspannung	[V]c	4000
Temperaturbereich	bei der Verlegung	-5°C bis +70°C
	Betriebstemperatur	-20°C bis +70°C
Biogeradius	einadrige Ausführung	x DA 15
	mehradrige Ausführung	x DA 12
Brennverhalten	Norm	EN 60332-1-2

E-AYY PVC-isolierte Kabel mit Aluminiumleiter

Verwendung: Als Energiekabel für feste Verlegung, vorzugsweise in Kabelkanälen und Innenräumen, im Freien, im Wasser, in Erde, wenn keine nachträglichen Beschädigungen zu erwarten sind.



Aufbau:

- 1 Aluminiumleiter, ein-(SE) oder mehradrig(RM/SM)
- 2 Aderisolation aus Polyvinylchlorid (PVC)
- 3 PVC - Füllmantel (FM) oder Bänderung (BD)
- 4 Außenmantel aus Polyvinylchlorid (PVC), schwarz (UV-beständig)

Info: Kurzschlusstemperatur am Leiter (max. 5 sec.)
 $\leq 300\text{mm}^2 \rightarrow 160^\circ\text{C}$
 $> 300\text{mm}^2 \rightarrow 140^\circ\text{C}$

Normen: ÖVE K 23 und K 603
HD 603 S1
DIN EN 60228 Klasse 1 und 2 (Leiteraufbau)
HD 308 S2 (Aderkennzeichnung)

Technische Daten:

Nennspannung Uo/U	[V]	600 / 1000 Volt
Prüfspannung	[V]c	4000
Temperaturbereich	bei der Verlegung	-5°C bis +70°C
	Betriebstemperatur	-20°C bis +70°C
Biogeradius	einadrige Ausführung	x DA 15
	mehradrige Ausführung	x DA 12
Brennverhalten	Norm	EN 60332-1-2

Abbildung 16: Art der verwendeten Hauptleitung in Kupfer und Aluminium (jeweils nationale Ausführung) (MEINHART Kabel Österreich GmbH)

⁹ vgl. (OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8200-603:2011 05 01, 2011) Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,6/1 kV; (HD 603 S1:1994/A3:2007, Teile 0, 1, 3A und 4E)

4.2.5. Maximal zulässiger Spannungsabfall

Der einzuhaltende Spannungsabfall bei der Leitungsdimensionierung hängt neben dem Betriebsstrom vorwiegend vom Leiterquerschnitt und der Leiterlänge ab. In der ÖVE/ÖNORM E 8015-1¹⁰ wird unter „5.2.1 Hauptstromversorgung und Hauptleitungen“ betreffend Hauptleitungen wie folgt ausgeführt: „...Der gesamte Spannungsabfall für den Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zum letzten Verbrauchgerät ist mit 4% der Nennspannung begrenzt. Von diesen 4% Gesamtspannungsabfall ist 1% für den Spannungsabfall im Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zur Messeinrichtung (Zähleranlage) reserviert. Für die Berechnung des Spannungsabfalls ist der Nennstrom der vorgeschalteten Überstrom-Schutzeinrichtung zu Grunde zu legen...“ (ÖNORM E 8015-1)

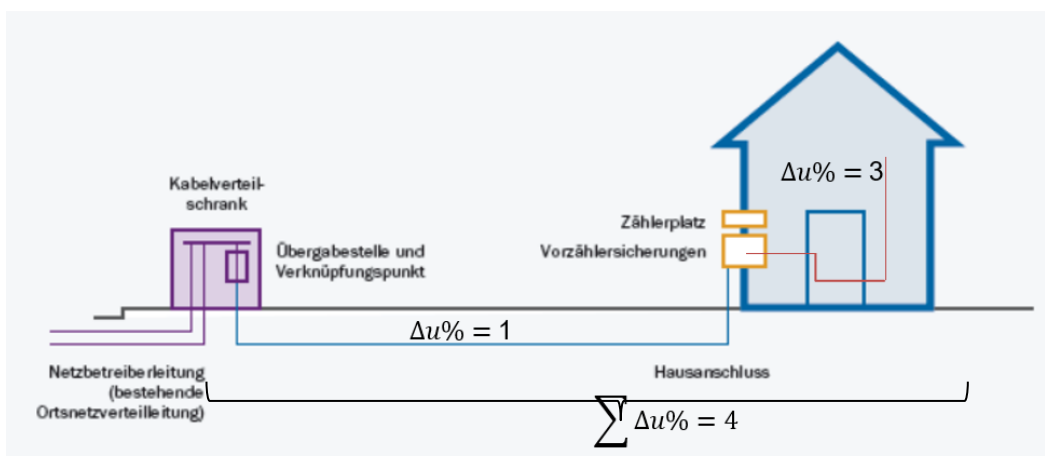


Abbildung 17: Max. zulässiger Spannungsabfall der Nennspannung im Bereich der Hauptstromversorgung und der Hauptleitung, als auch in der Verbraucheranlage (E-Control Austria)¹¹

Gleichlautend ist der entsprechende Passus auch in der OVE E 8101 welcher lautet:

„525 Spannungsabfall in Verbraucheranlagen

525.001.AT Der gesamte Spannungsabfall für den Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zum letzten Verbrauchgerät ist mit 4% der Nennspannung begrenzt. Von diesen 4% Gesamtspannungsabfall ist 1% für den Spannungsabfall im Bereich von der Übergabestelle des Netzbetreibers bis zur Messeinrichtung reserviert. Für die Berechnung des Spannungsabfalls ist der Nennstrom der vorgeschalteten Überstrom-Schutzeinrichtung zu Grunde zu legen.“ (OVE E 8101)

4.2.6. Ermittlung der Bemessungsleistung

Nach Subsumierung der Spannungsabfallberechnung unter den anzuwendenden Normen wird ersichtlich, dass nicht der Betriebs- sondern vor allem der Bemessungsstrom der Leitungen Anwendung finden muss. In der OVE E 8101 wird unter Pkt. 525.001.AT zwar der I_B in die Berechnungsformel eingesetzt, da aber noch weitere Normen und Vorgaben zu berücksichtigen sind, handelt es sich nur um ein Zwischenergebnis. (OVE E 8101)

Zu berücksichtigende Reserven bei der Dimensionierung von Leiterquerschnitten finden sich in der ÖVE/ÖNORM E 8016 „...ausreichend...“, in der ÖVE/ÖNORM E 8015-2 in Analogie „...mindestens 30% Reserveplätze...“. (ÖNORM E 8016), (ÖVE/ÖNORM E 8015-2)

¹⁰ (OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8015-1:2006 10 01, 2006) Elektrische Anlagen in Wohngebäuden; Teil 1: Planungsgrundlagen

¹¹ (E-Control Austria) adaptierte Abbildung, Netzanschluss im öffentlichen Niederspannungskabelnetz

Somit ist die eigentliche Querschnittsbestimmung der Hausanschluss- und Hauptleitungen auf Basis der oben durchgeführten Leistungsermittlungen, samt zu berücksichtigenden Reserven, durchzuführen.

Diese Reserveleistungen ergeben sich:

- aus den oben zitierten und anzuwendenden Normen und sind somit verbindlich und für jedes Objekt zu berücksichtigen (Standard und Grundreserve)
- aus kundenspezifischen Gegebenheiten (zum Beispiel im gewerblichen Bereich aus einer vorzusehenden, zum Errichtungszeitpunkt aber noch nicht ausgeführten Maschinenenerweiterung)

Für das konkrete Berechnungsbeispiel des Einfamilienhauses bedeutet dies, dass die bisher errechnete *Gesamtanschlussleistung*_(EFH-1LP) für den allgemeinen Bedarf von 29 kW neu zu bewerten ist.

Daher ist die Berechnung wie folgt neu durchzuführen:

$$\text{Anschlussleistung}_{(VWE \text{ inkl. Res.})} = \text{Anzahl der VWE} \cdot 18 \text{ kW} \cdot \text{Res} \cdot GZF_{(n_{\text{allgem. Bedarf}})}$$

Bei nur 1 Wohneinheit ist der Gleichzeitigkeitsfaktor $GZF_{(1_{\text{allgem. Bedarf}})}$ gleich 1, daher ergibt sich:

$$\text{Anschlussleistung}_{(1VWE \text{ inkl. Res.})} = 1 \cdot 18 \text{ kW} \cdot 1,3 \cdot 1 = 23,40 \text{ kW}$$

Die neue Berechnung der für die Dimensionierung des Hausanschlusses notwendigen Gesamtanschlussleistung, welche jetzt, infolge der Reserven, als Bemessungsanschlussleistung benannt wird, lautet:

$$\begin{aligned} & \text{Bemessungsanschlussleistung}_{(EFH-1LP)} \\ &= \text{Anschlussleistung}_{(VWE \text{ inkl. Res.})} + \text{Anschlussleistung}_{(1E-mob)} = \\ & 23,40 \text{ kW} + 11 \text{ kW} = 34,40 \text{ kW} \end{aligned}$$

In den weiteren Ausführungen wird die *Bemessungsanschlussleistung*_(EFH-1LP) als Basis für die Berechnung des Hausanschlusses verwendet und der einfacheren Lesbarkeit halber, diese als $P_{R(EFH-1LP)}$ bezeichnet.

$$P_{R(EFH-1LP)} = 34,40 \text{ kW}$$

P_R Bemessungsanschlussleistung (R...rated)

Dieser Wert spiegelt knapp jenen Wert wider, welcher in der ÖVE/ÖNORM E 8016 als Ausgangsbasis zur Festlegung der zu berücksichtigenden Anschlussleistung für voll-elektrifizierte Wohneinheiten (VWE) diene – dies sind 38 kW. (ÖNORM E 8016)

Eine 30% Reserve auch auf die Ladepunkte vorzusehen, erscheint nicht sinnvoll und ist aus den Normen auch nicht ablesbar, da die Ladepunkte, im gegenständlichen Fall, bereits mit 11 kW begrenzt bzw. standardisiert sind.

4.2.7. Ermittlung des Bemessungsstroms

Zur Dimensionierung des Hausanschlusses bzw. der Hauptleitung, welche wie vorgegeben, grundsätzlich als Drehstromsystem auszuführen ist, ist es erforderlich den Bemessungsstrom zu eruiieren.

$$P_{R(EFH-1LP)} = U \cdot I_R \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}$$

- $f_{ges} \dots$ Produkt aller anzuwendender Umrechnungsfaktoren betreffend abweichender Verlegebedingungen (laut TAEV)
- $P_R \dots$ Bemessungsanschlussleistung (R...rated)
- $I_R \dots$ Bemessungsstrom (R...rated)

durch Formelumstellung durchgeführt.

$$I_R = \frac{P_{R(EFH-1LP)}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}}$$

Der Wirkleistungsfaktor $\cos\varphi$ ergibt sich aus:

Art der Stromeinrichtungen	$\cos \varphi$
Elektrowärmeegeräte Kochherde	1,0
Gasentladungslampen und LEDs: unkompensiert kompensiert	0,5 0,9 ... 1,0
Motoren	die auf dem Leistungsschild für den Leistungsfaktor angegebenen Werte *)
Spezialmaschinen (zB Schweißumformer)	

*) Übliche Werte für den Leistungsfaktor von Elektromotoren können elektrotechnischen Tabellenbüchern entnommen werden.

Abbildung 18: TAEV 2020, Tabelle II/2-2: Übliche Werte für den Leistungsfaktor (TAEV)

Die Verteilernetzbetreiber fordern einen Wirkleistungsfaktor zwischen 0,9 und 1,0 zur Minderung der Blindleistung – nötigenfalls auch mit entsprechender Blindleistungskompensation. Der $\cos\varphi$ wird in weiterer Folge laut den Beispielen der TAEV und der Forderung der Verteilernetzbetreiber mit 0,9 angenommen. Zur Berücksichtigung der Umrechnungsfaktoren werden diese Fallbezogen als zutreffend oder nichtzutreffend bewertet und zu f_{ges} zusammengefasst. In unserem Beispiel bedeutet dies:

	zutreffend	nicht zutreffend
f_1 Umrechnungsfaktor betreffend Häufung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_2 Umrechnungsfaktor betreffend belastete Adern	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_4 Umrechnungsfaktor betreffend Umgebungstemperatur	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Die Begründung dieser Auswahl lautet:

f_1 die Hausanschluss- bzw. Hauptleitung wird einzeln verlegt

f_2 es werden 3 Adern belastet (Drehstromsystem)

f_4 bei Erdverlegung gilt eine Bemessungstemperatur von 20 °C

somit ergibt sich für $f_{ges} = f_1 \cdot f_2 \cdot f_4 = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$

Daraus folgt der für die Auswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung notwendige I_R in unserem Beispiel:

$$I_{R(EFH-1LP)} = \frac{34,40 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 1} = 55,17 \text{ A}$$

4.2.8. Querschnittsbestimmung der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung

Der errechnete Wert von $I_{R(EFH-1LP)} = 55,17 \text{ A}$ bedingt laut anzuwendender Tabelle II/2-4 der TAEV nachfolgenden Querschnitt der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung:

	Aderleitungen und Mantelleitungen										flexible Leitungen	Kabel	
Isolierwerkstoff	PVC												
Zulässige Betriebstemperatur	70 °C												
Umgebungstemperatur	30 °C											20 °C	
Verlegeart	A1		A2		B1		B2		C		Haus- und Handgeräte	Kabel in Luft	Kabel in Erde
belastete Adern	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3
Nennquerschnitt (mm²) Cu	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie B/C/D in Ampere												
1,5	13	13	13	13	16	13	16	13	16	16	16	16	20
2,5	16	16	16	16	20	20	20	20	25	20	20	25	25
4	25	20	25	20	25	25	25	25	35	25	25	32	40
6		25	25	25		35		25		40		40	50
10		40	35	35		50		40		50		50	63
16		50	50	63		63		50		63		80	80
25		63	63	80		80		80		80		100	100
35		80	80	100		100		80		100		125	125
Nennquerschnitt (mm²) Cu	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie gG(gL)*) bzw L/U **) in Ampere												
1,5	10	10	10	8	13	10	12	10	16	13	12	16	20
1,5*)	13	10	10	8	13	10	13	10	16	13	13	16	20
2,5	16	16	16	13	20	16	20	16	20	20	16	20	25
4	20	20	20	20	25	25	25	20	32	25	20	25	35
6		25	25	25		32		25		35		35	40
10		35	35	40		40		40		50		50	50
16		50	50	63		63		63		80		80	80
25		63	63	80		80		80		100		100	100
35		80	80	100		100		80		100		100	100
Nennquerschnitt (mm²) Al	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie B/C/D in Ampere												
10	35	25	25	25	40	35	40	35	40	35		40	50
16	40	35	40	35	50	50	50	40	63	50		50	63
25	63	50	50	50	63	63	63	50	80	63		63	63
35	63	63	63	63	80	80	80	63	100	80		80	80
Nennquerschnitt (mm²) Al	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie gG(gL)*) bzw L/U **) in Ampere												
10	25	25	25	25	35	35	35	40	35			40	40
16	35	35	35	35	50	40	63	40	50	50		50	50
25	50	50	50	40	63	63	63	50	63	63		63	50
35	63	63	63	50	80	63	63	63	80	80		80	63

*) gilt für Sicherungen mit Auslösekennlinie gG gemäß Reihe ÖVE/ÖNORM E 8669-2 bzw -3

Abbildung 19: TAEV 2020 Tabelle II/2-4: Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtung (TAEV)

Zu diesem, aus der Tabelle ermittelten Querschnitt, muss noch die maximale Länge hinsichtlich des maximalen Spannungsabfalls von 1% errechnet werden. Dazu wird die Formel des Spannungsabfalls im Drehstromsystem entsprechend umgewandelt:

$$\Delta U = \frac{I_B \cdot \sqrt{3} \cdot l \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot A} \text{ mit } \Delta U = \frac{\Delta u \cdot U_0}{100} \Rightarrow l = \frac{\Delta u \cdot U_0 \cdot \gamma \cdot A}{100 \cdot I_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi}$$

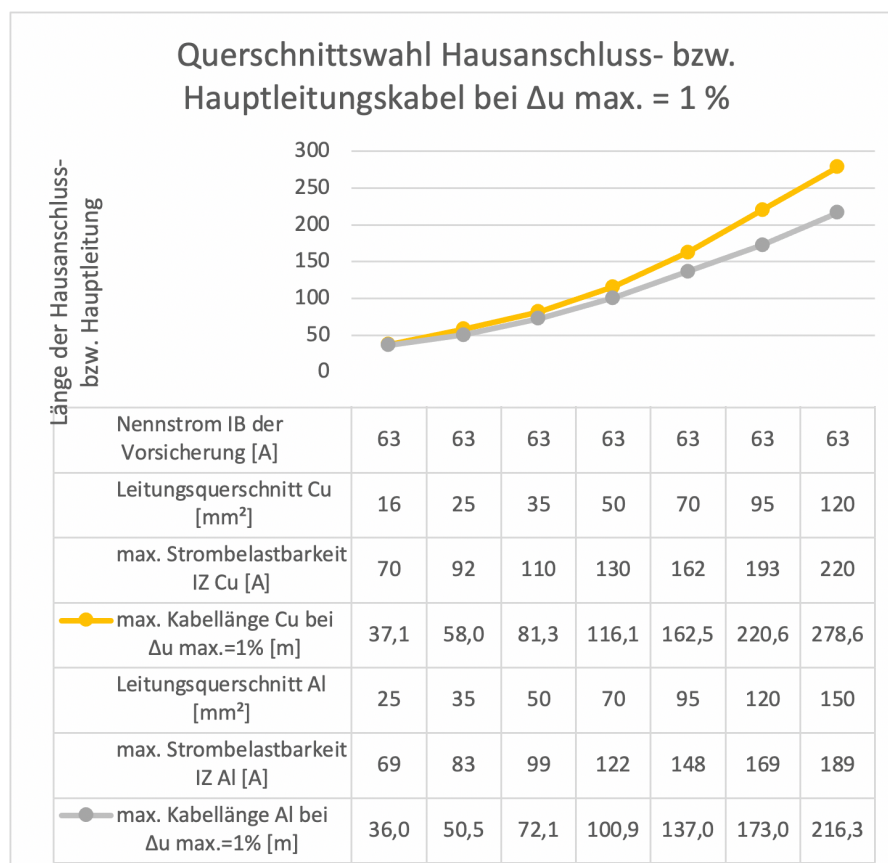
Bei einem $\Delta u \leq 1\%$ und dem vorgegebenen Querschnitt mit dem Material Kupfer ergibt sich dann die maximale Länge des Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabels.

Laut OVE E 8101 ist für die Berechnung für I_B der Nennstrom der vorgeschalteten Überschutzsicherung zu Grunde zu legen.

$$l = \frac{\Delta u \cdot U_0 \cdot \gamma \cdot A}{100 \cdot I_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V} \cdot 57 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2}{100 \cdot 63 \text{ A} \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 37,10 \text{ m}$$

In nachfolgender Tabelle wird die Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel bei einer Vorsicherung von 63 A auf Basis der normativen Vorgaben der OVE E 8101 hinsichtlich des 1% Spannungsabfalls von der Übergabestelle des Verteilernetzbetreibers, bis zur Messeinrichtung, sowie den Tabellen 52.B.1 und 52.B.4, dargestellt. Um den geforderten Spannungsabfall einzuhalten, ist ab einer Länge von 37,10 m der Querschnitt des Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabels in Kupferausführung von 16 mm² auf 25 mm² zu erhöhen. Weitere Querschnittserhöhungen bei einer Vorsicherung von 63 A können dort ebenfalls abgelesen werden. (OVE E 8101)

Tabelle 3: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel



Bei der Auswahl von Aluminium als Leitermaterial ist dies infolge der Vorsicherung erst ab einem Leiterquerschnitt von 25 mm² möglich. Weiteres ist ersichtlich, dass dieser Querschnittsbereich bei einer Vorsicherung von 63 A nur bis 36 m gewählt werden kann. Danach muss der Leiterquerschnitt erhöht werden, um den vorgegebenen Spannungsabfall beim Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel von 1% einzuhalten. Der gewählte Kabeltyp in Form eines PVC-isoliertes mehradriges Erdkabels der Type E-YY-J 4x16 mm² wird noch der Nennstromregel-Prüfung unterzogen:

Nennstromregel: $I_B \leq I_n \leq I_Z$ wobei hier für $I_B = I_{R(EFH-1LP)}$ gesetzt wird

$$I_{R(EFH-1LP)} \leq I_n \leq I_Z = 55,17 A \leq 63 A \leq 70 A$$

Diese Forderung gilt hier als erfüllt. Die Vorsicherung kann für den ausgewählten Kabeltyp mit 63 A bemessen werden.

4.2.9. Tarifwahl

Bei manchen Verteilernetzbetreibern ist es üblich, Tarifschalter zur Begrenzung des Leistungsbezugs einzusetzen. Diese Tarifschalter sind spezielle Leitungsschutzschalter mit einer D-Charakteristik ähnlichen Auslösekurve und einem einstellbarem Bemessungsstrom I_e . Auf Basis der Netznutzungsrechtstabelle des Verteilernetzbetreibers wird die errechnete Anschlussleistung subsumiert, um zu einer passenden Tarifeinstellung und Netznutzungsrechtsbewertung zu gelangen. Standardmäßig wird ein Einfamilienhaus oder auch eine vollelektrifizierte Wohneinheit (VWE) auf Basis der Netznutzungstabellen mit folgendem Einstellstromwert des Tarifschalters ausgeführt (einstellbarer Bemessungsstrom = Tarif-Nennstrom oder Tarifstrom):

Tabelle 4: Netznutzungsrechtstabelle

	Nennstrom [A]	Netznutzungs- recht [kW]
	bis 1x25	4
	1x32	4,5
	1x40	5
	bis 3x13	4
	3x16	5
(bisheriger) STANDARD-Tarif	3x20	6
	3x25	10
	3x30	13
	3x35	16
	3x40	19
HAUPTLEITUNG ausgelegt für	3x50	25
	3x63	33
	3x80	41
	3x100	53

(TINETZ GmbH)

Durch die Vorbereitung der Anlage für die Ladung von Elektrofahrzeugen mit einer Ladeleistung von bis zu 11 kW, kann aus Betriebssicherheitsgründen das bisherige standardmäßig beantragte Netznutzungsrecht von 6 kW nicht mehr für ausreichend befunden werden. Der an sich für vollelektrifizierte Wohnungen und auch für Einfamilienhäuser verwendete Standard-Tarif führt in Verbindung mit dem Betrieb eines Ladepunktes laut Praxistest vereinzelt in den Abendstunden zu Abschaltungen des Tarifschalters. Bei gleichzeitigem Kochen, Waschen, Trocknen und ungesteuertem Laden eines Elektrofahrzeugs mit 11 kW Ladeleistung ergeben sich für dieses Netznutzungsrecht zu große Betriebsströme.

Entsprechende Messungen haben diesbezüglich ergeben, dass die Auslösung bei einem Betriebsstrom von circa 30 A stattfindet.

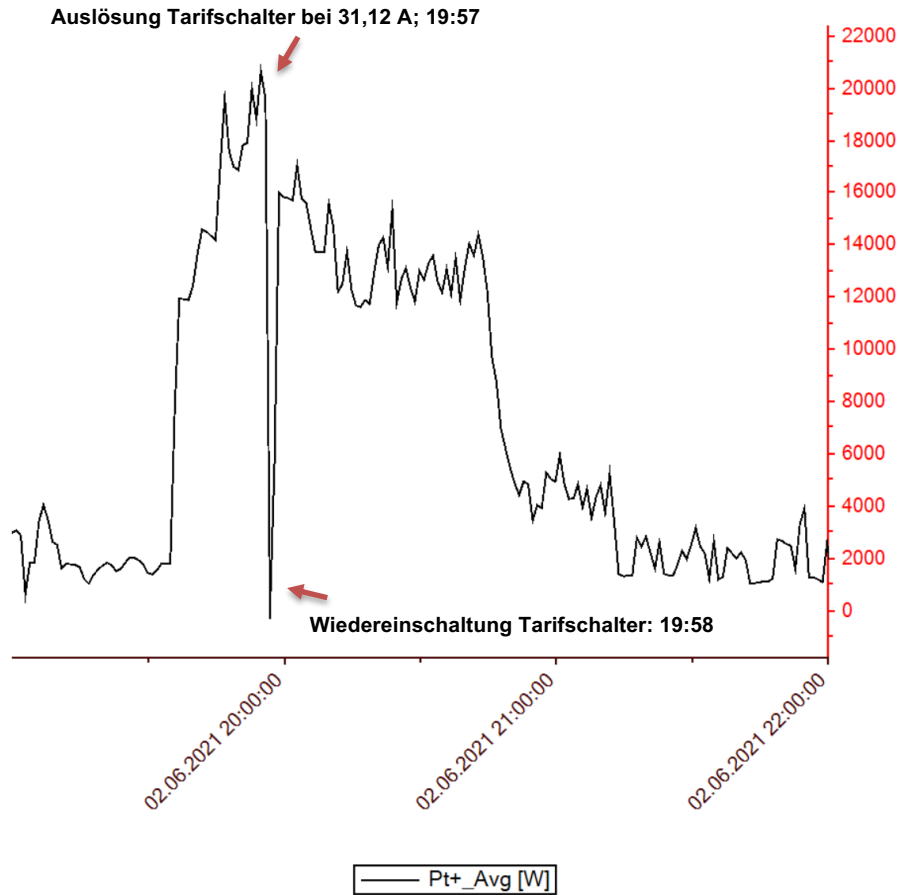


Abbildung 20: aufgezeichneter Lastgang mit Stromausfall; Abschaltung durch den Tarifschalter eingestellt auf $I_e = 20A$, Abschaltung am 02.06.21 19:57

(Eigene)

Dies entspricht bei einem Einstellstrom des Tarifschalters von 20A in etwa dem Großen Prüfstrom eines Leitungsschutzschalters:

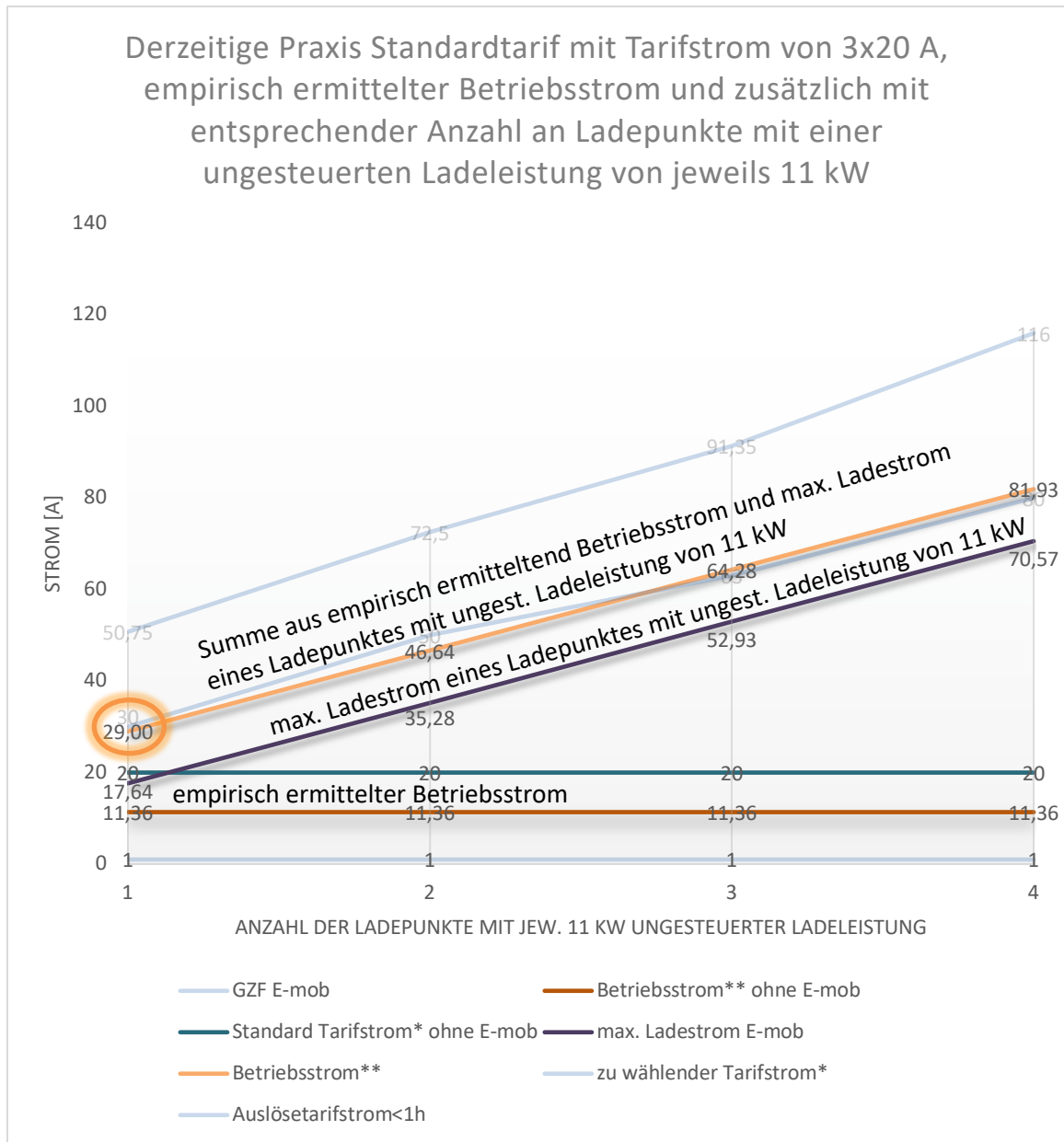
$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (\text{für Leitungsschutzschalter})$$

Hier muss I_Z zu I_e adaptiert werden, mit I_e als Bemessungsstrom (Stromeinstellwert), da der Tarifschalter vorrangig auf die Tariffunktion abstellt und nicht auf den Schutz der Hauptleitung. Für I_f wird im Weiteren als Hinweise auf den Tarifschalter I_{fTarif} verwendet.

Folglich lautet die Formel für den Großen Prüfstrom:

$$I_{fTarif} \leq 1,45 \cdot I_e = 1,45 \cdot 20 A = 29 A$$

Zum Vergleich: Der bei 18 kW, also jener bis dato in der TAEV angegebenen heranzuziehenden Bemessungsleistung für eine VWE beträgt 28,87 A und entspricht ebenfalls knapp dem Großen Prüfstrom. Daraus ist ersichtlich, dass man mit dem bis dato standardmäßig vergebenen Netzbezugsrecht von 6 kW, und einem damit zusammenhängenden Einstellwert für I_e mit $3 \times 20 A$, eine Auslösung des Tarifschalters und damit eine Einschränkung der Betriebssicherheit riskiert, da der Betriebsstrom infolge der ungesteuerten Ladetätigkeit vermehrt an diese Grenze und auch darüber stößt. In nachstehender Tabelle soll der Zusammenhang der Netzbezugsrechtswahl mit der Anzahl der Ladepunkte mit ungesteuerter Ladeleistung von jeweils 11 kW und den empirisch ermittelten auftretenden Betriebsströmen gezeigt werden.

Tabelle 6: Stromverlauf Tarifstrom und Ladestrom


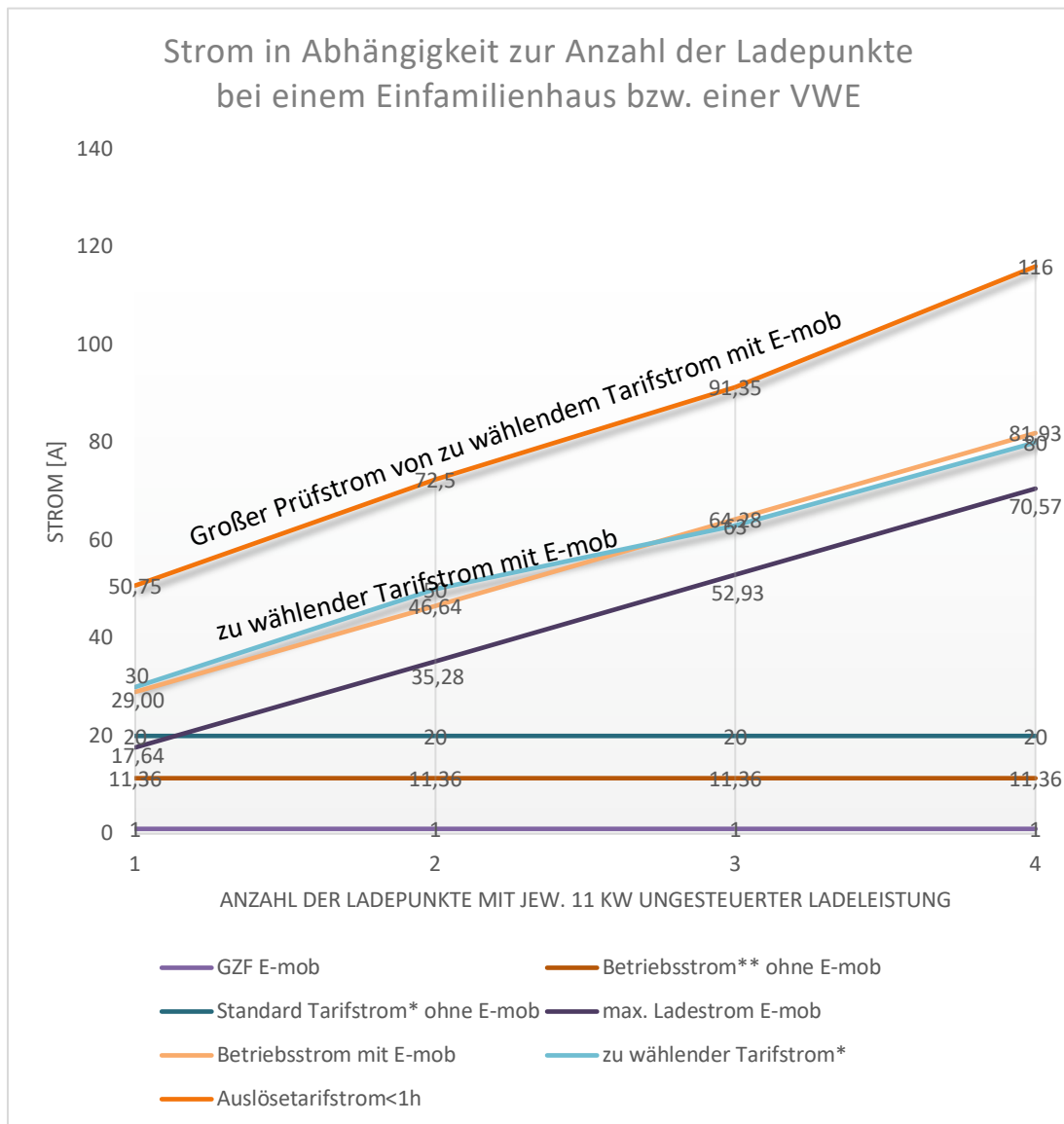
Der Summenstrom aus empirisch ermittelten Betriebsstrom samt dem max. Ladestrom eines Ladepunktes mit 11 kW ungesteuerter Ladeleistung liegt bereits beim Betrieb des ersten Ladepunktes bei 29 A. Auf Basis des derzeitigen Standardtarifs mit einem Netznutzungsrecht von 6 kW und einem Tarifstrom von 3x20 A wird deutlich, dass dieser Summenstrom weit über den Standard-Tarifstrom liegt (1,45-fach). Diese Überschreitung führt im Praxistest, wie bereits oben erwähnt, zu einer Auslösung des Tarifschalters (Einstellbereich $I_e = 20A$).

Die Grafik bestätigt den empirisch ermittelten Wert von circa 29 A, welcher dem Großen Prüfstrom entspricht, bei dem eine Auslösung des Tarifschalters infolge Überlastung innerhalb einer Stunde stattfinden muss.

$$I_{fTarif} \leq 1,45 \cdot I_e = 1,45 \cdot 20 A = 29 A$$

Folglich ist es zur Vermeidung von Auslösungen des Tarifschalters notwendig, ein anderes, höheres Netznutzungsrecht zu beantragen.

Tabelle 7: Grafik Stromverlauf Tarifstrom und Ladestrom samt Auslösbereiche in Abhängigkeit der Anzahl der betriebenen Ladepunkte von Elektrofahrzeugen mit ungesteuerter Ladeleistung von 11 kW A



*Tarifstrom

Nennstrom (einstellbarer Bemessungsstrom) laut Netznutzungsrechtstabelle der Verteilernetzbetreiber

**Betriebsstrom ohne E-Mobilität

Betriebsstrom ohne E-Mobilität für die VWE empirisch ermittelt (Einfamilienhaus; 16. Februar 2021 18:00; gleichzeitiger Betrieb neben dem gewöhnlichen Einfamilienhausverbrauchern von Waschmaschine, Elektroherd und Trockner)

Laut dieser Grafik ist ersichtlich, dass eine Erhöhung des Netznutzungsrechtes auf den nächsten Tarifwert im Zusammenhang mit dem Betrieb eines Ladepunktes mit ungesteuerter Ladeleistung von 11 kW bezogen auf die Betriebssicherheit nicht ausreichend wäre. Der Summenbetriebsstrom der Anlage errechnet sich wie folgt:

$$\begin{aligned}
 I_{B \text{ mit } E\text{-mob-1LP}} &= I_{B \text{ ohne } E\text{-mob}} + I_{\text{max.Lade } E\text{-mob-1LP}} \\
 &= 11,36 \text{ A} + 17,64 \text{ A} = 29 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Es gilt: $I_{f\text{Tarif } E\text{-mob-1LP}}$ sollte grundsätzlich $\geq I_{B \text{ mit } E\text{-mob-1LP}}$ sein.

Eine kleine Überschreitung ist in der Praxis infolge der Trägheit des Tarifschalters – Stichwort „Kleiner Prüfstrom“ folgenlos. Mit der Trägheit des Tarifschalters ist jene im Überlastbereich gemeint, welche durch den Kleinen Prüfstrom (Nichtauslösestrom) normiert ist. Bei einem Tarifschalter mit einem $I_e = 30 \text{ A}$ bedeutet dies für die Auslösung, dass jener erst ab circa 34 A nach mindestens 1 Stunde auslösen darf:

$$I_1 = 1,13 \cdot I_e = 1,13 \cdot 30 \text{ A} = 33,90 \text{ A}$$

I_1 ...Kleiner Prüfstrom der Überstrom-Schutzeinrichtung

Somit sind hier kleinere Lastspitzen abgedeckt.

Bezogen auf die neu zu definierenden Standard-Tarifwerte bedeutet dies für Neubauten, dass künftig von den derzeit standardmäßig verbauten Tarifschaltern mit einem Einstellbereich des Bemessungsstroms I_e mit 3x16 A bis 3x25 A auf einen solchen mit I_e einstellbar von 3x25 A bis 3x40 A umgerüstet werden muss.

Für Bestandsbauten hat die Einführung der Elektromobilität bzw. der zugehörigen Ladepunkte mit 11 kW ungesteuerter Ladeleistung die Folge, dass die schon seit einigen Jahrzehnten in Tirol verbauten Tarifschalter mit einem Einstellbereich des Bemessungsstroms I_e mit 3x16 A bis 3x25 A gegen solche mit I_e einstellbar von 3x25 A bis 3x40 A ausgetauscht werden müssten:

Tabelle 8: Netznutzungsrechtstabelle

	Nennstrom [A]	Netznutzungs- recht [kW]
	bis 1x25	4
	1x32	4,5
	1x40	5
	bis 3x13	4
	3x16	5
<i>bisheriger STANDARD-Tarif</i>	3x20	6
	3x25	10
ZU BEANTRAGENDER (neuer STANDARD-)Tarif	3x30	13
	3x35	16
	3x40	19
HAUPTLEITUNG ausgelegt für	3x50	25
	3x63	33
	3x80	41
	3x100	53

(TINETZ GmbH)

Eine Erhöhung um 2 Tarifstufen auf 3x30 A bedeutet eine Erhöhung des Netznutzungsrechtes von derzeit 6 kW mit Nennstrom I_e von 3x20 A auf 13 kW mit 3x30 A. Seitens des Netznutzungsrechts stellt dies eine Erhöhung von mehr als 100% dar, welches sich nicht nur auf Verbraucherseite in Form von höheren Kosten niederschlägt, sondern auch auf Seiten des Verteilernetzbetreibers Auswirkungen haben wird.

4.3. Kostenermittlung des Hausanschlusses

Die Kosten für den Hausanschluss ergeben sich aus den Kosten der laut der Querschnittsdimensionierung zu verwendenden Hausanschluss- oder Hauptleitungskabel und aus den Kosten des Anschlusses der elektrischen Verbrauchsanlage an das Netz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf Basis aktueller Tarife.

Die Kosten für das Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel belaufen sich für ein Standard-Einfamilienhaus bei einem Standardtarif auf folgende Summe:

Tabelle 9: Kostenberechnung für ein Standard-Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für ein Einfamilienhaus:

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel iK (0,640) 4x16	30 m		5,12	8,48	13,60 €	408,00
						(alle Preise netto ohne MWSt.)

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens.)

Die Errechnung der Tarifkosten ergibt sich aus dem gewählten Strom-Tarif des Verteilernetzbetreibers (EVU) und des beantragten Netznutzungsrechtes. Infolge der gesetzlich geforderten Vorsehung der Elektromobilität erhöhen sich diese Kostenanteile künftig. Bis dato, ohne Vorbereitung für die Elektromobilität, wurde standardmäßig ein Netznutzungsrechts von 6 kW beim EVU (in unserem Fall: TINETZ) beantragt. Daraus ergaben sich folgende Kosten:

Anzahl:	1	
Netznutzungsrecht (kW):	6	
<hr/>		
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss,		
Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)		967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€193/kW)		1.158,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)		20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):		€2.145,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Durch die Vorbereitung der Elektromobilität verschiebt sich der bisherige Standardtarif von 6 kW auf nun 13 kW und geht mit folgenden Kosten einher:

Anzahl:	1	
Netznutzungsrecht (kW):	13	
<hr/>		
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss,		
Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)		967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€193/kW)		2.509,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)		20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):		€3.496,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Die Kostensteigerung gegenüber der bisherigen Praxis durch Berücksichtigung der Elektromobilität beträgt im gegenständlichen Beispiel bei einem Einfamilienhaus mit 1 Ladepunkt mit 11 kW mehr als 50% der bisherigen Kosten im tariflichen Bereich.

5. Praxismodelle Ladeinfrastruktur

Der private und gewerbliche Bereich (Arbeitsplatz) ist für den Erfolg der Durchsetzung der Elektromobilität auf breiter Front so entscheidend. Es werden hier 3 Lebensbereiche im Zusammenhang mit der zu erstellenden Ladeinfrastruktur untersucht. Konkret geht es darum, wie die jeweilige Hausanschluss- bzw. Hauptleitungsdimensionierung von der Übergabestelle des EVU bis zur Messeinrichtung der Anlage laut derzeitigem Normungsstand erfolgt und ob diese Vorgaben auch für die künftigen Anschlüsse der Elektromobilität ausreichend sind. Untersucht werden folgende Bereiche:

- (1) **die Ladeinfrastruktur im privaten Bereich von Einfamilienhäusern - EFH** (Wohnhäuser mit maximal fünf vollelektrifizierten Wohneinheiten)
- (2) **die Ladeinfrastruktur im privaten Bereich von Wohnanlagen - WA** (Wohnhäuser mit mindestens sechs vollelektrifizierten Wohneinheiten)
- (3) **die Ladeinfrastruktur im gewerblichen Bereich begrenzt auf kleinere und mittlere Gewerbeunternehmen - GW** (Ladeinfrastruktur außerhalb des privaten Wohnbereichs, aber nicht im öffentlichen und halböffentlichen Bereich)

5.1. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Einfamilienhäusern (EFH)

Bei Einfamilienhäusern ist die Installation einer Ladestation mit 11 kW Ladeleistung an keine besonderen zivilrechtlichen Vorgaben geknüpft. Anders als bei Mehrfamilienhäusern oder bei einer Wohnanlage muss keine Hausgemeinschaft mit der Installation einverstanden sein. Dieser niederschwellige Zugang zur Lademöglichkeit macht gerade in diesen Bereich die Ladung so attraktiv und einfach. Trotzdem sind hier, wie die Untersuchung zeigt, aus elektrotechnischer Sicht gewisse Fallstricke vorhanden. Gerade hinsichtlich der Installation von 2 oder mehr Ladepunkten ohne regulatorische Maßnahmen.

5.1.1. Einfamilienhaus mit 1 Ladepunkt (EFH-1LP)

In Kapitel 4 wurde bereits das Beispiel der elektrischen Versorgung eines Einfamilienhauses mit 1 Ladepunkt (EFH-1LP) samt Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität auf Basis der normierten Vorgaben errechnet.

Die Ergebnisse aus Kapitel 4 zeigen, dass die derzeitige Vorgabe für die Berechnung der Leistung bei vollelektrifizierten Wohneinheiten (VWE) mit 18 kW nicht mehr als realistisch angenommen werden kann. Somit wird auch die in der Normung vorgegebene Gleichzeitigkeitskurve zur Eruierung des jeweiligen Gleichzeitigkeitsfaktoren GZF , als nicht mehr praxistauglich angesehen.

Es liegt der berechnete Gesamtanschlussleistungswert (im Beispiel wird diese als *Bemesungsanschlussleistung* $P_{R(EFH-1LP)}$ bezeichnet) des Einfamilienhauses bei circa 35 kW, also um circa 90% über der bisherigen Vorgabe der maximal gleichzeitigen Belastung. Somit hat sich dieser Wert von 18 kW auf circa 35 kW fast verdoppelt.

In Bezug auf die Querschnittsdimensionierung der Hausanschlussleitung kann der aktuelle, in der TAEV vorgegebene Mindestquerschnitt von 16 mm² (Cu) für die Versorgung

eines Einfamilienhauses auch unter Einbeziehung einer einzelnen Ladestation für Elektrofahrzeuge mit bis zu 11 kW ungesteuerter Ladeleistung und der Vorgabe einer Leistungsreserve von 30% weiter Verwendung finden. In diesem Bereich waren also bereits bis dato genügend Reserven vorhanden. (TAEV)

Anders sieht es bei der Tarifsituation aus. Diese verändert sich dahingehend, dass das bis jetzt standardmäßig für Einfamilienhäuser und vollelektrifizierte Wohneinheiten (VWE) beantragte Netznutzungsrecht von 6 kW mit einem Einstellwert des Tarifschalters von 3x20 A, nun für das Hinzukommen von ungesteuerten Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit 11 kW Ladeleistung nicht mehr in dem Maße ausreicht. Eine Abschaltung des Tarifschalters unter Standard-Lastbedingungen kann nicht mehr ausgeschlossen werden, bzw. es kann vielmehr davon ausgegangen werden, dass eine solche Abschaltung infolge einer Überlastung des Tarifschalters eintritt. Die Beantragung eines Netznutzungsrechtes von 13 kW mit einem daraus folgendem Einstellwert des Tarifschalters von 3x30 A wird daher aus Betriebssicherheitsgründen, sofern man dies im privaten Bereich so benennen will, notwendig werden.

Es wird empfohlen, das Standard-Netznutzungsrecht von 6 kW auf 13 kW anzuheben. Die Kosten für den Netzanschluss erhöhen sich bei gleichem Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel durch die Erhöhung des Netznutzungsrechtes von ursprünglich € 2.145,00 auf nun € 3.496,00 (Preise netto) und somit um mehr als die Hälfte (circa 63%). Dies entspricht **Mehrkosten** in der Höhe von **€ 1351,00 netto**.

Alternativ ist aus Kostengründen eine Anhebung des Netznutzungsrechtes auf 10 kW jedenfalls durchzuführen, was einer Betriebssicherheitsverbesserung von 67% gegenüber dem bisherigen Standard bewirkt.

5.1.2. Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkten (EFH-2LP)

Der ländliche Bereich, gerade in Tirol, ist mit öffentlichen Verkehrsmitteln bis dato oft noch nicht hinreichend erschlossen, sodass es für Familien teilweise notwendig ist, nicht nur ein, sondern zwei Autos zu besitzen. Damit zusammenhängend kann also davon ausgegangen werden, dass bei Einfamilienhäusern mit 2 Ladepunkten mit jeweils bis zu 11 kW Ladeleistung gerechnet werden muss.

Dies bedeutet auf Basis der bisherigen Berechnungen:

5.1.2.1. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs

Bei der Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs ändert sich bei den bereits ermittelten Werten für eine vollelektrifizierte Wohneinheit hinsichtlich des allgemeinen Bedarfs durch den zweiten Ladepunkt nichts. Die Gleichzeitigkeit liegt hierfür noch immer bei 1.

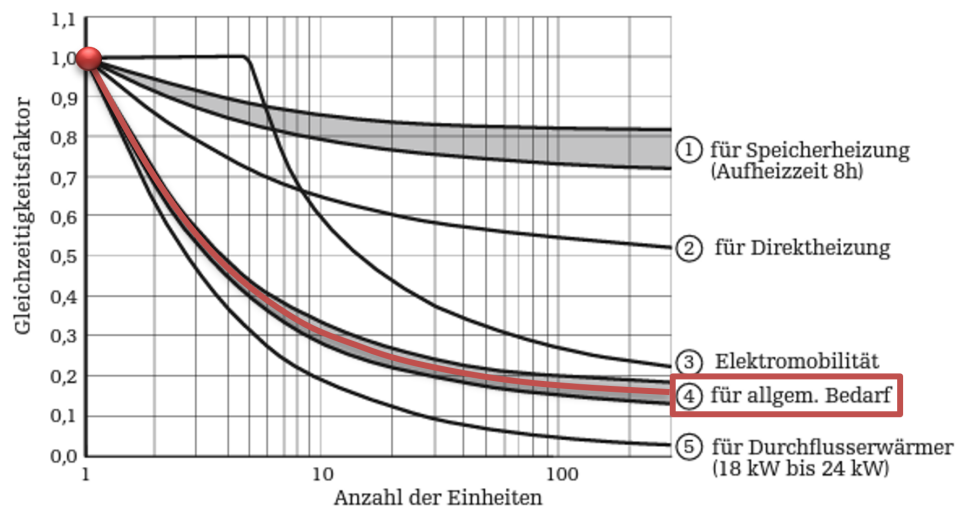


Abbildung 21: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“, Kurve „für allgemeinen Bedarf“¹²
 (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Dieser liegt nach wie vor laut Vorgabe bei 18 kW gleichzeitig zu berücksichtigender Leistung.

5.1.2.2. Ermittlung des Leistungsbedarfs für Elektromobilität (EFH-2LP)

In Bezug auf die Berücksichtigung der E-Mobilität ist der doppelte anzusetzende Wert heranzuziehen. Es sind also für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge zusätzliche **22 kW** elektrische Anschlussleistung vorzusehen.

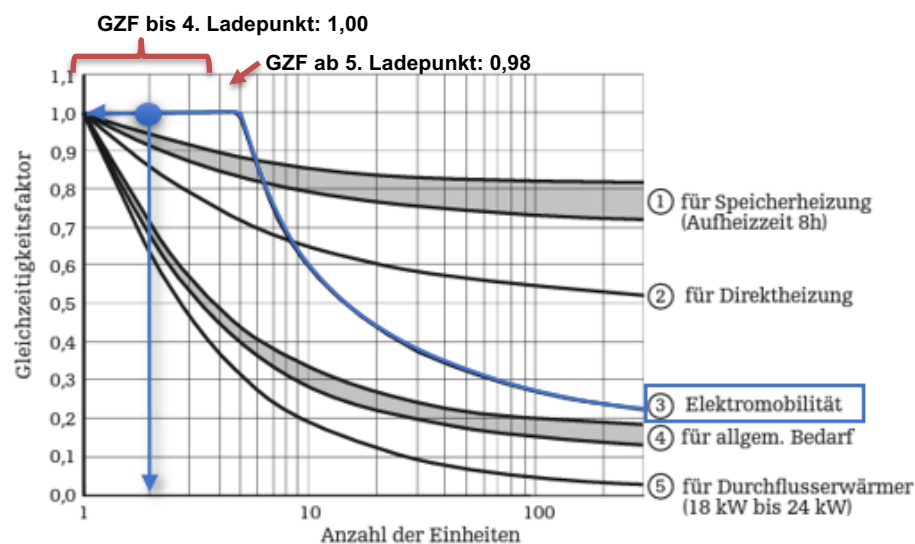


Abbildung 22: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“; Kurve Elektromobilität
 (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Dies ändert am Gleichzeitigkeitsfaktor für die Elektromobilität nichts, welcher erst ab dem fünften Ladepunkt mit bis zu 11 kW Ladeleistung eine Reduktion erfährt. Daraus errechnet

12 vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020), Gleichzeitigkeitsfaktoren; Anlagen für Wohnzwecke in Anlehnung an DIN VDE 0100-300, angepasst an die Österreichische Netzpraxis durch Einführung einer eigenen Einheitsleistung pro Wohneinheit

sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Elektromobilität für 2 Ladepunkte nach der bekannten Formel:

$$\begin{aligned} \text{Anschlussleistung}_{(nE-mob)} &= \text{Anzahl der WE} \cdot \text{Anzahl der Ladepunkte} \cdot \text{Ladeleistung pro Ladepunkt} \\ &\cdot \text{GZF}_{(nE-mob)} \end{aligned}$$

Bei 1 Wohneinheit und 2 Ladepunkten ergibt sich bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor $\text{GZF}_{(2E-mob)}$ von nach wie vor 1:

$$\text{Anschlussleistung}_{(2E-mob)} = 1 \cdot 2 \cdot 11 \text{ kW} \cdot 1 = 22 \text{ kW}$$

Die zu berücksichtigende Anschlussleistung für zwei Ladepunkte für Elektrofahrzeuge Elektromobilität ist also mit **22 kW** zu berücksichtigen. Die Summenleistung aus Anschlussleistung der Wohneinheiten und Anschlussleistung der Elektromobilität ergibt sich durch Addition wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Gesamtanschlussleistung}_{(Anlage)} &= \text{Anschlussleistung}_{(\text{Anzahl der VWE})} + \text{Anschlussleistung}_{(\text{Anzahl AWE})} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(\text{NAzahl sonstiger Wohnungsarten})} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(E-mob)} \end{aligned}$$

Im Falle des hier gegenständlichen Einfamilienhauses mit 2 Ladepunkten (EFH-2LP) ergibt sich schließlich die gesamte Anschlussleistung wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{Gesamtanschlussleistung}_{(EFH-2LP)} &= \\ \text{Anschlussleistung}_{(1VWE)} + \text{Anschlussleistung}_{(E-mob)} &= \\ 18 \text{ kW} + 22 \text{ kW} &= 40 \text{ kW} \end{aligned}$$

5.1.2.3. Ermittlung der Bemessungsleistung (EFH-2LP)

Die Bemessungsleistung errechnet sich wieder aus der Anschlussleistung für eine VWE samt der für diesen Teil vorzusehenden Reserve von 30% und der Anschlussleistung für die beiden Ladestationen mit jeweils 11 kW Ladeleistung.

$$\begin{aligned} \text{Bemessungsanschlussleistung}_{(EFH-2LP)} &= \\ &= \text{Anschlussleistung}_{(1VWE \text{ inkl. Res.})} \cdot 1,30 + \text{Anschlussleistung}_{(2E-mob)} = \\ 23,40 \text{ kW} + 22 \text{ kW} &= 45,40 \text{ kW} \end{aligned}$$

In den weiteren Ausführungen wird die *Bemessungsanschlussleistung*_(Anlage) als Basis für die Berechnung des Hausanschlusses verwendet und der einfacheren Lesbarkeit halber, diese als $P_{R(Anlage)}$ bezeichnet:

$$P_{R(EFH-2LP)} = 45,40 \text{ kW}$$

5.1.2.4. Ermittlung des Bemessungsstroms (EFH-2LP)

Durch Umstellung der Formel:

$$P_{R(EFH-2LP)} = U \cdot I_R \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}$$

gelangen wir wieder zur Berechnung des Bemessungsstromes I_R des Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabels:

$$I_{R(EFH-2LP)} = \frac{P_{R(EFH-2LP)}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}}$$

Der $\cos\varphi$ wird wieder mit 0,9 angenommen. Reduktionsfaktoren kommen nach wie vor nicht zu tragen.

	zutreffend	nicht zu- treffend
f_1 Umrechnungsfaktor betreffend Häufung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_2 Umrechnungsfaktor betreffend belastete Adern	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_4 Umrechnungsfaktor betreffend Umgebungstemperatur	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Begründung:

f_1 die Hausanschluss- bzw. Hauptleitung wird einzeln verlegt

f_2 es werden 3 Adern belastet (Drehstromsystem)

f_4 bei Erdverlegung gilt eine Bemessungstemperatur von 20 °C

Somit ergibt sich für $f_{ges} = f_1 \cdot f_2 \cdot f_4 = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$

Durch Einsetzen in die obige Formel ergibt sich der für die Auswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung notwendigen $I_{R(EFH-2LP)}$ von:

$$I_{R(EFH-2LP)} = \frac{45,40 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 1} = 72,81 \text{ A}$$

5.1.2.5. Querschnittsbestimmung der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung (EFH-2LP)

Der oben errechnete Wert von $I_{R(EFH-2LP)} = 72,81 \text{ A}$ bedingt laut anzuwendender Tabelle II/2-4 der TAEV „...Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtung zu Leitungen und Kabel in der Hausinstallation und Anlagen mit vergleichbaren Anforderungen unter festgelegten Bedingungen...“ einen Querschnitt der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung ungesteuerten 2 Ladepunkten von jeweils 11 kW wie folgt: (TAEV)

	Aderleitungen und Mantelleitungen										flexible Leitungen	Kabel	
Isolierwerkstoff	PVC												
Zulässige Betriebstemperatur	70 °C												
Umgebungstemperatur	30 °C											20 °C	
Verlegeart	A1		A2		B1		B2		C		Haus- halts- und Hand- geräte	Kabel in Luft	Kabel in Erde
belastete Adern	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	3
Nennquerschnitt (mm²) Cu	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie B/C/D in Ampere												
1,5	13	13	13	13	16	13	16	13	16	16	16	16	20
2,5	16	16	16	16	20	20	20	20	25	20	20	25	25
4	25	20	25	20	25	25	25	25	35	25	25	32	40
6		25	25	25	35	35	25	25	40	40	40	40	50
10		40		35	50	50	40	40	50	50	50	50	63
16		50		50	63	63	50	50	63	63	63	80	80
25		63		63	80	80	80	80	80	80	80	100	100
35		80		80	100	100	80	80	100	100	125	125	125
Nennquerschnitt (mm²) Cu	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie gG(gL*) bzw L/U** in Ampere												
1,5	10	10	10	8	13	10	12	10	16	13	12	16	20
1,5*	13	10	10	8	13	10	13	10	16	13	13	16	20
2,5	16	16	16	13	20	16	20	16	20	20	16	20	25
4	20	20	20	20	25	25	25	20	32	25	20	25	35
6		25	25	25	32	32	25	25	35	35	35	35	40
10		35	35	35	40	40	40	40	50	50	50	50	50
16		50	50	40	50	50	50	50	63	63	63	63	63
25		63	63	50	80	80	80	63	80	80	80	80	80
35		80	80	63	100	100	80	80	100	100	100	100	100
Nennquerschnitt (mm²) Al	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie B/C/D in Ampere												
10	35	25	25	25	40	35	40	35	40	35		40	50
16	40	35	40	35	50	50	50	40	63	50		50	50
25	63	50	50	50	63	63	63	50	80	63		63	63
35	63	63	63	63	80	80	80	63	100	80		80	80
Nennquerschnitt (mm²) Al	maximal zulässiger Nennstrom einer Überstrom-Schutzeinrichtung (OCPD) mit der Auslösekennlinie gG(gL*) bzw L/U** in Ampere												
10	25	25	25	25	35	35	35	25	40	35		40	40
16	35	35	35	35	50	40	63	40	50	50		50	40
25	50	50	50	40	63	63	63	50	63	63		63	50
35	63	63	63	50	80	63	63	63	80	80		80	63

*) gilt für Sicherungen mit Auslösekennlinie gG gemäß Reihe ÖVE/ÖNORM E 8669-2 bzw -3

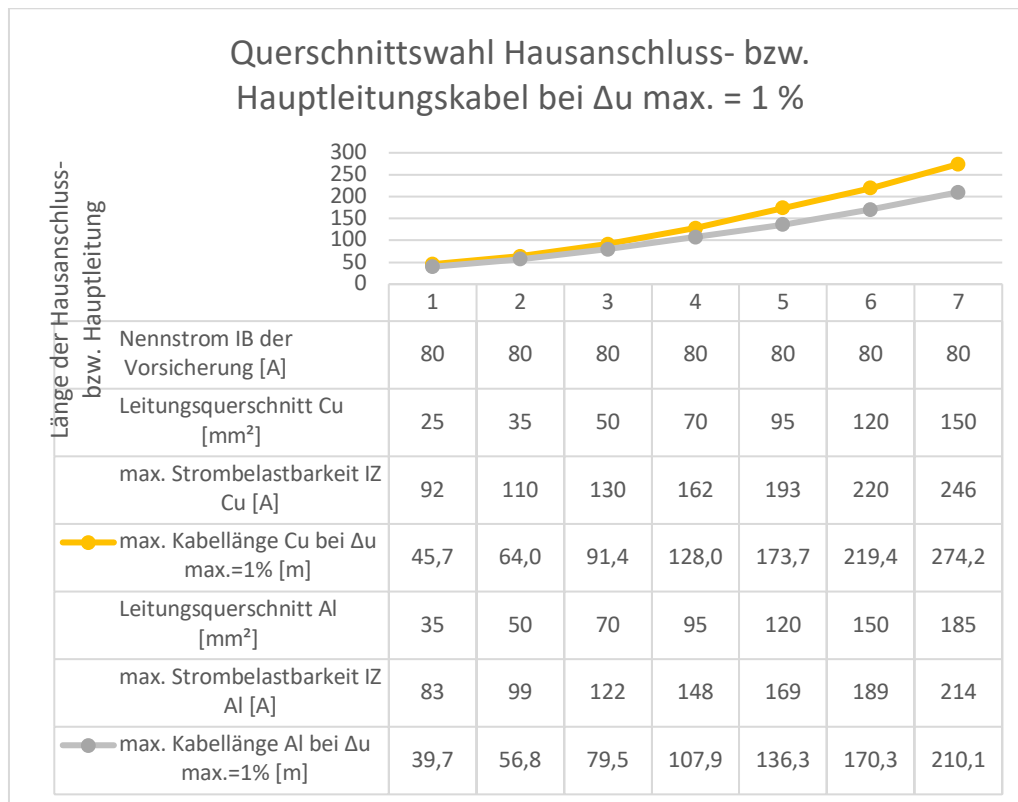
Abbildung 23: TAEV 2020, Tabelle II/2-4: Zuordnung von Überstrom-Schutzeinrichtung (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Auch hier ist wieder die maximale Länge hinsichtlich des maximalen Spannungsabfalls von 1% zu berechnen.

$$l = \frac{\Delta u \cdot U_0 \cdot \gamma \cdot A}{100 \cdot I_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{1 \cdot 400 \text{ V} \cdot 57 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 25 \text{ mm}^2}{100 \cdot 80 \text{ A} \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 45,70 \text{ m}$$

Ab einer Länge von 45,70 m ist beim Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel in Kupferausführung also bereits eine Querschnittserhöhung von 25 auf 35 mm² durchzuführen. Weitere Querschnittserhöhungen aufgrund der Kabellänge zur Einhaltung des vorgegebenen Spannungsabfalls können untenstehender Tabelle entnommen werden:

Tabelle 10: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel bei einer Vorsicherung von 80 A auf Basis der normativen Vorgaben der OVE E 8101 hinsichtlich des 1% Spannungsabfalls von der Übergabestelle des Verteilernetzbetreibers bis zur Messeinrichtung



Ohne die eingefügte Reserve, ergäbe die Vorsehung eines zweiten Ladepunktes mit 11 kW ungesteuerter Ladeleistung bei einem Einfamilienhaus folgenden Betriebsstrom:

$$I_{B(EFH-1LP)} = \frac{40,00 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 1} = 64,15 \text{ A}$$

Bei Anwendung der Nennstromregel führt dies zu folgendem Ergebnis:

Gewähltes Hausanschlusskabel: PVC-isoliertes mehradriges Erdkabel der Type E-YY-J 4x16 mm²

$$\text{Nennstromregel: } I_B \leq I_N \leq I_Z = 64,15 \text{ A} \leq 63 \text{ A} \leq 70 \text{ A}$$

Die Anwendung der Nennstromregel zeigt, dass der Betriebsstrom der Anlage **nicht kleiner oder gleich** dem Nennstrom der Vorsicherung $I_B \neq \leq I_N = 64,15 \text{ A} \neq \leq 63 \text{ A}$ ist. Somit wird dieser Teil der Vorschrift nicht eingehalten. Es muss hier der nächsthöhere Vorsicherungswert gewählt werden. Dies führt zu einem höher zu wählendem Querschnitt. Die Nennstromregel würde aber beim Vorsicherungswert von 80 A und einem Leiterquerschnitt von 25 mm² erfüllt werden:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z = 64,15 \text{ A} \leq 80 \text{ A} \leq 92$$

Dies gilt für alle Bestandsanlagen. Es wird also deutlich, dass ohne entsprechende regulierende Maßnahmen eine Ausführung eines zweiten Ladepunktes mit ungesteuerter Ladeleistung von 11 kW in einem Einfamilienhaus mit einer Hausanschluss- bzw. Hauptleitung des Typs E-YY-J 4x16 mm² (PVC-isoliertes mehradriges Erdkabel) NICHT den derzeitigen Vorschriften entspricht. Unter der Annahme, dass bei Neuanlagen die

entsprechenden Vorgaben eingehalten werden, betrifft dies also vorwiegend Bestandsanlagen. Aus der Praxis wissen wir aber auch, dass selbst für Neubauten der Mindestquerschnitt von 16 mm² Kupfer nicht oder zumindest noch nicht gleich verändert wird, da einerseits die Vorgaben dies bei oberflächlicher Betrachtung nahelegen, andererseits Leistungs- und Querschnittsberechnungen gerade bei der Errichtung Einfamilienhäusern eher die Ausnahme als die Regel bilden. Eine normative Vorgabe mit niederschwelligem Zugang, sodass diese auch für nicht täglich in den Normen nachforschenden Praktiker leicht zu eruieren ist, wäre hier sicherlich hilfreich.

5.1.2.6. Tarifwahl (EFH-2LP)

Der nunmehrige zweite Ladepunkt bedingt ein signifikant höheres Netznutzungsrecht, als es bei einem Standardanschluss für ein Einfamilienhaus der Fall wäre. Die Anschlussleistungen der Ladepunkte für sich, übertreffen bereits die in der ÖVE/ÖNORM 8016 ange-setzte „...maximalen gleichzeitigen Belastung von 18 kW für eine vollelektrifizierte Wohneinheit...“. Die gleichzeitige Stromaufnahme dieser beiden Ladepunkte mit einer jeweiligen ungesteuerten Ladeleistung von 11 kW errechnet sich aus:

(ÖNORM E 8016)

$$I_{B(E-mob-2LP)} = \frac{2 \cdot 11 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 1} = 35,28 \text{ A}$$

mit $I_{B(E-mob-2LP)}$ Betriebsstrom von 2 Ladepunkten mit einer ungesteuerten max. Ladeleistung von 11 kW

Bezogen auf den Tarifstrom ergibt der Summenstrom von empirisch ermittelten Betriebsstrom von 11,36 A und dem Betriebsstrom von 2 Ladepunkten mit 35,28 A einen Gesamtstrom von:

$$I_{B \text{ mit } E-mob-2LP} = I_{B \text{ ohne } E-mob} + I_{max.Lade E-mob-2LP} = 11,36 \text{ A} + 35,28 \text{ A} = 46,64 \text{ A}$$

Tabelle 11: Netznutzungsrechtstabelle

	Nennstrom [A]	Netznutzungsrecht [kW]
bisheriger STANDARD-Tarif	bis 1x25	4
	1x32	4,5
	1x40	5
	bis 3x13	4
	3x16	5
	3x20	6
	3x25	10
	3x30	13
	3x35	16
	3x40	19
ZU BEANTRAGENDER Tarif	3x50	25
HAUPTLEITUNG ausgelegt für	3x63	33
	3x80	41
	3x100	53

(TINETZ GmbH)

Um mit dem I_e über dem Wert von $I_{B \text{ mit } E-mob-2LP}$ zu liegen, bedarf es eines beim Verteilernetzbetreiber zu beantragendes Netznutzungsrechts von 25 kW, welches einen Einstellwert des Tarifschalters für I_e von 3x50 A ergibt.

Dieser Wert stellt somit auch bereits den maximalen Tarifstromwert für direkt gemessene Leistung dar. Bereits ab 51 A muss in Tirol eine Wandlermesszählung realisiert werden. Hier gibt es separate Vorgaben zur Zählervorbereitung der Verteilernetzbetreiber.

5.1.2.7. Kostenermittlung des Hausanschlusses (EFH-2LP)

Die Kosten für das Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für ein Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkte mit jeweils 11 kW berechnen sich wie folgt:

Tabelle 12: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für ein Einfamilienhaus mit 2 Ladepunkten mit 11 kW

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel iK (1,000) 4x25	30 m		6,75	12,25	19,00 €	570,00
						(alle Preise netto ohne MWSt.)

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens.)

Als Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel wird hier wiederum ein PVC-isoliertes Starkstromkabel (wie bereits oben beschrieben) in Form eines Kupferkabels E-YY-J, in der ermittelten Dimension, 4x25 mm² (vom HAK des EVU bis zum Zählerverteiler TN-C-Netz) verwendet.

Bisheriger Kostenansatz:

Anzahl:	1	
Netznutzungsrecht (kW):	6	
<hr/>		
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)		967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€193/kW)		1.158,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)		20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):		€2.145,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Durch die Vorbereitung der Elektromobilität für nun 2 Ladepunkte mit einer maximalen ungesteuerten Ladeleistung von jeweils 11 kW und einem zu beantragenden Netznutzungsrecht von 25 kW ergeben sich folgende Kosten:

Anzahl:	1	
Netznutzungsrecht (kW):	25	
<hr/>		
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)		967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€193/kW)		4825,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)		20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):		€5.812,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

5.1.2.8. Zusammenfassung der Auslegung (EFH-2LP)

Der bis dato in der TAEV vorgegebene Mindestquerschnitt für die Versorgung eines Einfamilienhauses muss in Folge der Vorbereitung von zwei Ladestation mit bis zu 11 kW

ungesteuerte Ladeleistung und der Vorgabe einer Leistungsreserve von 30% **um einen Querschnittswert erhöht** werden. Die Tarifsituation verändert sich dahingehend, dass das bis jetzt standardmäßig für Einfamilienhäuser und Wohnungen beantragte Netznutzungsrecht von 6 kW mit einem Einstellwert des Tarifschalters von 3x20 A, nun für das Hinzukommen von ungesteuerten Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit 22 kW Ladeleistung nicht mehr ausreicht. (TAEV)

Es ergibt sich ein zu beantragendes Netznutzungsrecht von 25 kW mit einem daraus folgendem Einstellwert des Tarifschalters von 3x50 A. Dies entspricht einer Vervierfachung des zu beantragenden Netznutzungsrechtes. Die Kosten für den Netzanschluss verteuern sich einerseits durch die Erhöhung des Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel um einen Querschnittswert von 4x16 mm² auf 4x25 mm² um € 162,00 oder knappen 40% und andererseits durch den notwendigen vermehrten Zukauf des Netznutzungsrechtes von ursprünglich 6 kW auf nun 25 kW. Dies zieht Mehrkosten von € 3.667,00 mit sich (von ursprünglich € 2.145,00 auf nun € 5.812,00) und entspricht circa einer Erhöhung von 270% (alle Preise netto). Somit ergeben sich **Mehrkosten** für den Hausanschluss von gesamt **€ 3.829,00 netto**. Der zuvor für ein PVC-Erdkabel E-YY-J 4x16 mm² und einem Netznutzungsrecht von 6 kW fällige Preis von zusammen € 2.553,00 netto steigt nun um knapp das 2,5 -fach auf zusammen € 6.382,00 netto.

Dieser Mehrkostenbetrag spiegelt ungefähr die Errichtungskosten eines Ladepunktes für ein Elektrofahrzeug mit 11 kW AC Ladeleistung samt der notwendigen Infrastruktur und Montage wider.

5.2. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Wohnanlagen (WA)

Als Berechnungsbasis wird hier eine Wohnanlage mit 10 Wohneinheiten, untergebracht in einem Wohnblock, angenommen. Die Heizung, als auch die Warmwasserbereitung erfolgt mittels Wärmepumpen mit Not-ELO-Heizregister.

5.2.1. Ermittlung des allgemeinen Leistungsbedarfs (WA)

Anders als bei der Ermittlung für des Netznutzungsrecht für den allgemeinen Bedarf bei den vorherigen Beispielen beim Einfamilienhaus, errechnet sich dieser bei einer Wohnanlage aus:

- der Summe der benötigten Leistungen der Allgemeinverbraucher, multipliziert mit einem angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktor
- der Anzahl der vollelektrifizierten Wohneinheiten, multipliziert mit einem aus der TAEV-Tabelle entnommenen Gleichzeitigkeitsfaktor

und neuerdings zusätzlich noch

- der Anzahl an Ladepunkten mit ungesteuerter Ladeleistung pro Ladepunkt von 11 kW

Die für die Elektromobilität vorzusehenden Ladepunkte sind auf Basis der Tiroler Bauordnung (TBO) im Zuge einer Änderung der Technischen Bauvorschriften 2016 mit Kundmachung vom 23. März 2020 vom Land Tirol verordnet worden. In diesem Landesgesetzblatt für Tirol wird die Richtlinie 2014/94/EU umgesetzt. Im § 37a wird der Anwendungsbereich und die Begriffsbestimmung angeführt, im § 37b die Anforderungen und die Ausnahmen genannt. Demnach sind „...*bei Neubauten oder größeren Renovierungen von Gebäuden*

die zum Gebäude gehörenden Abstellmöglichkeiten mit einer Leitungsinfrastruktur für die spätere Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, bestehend aus Leerverrohrungen oder Kabeltrassen für Elektrokabel, Platzreserven für Stromzähler, Stromverteilung und dergleichen und mit Ladepunkten für Elektrofahrzeuge entsprechend den Abs. 2 und 3 auszustatten.“ Hier kommt also ein Allgemeinteil zu tragen, in welchem nicht direkt zu einer Wohnung zuzuordnende Verbraucher abgebildet werden. Auch dafür ist ein Netznutzungsrecht zu beantragen. (Land Tirol)

5.2.2. Ermittlung der Summenleistung der Allgemeinverbraucher (WA)

Zur Ermittlung der benötigten allgemeinen Verbraucher werden diverse Anschlussleistungen vorwiegend aus dem Bereich der Haustechnik (Heizung-, Klima-, Lüftung- und Sanitär) benötigt. Der Aufzugsanschluss sowie weitere Allgemeinverbraucher, wie die Gully- bzw. Dachrinnenheizung, der Garagentoranschluss, sowie die Beleuchtung der Allgemeinteile (Außenanlage, Treppenhaus und Tiefgarage) sind ebenfalls zu berücksichtigen. Diesen zusammengestellten Leistungen wird jeweils ein praxisbezogener Gleichzeitigkeitsfaktor zugeordnet.

Tabelle 13: Überschlägige Leistungsberechnung für den Allgemeinbereich der Wohnanlage zur Ermittlung der Anschlussleistung

Überschlägige Leistungsbedarfsberechnung für den Allgemeinbereich								
Bezeichnung	Anzahl		á Leistung W	Σ Leistung W	Gleichzeitigkeit	I ~ (A)	3 ~ (A)	Querschnitt mm ²
	230 V	400 V						
Heizung/Warmwasser								
Fernwärmestation	1		1 000,00	1 000,00	0,30	1,30		3x2,5
Umwälzpumpen samt Motormischer (ca. 2,5W)	12		200,00	2 400,00	0,70	7,30		3x1,5
Regenpumpe	1		1 500,00	1 500,00	0,30	1,96		3x2,5
Lüftung								
Lüftungsgerät Pichler LG 1400	1		500,00	500,00	1,00	2,17	0,00	3x1,5
Vorheizregister		1	5 500,00	5 500,00	0,50		3,97	5x1,5
HKLS Sonstiges								
Abwasserhebeanlage	1		1 000,00	1 000,00	0,20	0,87		3x2,5
Grossraumtrockner Eisbär	1		1 100,00	1 100,00	0,40	1,91		3x2,5
10l Obertischboiler	1		1 500,00	1 500,00	0,20	1,30		3x2,5
ALLGEMEIN								
Aufzug		1	6 000,00	6 000,00	0,20		1,73	5x4
Gully/Dachrinnenheizung	1		1 500,00	1 500,00	0,25	1,63		3x2,5
Garagentor	1		500,00	500,00	0,10	0,22		3x2,5
Beleuchtung	80		40,00	3 200,00	0,50	6,96		5x1,5
Summe						25,63	5,71 A	
zuzüglich Aufteilung 1~ : 3							8,54 A	
Gesamtstrom des Objektes (in A)							14,25 A	
zuzüglich Reserve (in A)							0,00	
Gesamtstrombedarf (in A)							14,25 A	
Gesamtleistung (in kW)							9,86 kW	

Für den Allgemeinteil ist also eine Anschlussleistung von circa

$$\text{Anschlussleistung}_{(\text{Allgemeinteil})} = 10,00 \text{ kW}$$

zu berücksichtigen.

5.2.3. Ermittlung der Summenleistung der Wohnungen (WA)

Für die Ermittlung des Netznutzungsrechts für den allgemeinen Bedarf der Wohnungen wird wieder der, auf Basis der unter 3.4.2.2 angeführte, durch die ÖVE/ÖNORM E 8016 vorgegebene Wert von 18 kW für die maximale gleichzeitigen Belastung bei vollelektrifizierten Wohneinheiten (VWE) herangezogen. Der anzuwendende Gleichzeitigkeitsfaktor ist wieder aus der TAEV-Grafik zu entnehmen. (ÖNORM E 8016)

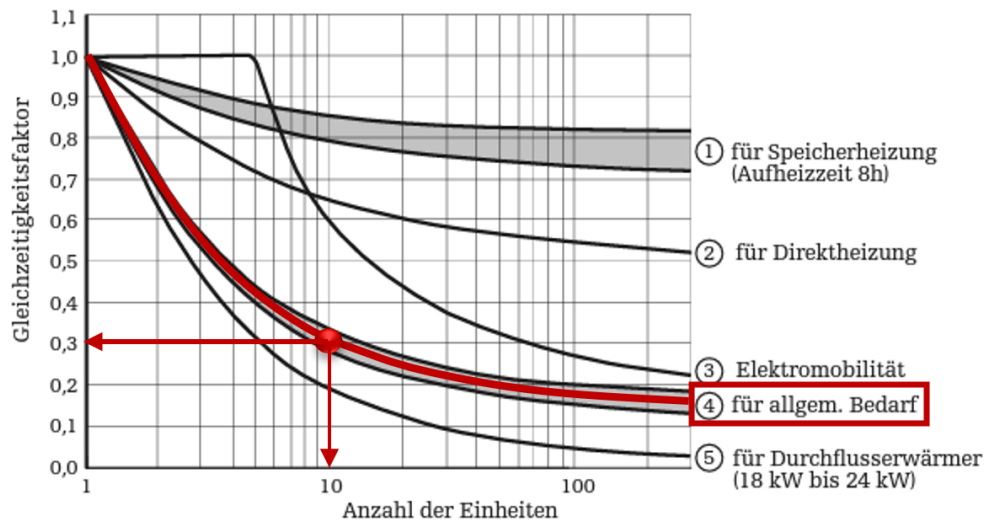


Abbildung 24: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“, Kurve „für allgemeinen Bedarf“¹³
(Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Der aus der Grafik ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktor für den allgemeinen Bedarf:

$$GZF_{(n_{\text{allgem. Bedarf}})} \text{ beträgt bei } 10 \text{ VWE } GZF_{(10_{\text{allgem. Bedarf}})} = 0,3$$

Daraus errechnet sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Wohneinheiten allgemein wie folgt:

$$\text{Anschlussleistung}_{(n_{\text{VWE}})} = \text{Anzahl der VWE} \cdot 18 \text{ kW} \cdot GZF_{(10_{\text{allgem. Bedarf}})}$$

Bei 10 Wohneinheit ergibt dies:

$$\text{Anschlussleistung}_{(10_{\text{VWE}})} = 10 \cdot 18 \text{ kW} \cdot 0,3 = 54 \text{ kW}$$

5.2.4. Ermittlung des Leistungsbedarfs für Elektromobilität (WA)

Die Ladepunkte der Elektromobilität werden bei Wohnanlagen laut TAEV-Gleichzeitigkeitsgrafik (Abbildung II/2-1 an die Wohnungen gebunden und nicht an die tatsächliche Anzahl von Stellplätzen (anders als im zitierten Landesgesetzblatt für Tirol). Die Ermittlung des Netznutzungsrechts der E-Mobilität ist ebenfalls auf Basis der dafür in der TAEV vorgegebenen Grafik durchzuführen.

13 vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020), Gleichzeitigkeitsfaktoren; Anlagen für Wohnzwecke in Anlehnung an DIN VDE 0100-300, angepasst an die Österreichische Netzpraxis durch Einführung einer eigenen Einheitsleistung pro Wohneinheit

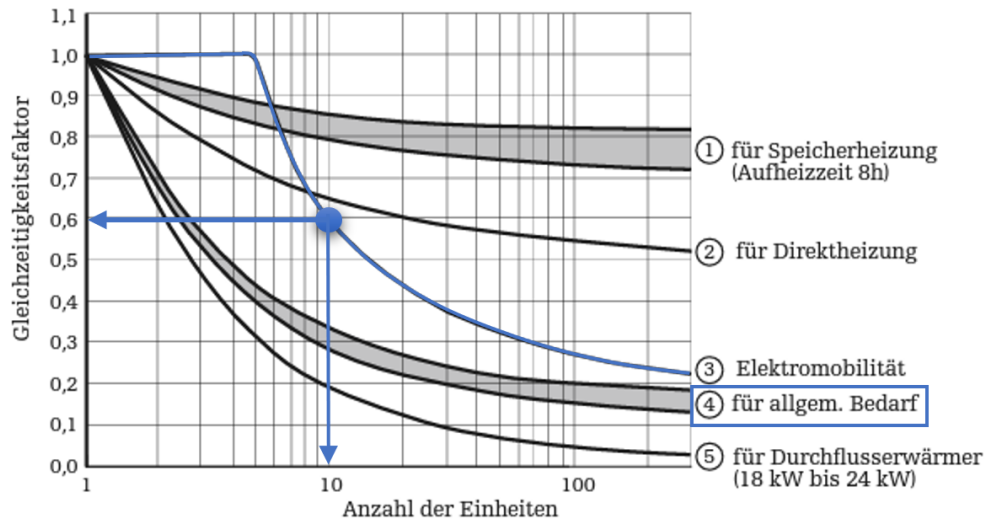


Abbildung 25: Gleichzeitigkeitsfaktor „Anlagen für Wohnzwecke“; Kurve Elektromobilität ¹⁴
(Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)

Demnach ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die Elektromobilität $GZF_{(E-mob)}$ mit 0,6 zu berücksichtigen. Pro Ladepunkt beträgt die ungesteuerte Ladeleistung auch hier wieder 11 kW AC. Daraus errechnet sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die Elektromobilität für 10 Ladepunkte nach der bekannten Formel:

*Anschlussleistung*_(nE-mob)

$$= \text{Anzahl der WE} \cdot \text{Anzahl der Ladepunkte} \cdot \text{Ladeleistung pro Ladepunkt} \cdot GZF_{(nE-mob)}$$

Bei 1 Wohneinheit und 2 Ladepunkt ergibt sich:

$$\text{Anschlussleistung}_{(10 E-mob)} = 10 \cdot 11 \text{ kW} \cdot 0,6 = 66 \text{ kW}$$

Die zu berücksichtigende Anschlussleistung für die 10 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge ist also mit **66 kW** zu berücksichtigen. Die Summenleistung aus Anschlussleistung der Wohneinheiten und Anschlussleistung der Elektromobilität ergibt sich durch Addition wie folgt:

*Gesamtanschlussleistung*_(Anlage)

$$\begin{aligned} &= \text{Anschlussleistung}_{(Allgemeinteil)} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(Anzahl der VWE)} \quad + \text{Anschlussleistung}_{(Anzahl AWE)} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(N\text{Anzahl sonstiger Wohnungsarten})} \\ &+ \text{Anschlussleistung}_{(E-mob)} \end{aligned}$$

Im Falle dieser Wohnanlage mit 10 Wohneinheiten (WE) und somit laut Vorgabe der Bauordnung ebenfalls 10 Ladepunkten, ergibt sich die gesamte Anschlussleistung aus folgender Berechnung:

$$\begin{aligned} &\text{Gesamtanschlussleistung}_{(10VWE-10LP)} = \\ &\text{Anschlussleistung}_{(Allgemeinteil)} + \text{Anschlussleistung}_{(10VWE)} \\ &\quad + \text{Anschlussleistung}_{(10E-mob)} = \\ &10,00 \text{ kW} + 54,00 \text{ kW} + 66,00 \text{ kW} = 130,00 \text{ kW} \end{aligned}$$

14 vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020), Gleichzeitigkeitsfaktoren; Anlagen für Wohnzwecke in Anlehnung an DIN VDE 0100-300, angepasst an die Österreichische Netzpraxis durch Einführung einer eigenen Einheitsleistung pro Wohneinheit

5.2.5. Ermittlung der Bemessungsleistung (WA)

Die Bemessungsleistung errechnet sich, wie bereits bekannt, aus der Anschlussleistung für den Allgemeinteil samt jener für die 10 VWE beaufschlagt mit der für diese Teile vorzusehenden Reserve von 30% und der Anschlussleistung für die den Wohneinheiten zugehörigen Ladestationen mit jeweils 11 kW Ladeleistung.

$$\begin{aligned}
 \text{Bemessungsanschlussleistung}_{(10VWE-10LP)} &= \\
 &= (\text{Anschlussleistung}_{(\text{Allgemeinteil})} + \text{Anschlussleistung}_{(10VWE)}) \cdot 1,30 \\
 &+ \text{Anschlussleistung}_{(10E-mob)} = \\
 (10,00 \text{ kW} + 54,00 \text{ kW}) \cdot 1,30 + 66,00 \text{ kW} &= (64,00 \text{ kW}) \cdot 1,30 + 66,00 \text{ kW} \\
 &= 83,20 \text{ kW} + 66,00 \text{ kW} = 149,20 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Die Bemessungsanschlussleistung $P_{R(\text{Anlage})}$ wird in weitere Folge wieder als $P_{R(\text{Anlage})}$ bezeichnet.

$$P_{R(10VWE-10LP)} = 149,20 \text{ kW}$$

5.2.6. Ermittlung des Bemessungsstroms (WA)

Durch Umstellung der Formel

$$P_{R(10VWE-10LP)} = U \cdot I_R \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}$$

gelangen wir wieder zur Berechnung des Bemessungsstromes I_R des Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabels

$$I_{R(10VWE-10LP)} = \frac{P_{R(10VWE-10LP)}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}}$$

Der $\cos\varphi$ wird wieder mit 0,9 angenommen. Auch hier bleiben die Reduktionsfaktoren noch ohne Auswirkungen.

	zutreffend	nichtzutreffend
f_1 Umrechnungsfaktor betreffend Häufung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_2 Umrechnungsfaktor betreffend belastete Adern	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_4 Umrechnungsfaktor betreffend Umgebungstemperatur	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Begründung:

f_1 die Hausanschluss- bzw. Hauptleitung wird einzeln verlegt

f_2 es werden 3 Adern belastet (Drehstromsystem)

f_4 bei Erdverlegung gilt eine Bemessungstemperatur von 20 °C

Für f_{ges} kann somit wieder wie folgt berechnet werden:

$$f_{ges} = f_1 \cdot f_2 \cdot f_4 = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$$

Durch Einsetzen in die obige Formel ergibt sich der für die Auswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung notwendigen $I_{R(EFH-2LP)}$ von:

$$I_{R(10VWE-10LP)} = \frac{149,20 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 1} = 239,29 \text{ A}$$

5.2.7. Querschnittsbestimmung der Hauptleitung(en) (WA)

Der oben errechnete Wert von $I_{R(10VWE-10LP)} = 239,29 \text{ A}$ ist in der Tabelle II/2-4 der TAEV nicht mehr abgebildet, weshalb auf die Ursprungstabelle der OVE E 8101 Tabelle zurückgegangen wird. Dazu ist es notwendig die für unsere Versorgungs- und Verlegeart richtige Tabelle auszuwählen. In der Tabelle 52.B.1 wird die dafür zuständige Tabelle angegeben:


Verlegebedingungen und Referenzverlegart 		Tabelle und Spalte				
		Strombelastbarkeitswerte für einzelne Stromkreise				
		PVC-isoliert	VPE/EPR-isoliert		Mineralisoliert	
		Anzahl der Leiter				
1	2	2	3	2	3	2 und 3
		3	4	5	6	7
	D2	52.B.2 Spalte 8	52.B.4 Spalte 8	52.B.3 Spalte 8	52.B.5 Spalte 8	-

Abbildung 26: OVE E 8101: 2019-01-01, Auszug aus Tabelle 52.B.1 – Referenzverlegearten für die tabellierten Strombelastbarkeiten (2 von 2)

(OVE E 8101)

In weiterer Folge wird in der Tabelle 52.B.4 Spalte 8 der entsprechende Querschnitt der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung auf Basis des errechneten Wertes für $I_{R(10VWE-10LP)} = 239,29 \text{ A}$ ausgewählt:

Material und Nennquerschnitt mm ²	Referenzverlegeart gemäß Tabelle 52.B.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Kupfer							
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	46	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
25	73	68	89	80	96	82	92
35	89	83	110	99	119	98	110
50	108	99	134	118	144	116	130
70	136	125	171	149	184	143	162
95	164	150	207	179	223	169	193
120	188	172	239	206	259	192	220
150	216	196	262	225	299	217	246
185	245	223	296	255	341	243	278
240	286	261	346	297	403	280	320
300	328	298	394	339	464	316	359
Aluminium							
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5	
4	18,5	17,5	22	21	25	24	
6	24	23	28	27	32	30	
10	32	31	39	36	44	39	
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69
35	70	65	86	77	90	77	83
50	84	78	104	92	110	91	99
70	107	98	133	116	140	112	122
95	129	118	161	139	170	132	148
120	149	135	186	160	197	150	169
150	170	155	204	176	227	169	189
185	194	176	230	199	259	190	214
240	227	207	269	232	305	218	250
300	261	237	306	265	351	247	282

ANMERKUNG In den Spalten 3, 5, 6, 7 und 8 werden runde Leiter mit Querschnitten bis einschließlich 16 mm² angenommen. Werte für größere Querschnitte beziehen sich auf Sektorleiter und können sicher auch für runde Leiter angewendet werden.

Abbildung 27: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegearten gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium, Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C

(OVE E 8101)

Aus der Tabelle ergäbe sich für $I_{R(10VWE-10LP)} = 239,29 A$ ein Mindest- Querschnittswert für Kupfer von 150 mm², sowie für Aluminium von 240 mm². Die Subsumierung unter die Nennstromregel zeigt aber, dass im Falle der Wahl eines Kupferleiters die Nennstromregel aufgrund der zuzuordnenden Vorsicherung nicht erfüllt wäre:

$$\text{Nennstromregel: } I_B \leq I_N \leq I_Z = 239,29 A \leq 224 A \leq 246 A$$

Um die Nennstromregel zu erfüllen ist es notwendig den Querschnitt für das Kupferkabel um eine Dimension größer zu wählen. Hier muss also der nächste Querschnittswert von 150 mm² auf 185mm² angepasst werden. Somit ergibt dies für die neue Betrachtung der Nennstromregel:

Nennstromregel: $I_B \leq I_N \leq I_Z = 239,29 A \leq 250 A \leq 278 A$

Material und Nennquerschnitt mm ²	Referenzverlegeart gemäß Tabelle 52.B.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Kupfer							
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	46	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
25	73	68	89	80	96	82	92
35	89	83	110	99	119	98	110
50	108	99	134	118	144	116	130
70	136	125	171	149	184	143	162
95	164	150	207	179	223	169	193
120	188	172	239	206	259	192	220
150	216	196	262	225	299	217	246
185	245	223	296	255	341	243	278
240	286	261	346	297	403	280	320
300	328	298	394	339	464	316	359
Aluminium	in der Praxis wird bei diesem großen Querschnitt ein Aluminiumkabel gewählt						
2,5	13,5	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5	
4	18,5	17,5	22	21	25	24	
6	24	23	28	27	32	30	
10	32	31	39	36	44	39	
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69
35	70	65	86	77	90	77	83
50	84	78	104	92	110	91	99
70	107	98	133	116	140	112	122
95	129	118	161	139	170	132	148
120	149	135	186	160	197	150	169
150	170	155	204	176	227	169	189
185	194	176	230	199	259	190	214
240	227	207	269	232	305	218	250
300	261	237	306	265	351	247	282

ANMERKUNG In den Spalten 3, 5, 6, 7 und 8 werden runde Leiter mit Querschnitten bis einschließlich 16 mm² angenommen. Werte für größere Querschnitte beziehen sich auf Sektorleiter und können sicher auch für runde Leiter angewendet werden.

Abbildung 28: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegearten gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium-Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C

(OVE E 8101)

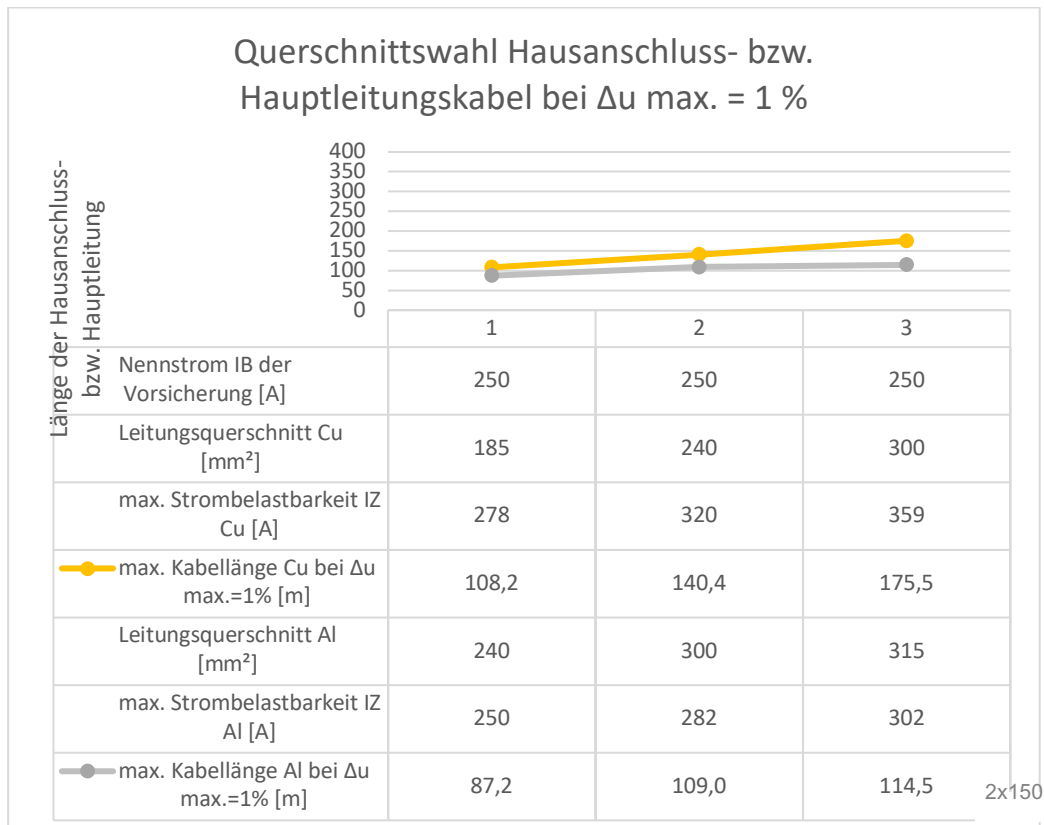
Die maximale Kabellänge wird nachfolgend anhand des für den Hauptleitungsbereich vorgegebenen maximalen Spannungsabfalls von 1% berechnet.

$$l = \frac{\Delta u \cdot U_0 \cdot \gamma \cdot A}{100 \cdot I_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{1 \cdot 400 V \cdot 35,40 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 240 mm^2}{100 \cdot 250 A \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 87,20 m$$

Bis zu einer Länge von 87,20 m kann die Hauptleitung mit einem PVC-isoliertem Aluminiumkabel EA-YY-J 4x240 mm² ausgeführt werden.

Für größere Längen können die Werte aus der nachstehenden Tabelle entnommen werden:

Tabelle 14: Querschnittswahl der Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel bei einer Vorsicherung von 224 A auf Basis der normativen Vorgaben der OVE E 8101 1% Spannungsabfalls von der Übergabestelle Verteilernetzbetreibers bis Messeinrichtung sowie den Tabellen 52.B.1 und 52.B.4



Die Verwendung von Aluminium, gerade bei Hausanschluss- bzw. Hauptleitungen, kommt in der Praxis ab einem Querschnitt von circa 70 mm² sehr häufig vor bzw. ist dort schon Standard. Dies geschieht trotz des zu verwendenden höheren Querschnitts zum einen wegen der leichteren Verlegbarkeit und zum anderen wegen der geringeren Materialkosten.

5.2.8. Tarifwahl (WA)

Bei Wohnanlagen wird hinsichtlich der Tarifwahl für die Beantragung der Netznutzungsrechte zwischen den elektrischen Verbrauchern der Allgemeinteilen der Anlage und den einer Wohnung direkt zuzuordnenden Verbrauchern unterschieden. Daher wird der Antrag auf Netznutzung auch unterteilt in:

- Allgemeinteil(e)
- Wohnungen

5.2.8.1. Tarifwahl Allgemeinteil(e) (WA)

Laut Annahme handelt es sich um eine Wohnanlage mit einem einzigen Wohnblock. Es wird hier also nicht zwischen mehreren Allgemeinteilen unterschieden, sondern es kommt nur ein Allgemeinteil zur Ausführung. Die Tarifwahl für den Allgemeinbereich ergibt sich aus der Summenleistung der Allgemeinverbraucher. Die entsprechende Aufstellung hat eine Summenleistung von 10 kW ergeben. Der entsprechende Wert des dafür notwendigen Netznutzungsrechtes wird aus der Netznutzungsrechtstabelle abgelesen.

Tabelle 15: Netznutzungsrechtstabelle

	<i>Nennstrom [A]</i>	<i>Netznutzungs- recht [kW]</i>
	bis 1x25	4
	1x32	4,5
	1x40	5
	bis 3x13	4
	3x16	5
	3x20	6
ZU BEANTRAGENDER Tarif Allgemeinteil	3x25	10
	3x30	13
	3x35	16
	3x40	19
	3x50	25
	3x63	33
	3x80	41
	3x100	53

(TINETZ GmbH)

Für den Allgemeinbereich wird also ein Netznutzungsrecht von 10 kW zu beantragen sein. Für diesen Bereich wird es im Normalfall zu keiner Erhöhung des Netznutzungsrechtes im Betrieb der Anlage kommen. Die Heizung und Warmwasserbereitung durch Fernwärme ist bereits auf einem ökologisch sehr hohen Niveau, sodass die Umrüstung auf eine, dem Allgemeinteil zuzurechnende Wärmepumpe nicht notwendig sein wird.

5.2.8.2. Tarifwahl Wohnungen (WA)

Bei der Tarifwahl zu den Wohnungen wird hier für jede Wohnung eine separate durchgeführt. Die Tarifwahl erfolgt bei den Wohnungen analog zum Einfamilienhaus. Die in diesbezüglichen Kapiteln errechneten Werte für VWE sind 1:1 für die Wohnanlage anwendbar und haben pro VWE mit einem Ladepunkt mit einer ungesteuerten Ladeleistung von 11 kW ein notwendiges Netznutzungsrecht von 13 kW ergeben.

Tabelle 16: Netznutzungsrechtstabelle aus: Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz

	Nennstrom [A]	Netznutzungs- recht [kW]
	bis 1x25	4
	1x32	4,5
	1x40	5
	bis 3x13	4
	3x16	5
<i>bisheriger STANDARD-Tarif</i>	3x20	6
	3x25	10
ZU BEANTRAGENDER (neuer STANDARD-)Tarif	3x30	13
	3x35	16
	3x40	19
	3x50	25
	3x63	33
	3x80	41
	3x100	53

(TINETZ GmbH)

Dieser Tarif wird nun für 10 Wohnungen beim Verteilernetzbetreiber beantragt.

5.2.9. Kostenermittlung des Hausanschlusses (WA)

Die Kosten für das Hauptleitungskabel für die gegenständliche Wohnanlage mit 10 VWE und 10 Ladepunkten mit jeweils 11 kW ergeben sich wie folgt:

Tabelle 17: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für eine Wohnanlage

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel Alul.iK (2,822) 4x240	60 m		11,2	15,63	26,83 €	1 609,80
(alle Preise netto ohne MWSt.)						

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens)

Die Kabellänge wurde aufgrund der höheren Kubatur einer Wohnanlage im Vergleich zu einem Einfamilienhaus verdoppelt, wobei der angenommene Wert die Vorgabe des maximal erlaubten Spannungsabfalls von der Übergabestelle des Verteilernetzbetreibers bis zum Zählpunkt der Kundenanlage mit $\Delta u \leq 1\%$ einhält.

Zum Vergleich: Ohne die Vorgabe zur Vorsehung der Elektromobilität würden wir hier lediglich ein Hauptleitungskabel mit 95 mm² Aluminium benötigen.

Tabelle 18: Kostenberechnung für ein Hausanschluss- bzw. Hauptleitungskabel für eine Wohnanlage

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel Alul.iK (1,117) 4x95	60 m		7,5	8,2	15,7 €	942,00
(alle Preise netto ohne MWSt.)						

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens.)

Die Mehrkosten für die Elektromobilitätsvorsehung betragen bei der Hauptleitung also rund 70%.

Zum Vergleich die Tarifkosten (Netznutzungszukauf beim Verteilernetzbetreiber) der bisherigen Anschlussanfragen ohne Elektromobilität. Für die VWE wurde jeweils ein Netznutzungsrecht von 6 kW beantragt:

Art der Anlage:		Netznutzungsrecht (kW)	
Wohnanlage Allgemeinteil	1	10	
Wohnanlage Wohnhaus	10	6	
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57,00/Anschluss)			967,00
Netzbereitschaftsentgelt			(€193/kW)
WA Allgemeinteil			1.930,00
WA Wohnhaus			11.580,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)			220,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):			€14.697,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabenspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabsungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Durch die Vorbereitung der Elektromobilität für die den 10 VWE zugehörigen Stellplätzen mit einer maximalen ungesteuerten Ladeleistung von jeweils 11 kW und einem damit zu beantragenden Netznutzungsrecht von 13 kW pro VWE, ergeben sich nun folgende Kosten:

Art der Anlage:		Netznutzungsrecht (kW)	
Wohnanlage Allgemeinteil	1	10	
Wohnanlage Wohnhaus	10	13	
Netzzutrittsentgelt (€967,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57,00/Anschluss)			967,00
Netzbereitschaftsentgelt			(€193/kW)
WA Allgemeinteil			1.930,00
WA Wohnhaus			25.090,00
Messstellenüberprüfung (€20,00/Messstelle)			220,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):			€28.207,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabenspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabsungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Hier ist eine deutliche Kostensteigerung durch die notwendige Erhöhung der Netznutzungsrechte bei den Wohnungen infolge der Vorgabe der Vorbereitung der Ladepunkte für Elektrofahrzeuge zu erkennen. Diese Steigerung beträgt mehr als 100% (116,67%) von ursprünglich € 11.580,00 auf nun € 25.090,00 (alle Preise netto). Der Allgemeinbereich bleibt davon unberührt.

Hinweis: Derzeit ist die obige Kostenberechnung mit Beantragung eines Netznutzungsrechts pro Wohneinheit von 13 kW, also bereits inklusive der Leistung für einen Ladepunkt, eine rein theoretische Annahme, da bis dato nur die Vorbereitung nicht aber die Gesamtumsetzung verlangt wird. Es wird also infrastrukturmäßig alles für die Installation einer Ladestation mit bis zu 11 kW AC-Ladeleistung pro Wohneinheit vorbereitet, aber derzeit noch nicht ausgeführt, das heißt, tariflich wird derzeit pro Wohnung nur das bisherige Standardnetznutzungsrecht von 6 kW vom Wohnanlagenerrichter beantragt. Alle weiteren Kosten hinsichtlich der tatsächlichen Umsetzung einer Ladestation an einem Stellplatz ist vom Wohnungskäufer oder Besitzer auf dessen Kosten umzusetzen – auch die Erhöhung des Netznutzungsrechts von 6 auf 13 kW. Grund hierfür ist, dass die Montage einer Ladestation höchst individuell ist und dem jeweiligen Wohnungsbesitzer oder Eigentümer obliegt, die Wohnanlagen selbst aber von Investoren oder sozialen Wohnbauträgern errichtet werden, welche diese Kosten nicht übernehmen.

5.2.10. Zusammenfassung der Auslegung (WA)

Durch die Vorgabe der Vorbereitung der Ladeinfrastruktur für Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis 11 kW pro Wohnung, erhöht sich die für die 10 VWE ursprüngliche Versorgung der Wohnanlage notwendige Leistung nahezu um denselben Wert, also wird die ursprüngliche Leistung fast verdoppelt. Das Gleichbleiben der Leistung des Allgemeinteils federt dies etwas ab. Ohne diesen ist eine Erhöhung von 116,67% zu erkennen.

Damit einhergehend ist auch eine Querschnittserhöhung der Hauptleitung verbunden, welche ebenfalls, je nach Leitungslänge, als doppelt angesehen werden muss.

Tariflich werden die einzelnen vollelektrifizierten Wohnungen (VWE) der Anlage analog zum Einfamilienhaus bei Aktivierung des für die Elektromobilität gedachten Ladepunktes das vom Bauträger standardmäßig zugekaufte Netznutzungsrecht von 6 kW auf 13 kW erhöhen müssen, um den Betrieb einer ungesteuerten Ladestation mit 11 kW AC max. Ladeleistung bei gleichzeitig gegebener Betriebssicherheit zu ermöglichen. Der Einstellwert des Tarifschalters muss also bereits für 3x30 A vorhanden sein.

Die Kosten für den Netzanschluss verteuern sich wiederum durch den größeren Querschnitt des Hauptleitungskabels, von 4x95 mm² ohne Elektromobilität auf nun 4x240 mm², um € 670,00 oder 70%. Durch den vermehrten Zukauf von Netznutzungsrechten bei den Wohnungen von ursprünglich 6 kW auf 13 kW ergeben sich Mehrkosten für diesen Bereich von € 13.520,00 oder 116,67%.

In Summe stehen also **Mehrkosten** von **mindestens € 14.190,00** für diese Wohnanlage an. Pro Wohneinheit also mind. € 1.419,00 (alle Preise netto).

Die Kosten für diverse Reserven in den Zählerverteilern für die Abgänge der Ladepunkte und die Vorbereitung der Leitungsführung in Form von Kabeltassen in der Tiefgarage entlang der Abstellplätze sind noch nicht berücksichtigt.

5.3. Hausanschluss mit Ladeinfrastruktur bei Gewerbeobjekten (GW)

Basis der folgenden Berechnungen ist eine kleine gewerbliche Anlage mit circa 80 Mitarbeitern. Hauptzweck des Unternehmens ist der Vertrieb von Fertigprodukten in der Pneumatik und Hydraulik. Die Mitarbeiter haben die Möglichkeit auf 15 betriebliche Elektrofahrzeuge für Dienstfahrten zurückzugreifen. Am Dach des Firmengebäudes ist eine Photovoltaikanlage mit 30 kWp installiert. Die Heizung erfolgt mittels Grundwasserwärmepumpe, die Warmwasserbereitung mittels dezentraler Durchlauferhitzer.

5.3.1. Ermittlung des Leistungsbedarfs (GW)

Im Unterschied zu den bisherigen Fallbeispielen wird bei dieser Anlage nicht mehr zwischen dem allgemeinen Leistungsbedarf und Leistungsbedarf hinsichtlich der Elektromobilität unterschieden. Die Regulatoren, dh, die normativen und gesetzliche Vorgaben sind hier recht allgemein gehalten. In der TAEV wird hinsichtlich der Leistungsbemessung für solche Anlagen auf deren zu ermittelnde Summenleistung verwiesen. Konkret heißt es dort dazu:

„Bemessung der Betriebs-(Nenn-)stromstärke von Gewerbe-, industrie- und öffentlichen Anlagen: Bei diesen Anlagen ist grundsätzlich von der Summenleistung der vorgesehenen

Verbraucher auszugehen. Aus der Summenleistung kann je nach Anlagentype mit dem entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktor die typische gleichzeitige Leistung der Anlage ermittelt werden. Unter Berücksichtigung des resultierenden $\cos \varphi$ ergibt sich die Bemessungsstromstärke.“ (TAEV)

In Tabelle II/2-1 der TAEV werden die typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren für diverse Objekte angegeben:

Schulen, Kindergärten	0,6 – 0,9
Tischlereien	0,2 – 0,6
Gaststätten, Hotels	0,4 – 0,7
Fleischhauer	0,5 – 0,8
Bäckereien	0,4 – 0,8
Wäschereien	0,5 – 0,9
Versammlungsräume	0,6 – 0,8
Kleine Büros	0,5 – 0,7
Große Büros	0,4 – 0,8
Kaufhäuser, Supermärkte	0,7 – 0,9
Metallverarbeitungsbetriebe	0,2 – 0,3
Straßen- und Tunnelbeleuchtungen	1
Baustellenanlagen	0,2 – 0,4

Abbildung 29: TAEV-Tabelle II/2-1: Typische Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) für diverse Objekte

(Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV)¹⁵

Im bereits erwähnten Landesgesetzblatt für Tirol werden unter § 37b Abs. (3) die für die Elektromobilität vorzusehenden Ladepunkte bei Nichtwohngebäuden wie folgt geregelt:

„(3) Bei Nichtwohngebäuden, bei denen die Anzahl der nachzuweisenden Abstellmöglichkeiten mehr als zehn beträgt, ist zumindest ein Ladepunkt zu errichten und für mindestens jede angefangene fünfte Abstellmöglichkeit die Leitungsinfrastruktur für die nachträgliche Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge herzustellen.“ (Land Tirol, 2020)

Beim gegenständlichen Gewerbebetrieb mit 27 Abstellplätzen wären hier laut dieser Vorgabe also infrastrukturell 4 Ladepunkte mit einer ungesteuerten Ladeleistung von max. 11 kW AC vorzusehen. In der Praxis versucht man die Elektromobilität bereits als Teil der betrieblichen Leistung zu bewerten, das heißt, man berücksichtigt diese bereits mit den konkreten Stückzahlen an Ladepunkten und Ladeleistungen in der Leistungsaufstellung. Gleichzeitig bewertet man auch am Ladeverhalten der Mitarbeiter die Gleichzeitigkeit der Ladepunkte, wie die anhängende Aufstellung zeigt.

¹⁵ (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020) nach DIN VDE 0100-100

Tabelle 19: Überschlägige Leistungsberechnung einer Gewerbeanlage mit Festlegung einer jeweiligen Gleichzeitigkeit anhand betrieblicher Vorgaben

Überschlägige Leistungsbedarfsberechnung Gewerbeanlage								
Bezeichnung	Anzahl		á Leistung W	Σ Leistung W	Gleichzeitigkeit	I ~ (A)	3 ~ (A)	Querschnitt mm²
	230 V	400 V						
Heizung-Kälte								
Umwälzpumpen groß	2		1400,00	2800,00	0,60	7,30		3x1,5
Umwälzpumpen samt Motormischer (ca. 500W)	12		500,00	6000,00	0,60	15,65		3x1,5
Ventilantriebe FBH	58		2,50	145,00	0,30	0,19		4x1
Wärmepumpe 40 kW		1	10400,00	10400,00	0,50		7,51	5x2,5
Wärmepumpe 80 kW		1	16000,00	16000,00	0,50		11,56	5x4
Heizflansch		1	36000,00	36000,00	0,50		26,01	5x16
Vancoil Units	5		300,00	1500,00	0,60	3,91		3x1,5
Staubsaugeranlage		1	2200,00	2200,00	0,25		0,79	5x1,5
Lüftung								
LG-01 Allgemein		2	2500,00	5000,00	0,40		2,89	5x1,5
LG-02 Lager		2	750,00	1500,00	0,40		0,87	5x1,5
Erhitzer Lager		1	6500,00	6500,00	0,40		3,76	5x2,1
LG-03 Seminar		2	1300,00	2600,00	0,40		1,50	5x1,5
LG-04 Büros		2	900,00	1800,00	0,40		1,04	5x1,5
Erhitzer Lager		1	6300,00	6300,00	0,40		3,64	5x1,5
Rot. Wärmetauscher		1	500,00	500,00	0,40		0,29	5x1,5
Brandrauchvent.		1	19000,00	19000,00	0,10		2,75	5x10
Schleusenlüfter	1		500,00	500,00	0,30	0,65		3x1,5
Diverse Absaugungen	1		1000,00	1000,00	0,30	1,30		3x1,5
Müllraum Belüftung	1		600,00	600,00	0,30	0,78		3x1,5
Müllraum Entlüftung	1		600,00	600,00	0,30	0,78		3x1,5
Kältemittelabsaugung	1		100,00	100,00	0,30	0,13		3x1,5
Garagenabluft	1		800,00	800,00	0,30	1,04		3x1,5
HKLS Sonstiges								
Grundwasserpumpe		1	5500,00	5500,00	0,50		3,97	5x1,5
Ausdehnungsanlage	2		700,00	1400,00	0,50	3,04		3x1,5
Autom. Rücksp. Filter	1		500,00	500,00	0,30	0,65		3x1,5
Durchlauferhitzer		20	5900,00	118000,00	0,10		17,05	5x1,5
Hebeanlage	1		1400,00	1400,00	0,30	1,83		3x1,5
Urinalsteuerungen	7		100,00	700,00	0,30	0,91		3x1,5
Servus Intralogistik								
ARC-Heber einfach, 2-achsig	2		11000,00	22000,00	0,70		22,25	5x4
Versand	1		11000,00	11000,00	0,70		11,13	5x4
Montage	2		11000,00	22000,00	0,70		22,25	5x4
Ladegutheber inkl. Fördertechn., 2-achsig	1		17300,00	17300,00	0,70		17,50	5x6
AKL-Heber einfach, 4-achsig	3		11000,00	33000,00	0,70		33,38	5x4
Kommissionierung KOM	2		11000,00	22000,00	0,70		22,25	5x4
Wareneingang WE	1		11000,00	11000,00	0,70		11,13	5x4
ARC-Paternoster	2		11000,00	22000,00	0,70		22,25	5x4
Büros								
Herd		2	9000,00	18000,00	0,20		5,20	5x2,5
Geschirrspüler	2		3200,00	6400,00	0,20	5,57		3x2,5
Kühlschrank	2		250,00	500,00	0,20	0,43		3x2,5
Arbeitsplätze	100		700,00	70000,00	0,70	213,04		3x2,5
Kühlschrank	2		250,00	500,00	0,25	0,54		3x2,5
Beleuchtung	700		30,00	21000,00	0,40	36,52		5x1,5
ALLGEMEIN								
E-Auto Ladestationen		15	11000,00	165000,00	0,25	0,00	59,61	5x2,5
Gully/Dachrinnenheizung	1		1500,00	1500,00	0,25	1,63		3x2,5
Garagentor	4		500,00	2000,00	0,25	2,17		3x1,5
Summe						298,10	310,61 A	
zuzüglich Aufteilung 1~ : 3							99,37 A	
Gesamtstrom des Objektes (in A)							409,97 A	
zuzüglich Reserve (in A)							0,00	
Gesamtstrombedarf (in A)							409,97 A	
Gesamtleistung (in kW)							283,70 kW	

Anders als in den vorher abgearbeiteten Beispielen, wo die Gleichzeitigkeiten anhand von Grafiken abgelesen wurden oder auch bezüglich des Vorschlags der TAEV hinsichtlich der Gleichzeitigkeiten bei Gewerbebetrieben, wird hier die Gleichzeitigkeit nicht global über alle Bereiche gelegt, sondern für die jeweiligen Gruppen bzw. Verbraucher individuell in Abstimmung mit dem Betrieb fixiert. So erhält man eine individuelle, an den Betrieb

angepasste Gesamtleistung. Für diesen Gewerbebetrieb ist also eine Anschlussleistung von circa 285 kW vorzusehen.

$$\text{Anschlussleistung}_{(\text{Gewerbebetrieb})} = 285,00 \text{ kW}$$

Der Anteil der Elektromobilität beträgt hier rd. 40 kW.

Tabelle 20: Überschlägige Leistungsberechnung einer Gewerbeanlage mit Festlegung einer jeweiligen Gleichzeitigkeit anhand betrieblicher Vorgaben OHNE Leistung Vorkehrung für die Elektromobilität

ALLGEMEIN								
E-Auto Ladestationen		0	11000,00	0,00	0,25	0,00	0,00	5x2,5
Gully/Dachrinnenheizung	1		1500,00	1500,00	0,25	1,63		3x2,5
Garagentor	4		500,00	2000,00	0,25	2,17		3x1,5
Summe						298,10	251,00 A	
zuzüglich Aufteilung 1~ : 3							99,37 A	
Gesamtstrom des Objektes (in A)							350,36 A	
zuzüglich Reserve (in A)							0,00	
Gesamtstrombedarf (in A)							350,36 A	
Gesamtleistung (in kW)								242,45 kW

5.3.2. Ermittlung der Bemessungsleistung (GW)

Um auch für künftige, noch nicht bekannte Fälle, im Rahmen einer normalen Betriebsentwicklung gerüstet zu sein, werden auch hier Reserven zur Bestimmung einer Bemessungsleistung berücksichtigt. Wir verwenden hier wieder die bekannte Vorgabe einer Reserve von 30%.

$$\text{Bemessungsanschlussleistung}_{(\text{Gewerbebetrieb})} == \text{Anschlussleistung}_{(\text{Gewerbebetrieb})} \cdot 1,30$$

$$285,00 \text{ kW} \cdot 1,30 = 370,50 \text{ kW}$$

Die $\text{Bemessungsanschlussleistung}_{(\text{Gewerbebetrieb})}$ wird in weiterer Folge wieder als $P_{R(\text{Anlage})}$ bezeichnet und auf eine ganze Zahl abgerundet.

$$P_{R(\text{Gewerbebetrieb})} = 370,00 \text{ kW}$$

5.3.3. Ermittlung der Bemessungsstroms (GW)

Aufgrund der Höhe der Bemessungsleistung mit

$$P_{R(\text{Gewerbebetrieb})} = 370,00 \text{ kW}$$

ist schon jetzt absehbar, dass mehrere Hauptleitungssysteme (mehrere parallele Hauptleitungen) notwendig sein werden, um den Leistungstransport durchzuführen. Durch Umstellung der Formel

$$P_{R(\text{Gewerbebetrieb})} = U \cdot I_R \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}$$

gelangt man wieder zur Berechnung des Bemessungsstromes I_R der Hauptleitungskabel

$$I_{R(\text{Gewerbebetrieb})} = \frac{P_{R(\text{Gewerbebetrieb})}}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi \cdot f_{ges}}$$

Der $\cos\varphi$ wird wieder mit 0,9 angenommen. Reduktionsfaktoren kommen durch die Parallelverlegung von mehreren Hauptleitungen im Erdreich (Häufung) zum Tragen, somit ergibt sich für f_{ges} :

	zutreffend	nicht zutreffend
f_1 Umrechnungsfaktor betreffend Häufung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
f_2 Umrechnungsfaktor betreffend belastete Adern	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f_4 Umrechnungsfaktor betreffend Umgebungstemperatur	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Aus der für diesen Umrechnungsfaktor zuständigen Tabelle der OVE E 8101 wird der entsprechende Umrechnungsfaktor entnommen:

Anzahl der Stromkreise	Abstand von Kabel zu Kabel ^a				
	kein Abstand (Kabel berühren sich)	ein Kabel-durchmesser	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

^a mehrdrige Kabel

^a einadrige Kabel

Abbildung 30: Umrechnungsfaktoren

(OVE E 8101)

Der Wert für f_1 für drei parallel im Erdreich verlegte Kabel mit einem gegenseitigen Abstand von mindesten 0,25 m beträgt laut Tabelle $f_1 = 0,80$

$$f_{ges} = f_1 \cdot f_2 \cdot f_4 = 0,80 \cdot 1 \cdot 1 = 0,80$$

Durch Einsetzen in die obige Formel ergibt sich der für die Auswahl der Hauptleitungen notwendige $I_{R(\text{Gewerbebetrieb})}$ von:

$$I_{R(\text{Gewerbebetrieb})} = \frac{370,00 \text{ kW}}{400 \text{ V} \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 0,80} = 741,76 \text{ A}$$

5.3.4. Querschnittsbestimmung der Hauptleitung(en) (GW)

In weiterer Folge wird in der Tabelle 52.B.4 Spalte 8 der entsprechende Querschnitt der Hausanschluss- bzw. Hauptleitung auf Basis des errechneten Wertes für $I_{R(Gewerbebetrieb)} = 741,76 A$ ausgewählt. Es bedarf demnach 3 parallel verlegter Erdkabel, um den Bemessungsstrom zu transportieren, also 3 Hauptleitungssysteme.

Material und Nennquerschnitt mm ²	Referenzverlegeart gemäß Tabelle 52.B.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Kupfer							
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	46	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
25	73	68	89	80	96	82	92
35	89	83	110	99	119	98	110
50	108	99	134	118	144	116	130
70	136	125	171	149	184	143	162
95	164	150	207	179	223	169	193
120	188	172	239	206	259	192	220
150	216	196	262	225	299	217	246
185	245	223	296	255	341	243	278
240	286	261	346	297	403	280	320
300	328	298	394	339	464	316	359
Aluminium	in der Praxis wird bei diesem großen Querschnitt ein Aluminiumkabel gewählt						
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5	
4	18,5	17,5	22	21	25	24	
6	24	23	28	27	32	30	
10	32	31	39	36	44	39	
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69
35	70	65	86	77	90	77	83
50	84	78	104	92	110	91	99
70	107	98	133	116	140	112	122
95	129	118	161	139	170	132	148
120	149	135	186	160	197	150	169
150	170	155	204	176	227	169	189
185	194	176	230	199	259	190	214
240	227	207	269	232	305	218	250
300	261	237	306	265	351	247	282

ANMERKUNG In den Spalten 3, 5, 6, 7 und 8 werden runde Leiter mit Querschnitten bis einschließlich 16 mm² angenommen. Werte für größere Querschnitte beziehen sich auf Sektorleiter und können sicher auch für runde Leiter angewendet werden.

Abbildung 31: Strombelastbarkeit in Ampere für die Verlegeart gemäß Tabelle 52.B.4 PVC-Isolierung, drei belastete Adern, Kupfer oder Aluminium Leitertemperatur 70 °C, Umgebungstemperatur 30 °C, Erdreich 20 °C

(OVE E 8101)

Bei drei Hauptleitungssystemen wird der errechnete Stromwert von $I_{R(Gewerbebetrieb)} = 741,76 A$ auf 3 Hauptleitungskabel gleichmäßig aufgeteilt.

$$I_{RnSystem(Gewerbebetrieb)} = \frac{741,76 A}{nSystem}$$

$$I_{R3System (Gewerbebetrieb)} = \frac{741,76 A}{3System} = \frac{741,76 A}{3} = 247,25 A$$

Die Berechnung ergibt eine Strombelastung **pro Hauptleitungssystem** von 247,25 A. Dies ergibt laut obiger Tabelle den Mindest-Querschnittswert **pro System** für Kupfer von 185 mm², sowie für Aluminium von 240 mm². Die Subsumierung unter die Nennstromregel ergibt pro System:

$$\text{Nennstromregel: } I_B \leq I_N \leq I_Z = 247,25 A \leq 250 A \leq 250 A$$

Die maximale Kabellänge **pro System** wird nachfolgend anhand des für den Hauptleitungsbereich vorgegebenen maximalen Spannungsabfalls von 1% berechnet.

$$l = \frac{\Delta u \cdot U_0 \cdot \gamma \cdot A}{100 \cdot I_B \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{1 \cdot 400 V \cdot 35,40 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 240 mm^2}{100 \cdot 250 A \cdot 1,732 \cdot 0,9} = 87,20 m$$

Bis zu einer Länge von 87,20 m **pro System** kann die Hauptleitung mit einem PVC-Isoliertem Aluminiumkabel EA-YY-J 4x240 mm² ausgeführt werden. Als **Hauptleitungen** kommen also in Summe **3 Systeme** mit jeweils EA-YY-J 4x240 mm² PVC-Isoliertem Aluminiumkabel zur Ausführung. Für größere Längen müssen die Werte neu berechnet und größere Querschnitte verwendet werden.

5.3.5. Tarifwahl (GW)

Der Betriebsstrom der Anlage beträgt:

$$I_B (Gewerbebetrieb) = \frac{285 kW}{400 V \cdot 1,732 \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 571,35 A$$

In den Tarif Tabellen findet sich ein solcher Nennstromwert nicht wieder. Es handelt sich hier um einen Gewebetarif, welcher individuell auf Basis der jeweiligen Netzebene vom Verteilernetzbetreiber für den Kunden berechnet wird. In unserem Fall sind wir in der Netzebene 6 (NE6), dh, es werden vom Kunden jährlich ≥ 100.000 kWA an elektrischer Energie gebraucht. Der Netztransformator bleibt im Eigentum des Verteilernetzbetreibers. Die Übergabestelle vom Verteilernetzbetreiber an den Kunden ist der Netztransformator.

5.3.6. Kostenermittlung des Hausanschlusses (GW)

Die Kosten für die 3 Hauptleitungssysteme mit jeweils EA-YY-J 4x240 mm² PVC-Isoliertem Aluminiumkabel betragen für den Gewerbebetrieb bei einer Länge von je 60 m:

Tabelle 21: Kostenberechnung für drei Hauptleitungskabel für den Gewerbebetrieb mit E-Mobilitätsvorbereitung

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel Alul.iK (2,822) 4x240	180 m		11,2	15,63	26,83 €	4 829,40
(alle Preise netto ohne MWSt.)						

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens)

Die Kabellänge wurde aufgrund der höheren Kubatur verdoppelt, wobei der angenommene Wert die Vorgabe des maximal erlaubten Spannungsabfalls von der Übergabestelle des Verteilernetzbetreibers bis zum Zählpunkt der Kundenanlage mit $\Delta u \leq 1\%$ einhält.

Zum Vergleich: Ließe man die Elektromobilität mit den dafür angesetzten 40 kW entfallen, so könnte zwar der Querschnitt der Systeme um eine Größe nach unten, auf 185 mm² vermindert werden, die Systemanzahl mit 3 Systemen bliebe aber gleich. Diese Kosteneinsparung ist hier nur marginal und auf die Gesamtsumme der Anlage gesehen, vernachlässigbar.

Tabelle 22: Kostenberechnung für drei Hauptleitungskabel für den Gewerbebetrieb OHNE E-Mobilitätsvorbereitung

Bezeichnung	LV Menge	EH	Lohn	Sonst	EP	GP
Energieerdkabel Alul.iK (2,176) 4x185	180 m		10,5	14,1	24,6 €	4 428,00
(alle Preise netto ohne MWSt.)						

(Die Preise stammen von einem Bieter eines aktuellen Bauvorhabens)

Die Mehrkosten für die Elektromobilitätsvorbereitung betragen also lediglich knappe € 400,00 netto.

Bezüglich der Tarifkosten (Netznutzungszukauf beim Verteilernetzbetreiber) soll wieder zum Vergleich der Wert der bisherigen Anschlussanfragen ohne Elektromobilität herangezogen werden:

Anzahl: 1 Gewerbebetrieb
 Netznutzungsrecht (kW): 245

Netzzutrittsentgelt (€910,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)	967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€ 176/kW)	43.120,00
Messstellenüberprüfung (€ 20,00/Messstelle)	20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):	€44.107,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Durch die Vorbereitung der Elektromobilität bei diesem Gewerbeobjekt mit 15 Ladepunkten mit einer maximalen ungesteuerten Ladeleistung von jeweils 11 kW auf Basis der Strom-Tarifkosten des Verteilernetzbetreibers (hier der TINETZ-Tiroler Netze GmbH) ergeben sich nun folgende Kosten:

Anzahl: 1 Gewerbebetrieb
 Netznutzungsrecht (kW): 285

Netzzutrittsentgelt (€910,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)	967,00
Netzbereitschaftsentgelt (€ 176/kW)	50.160,00
Messstellenüberprüfung (€ 20,00/Messstelle)	20,00
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):	€51.147,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabensspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Durch die Netznutzungsbereitstellung für die Ladepunkte für Elektrofahrzeuge entstehen Mehrkosten durch den Verteilernetzbetreiber von € 7.040,00. Die Wahl der Anzahl der 15 Ladepunkte erfolgt bei diesem Gewerbebetrieb auf freiwilliger Basis. Regulatorisch, das

heißt in diesem Fall durch Vorgabe der Tiroler Bauordnung, würden lediglich 4 Ladepunkte notwendig sein:

Anzahl:	4 Ladepunkte	
Netznutzungsrecht (kW)		
GZF=0,5	5,5 kW	
<hr/>		
Netzzutrittsentgelt (€910,00/Anschluss, Zuleitungsanschluss: € 57/Anschluss)		
Netzbereitschaftsentgelt (€ 176/kW)		3.872,00
Messstellenüberprüfung (€ 20,00/Messstelle)		
Prognostizierte Anschlusskosten TINETZ (netto):		€3.872,00

Hinweis: In dieser Kostenzusammenstellung sind die bauvorhabenspezifischen Kosten (Kabelverlege-, Grabungs- und Anschlussarbeiten) nicht enthalten. (TINETZ)

Mit dieser Anzahl an Ladepunkten und einer Leistungsbewertung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor $GZF = 0,5$, lägen die Mehrkosten bei € 3.872,00 (netto). Diese Kostensteigerung würde circa 8,78% betragen.

5.3.7. Zusammenfassung der Auslegung (GW)

In Folge der Vorgaben geringerer Stückzahlen vorzubereitender Ladepunkte im Nichtwohnungsbereich durch den Gesetzgeber in der Tiroler Bauordnung, ergeben sich beim Bau von Gewerbeobjekten geringe Mehrkosten. Bei der konkreten gewerblichen Anlage müssten per Gesetz eine Vorbereitung für Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge lediglich für 4 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 11 kW getroffen werden. Bei entsprechender Bewertung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,5 ergäbe dies eine Leistungserhöhung von 22 kW, was bei einer Gesamtleistung von circa 245 kW ungefähr etwa 9% entspricht. Durch die ohnehin vorhandenen hohen Anschlussleistungen ergeben sich dadurch auch hinsichtlich des Querschnitts der Hauptleitungen keine relevanten Einflüsse. Die Tarifgestaltung ist bei diesem Gewerbeobjekt durch die Eingliederung in die Netzebene 6 (NE 6) vom Verteilernetzbetreiber vorgegeben. Durch die Berücksichtigung der E-Mobilität ergeben sich hier keine Änderungen.

Die Kosten für den Netzanschluss verteuern sich analog zur Leistungserhöhung ebenfalls um circa 9% (8,78%). Mit den bereits erwähnten sehr geringen Kosten für den Hauptleistungsbereich von € 400,00 ergäbe dies **Gesamt-Mehrkosten von € 4.272,00** oder 8,8% (netto).

6. Resultate der untersuchten Bereiche

Aus den vorhergehenden Berechnungen lässt sich schließen, dass zwischen der Ladeinfrastruktur im privaten und im gewerblichen Bereich unterschieden werden muss, und zwar dahingehend, dass der private Bereich aufgrund der geringeren Standard-Netznutzungsrechte, mit welchen bislang über Jahrzehnte das Auslangen gefunden wurde, hinsichtlich größerer elektrischer Verbraucher in Bezug auf die Versorgung bald an seine Grenzen stößt. Dieser Bereich ist nicht so belastbar bzw. relativ schnell überlastet. Der Übergang ist hier sehr eng gesetzt.

6.1. Resultate im untersuchten privaten Bereich – Einfamilienhaus (EFH)

Bei Neubauten kann man technisch die notwendigen Auslegungen vornehmen, sofern diese bekannt sind und die entsprechenden Berechnungen durchgeführt werden.

Bei bestehenden Einfamilienhäusern ist das wiederum in Bezug auf die Hausanschlussleitung nicht möglich. Hier ist die oben skizzierte Problematik der, mit der Elektromobilität zusammenhängenden Leistungserhöhung, gut ablesbar. Mit dem ersten Ladepunkt mit einer ungesteuerten Ladeleistung von 11 kW sollte laut Berechnungen aus Betriebssicherheitsgründen das Netznutzungsrecht von standardmäßig 6 kW auf mehr als 13 kW verdoppelt werden. Dies ist zwar mit Kosten verbunden, technisch jedoch leicht machbar. Es bedingt wahrscheinlich einen Austausch des bis dato verbauten Tarifschalters mit einem Einstellbereich von $I_e = 16 - 25A$ auf einen Tarifschalter mit einem Einstellbereich $I_e = 25 - 40A$. Vorausgesetzt es sind entsprechende Platzreserven im Niederspannungshauptverteiler, welcher bei solchen Anlagen normalerweise auch gleichzeitig der Zählerverteiler ist, für den Einbau des zusätzlichen Abgangs für die Ladestation in Form eines mindestens 3-poligen 16 A Leitungsschutzschalters und eines entsprechenden Fehlerstromschutzschalters (RCD) vorhanden, gibt es keinen weiteren Eingriffsbedarf. Diese Platzreserve sollte im Einfamilienhausverteiler vorhanden sein. Zumindest in den letzten mindestens 25 Jahren verbauten „Tirol Verteilern“ mit drei Zählerplätzen und zwei oder 3 Abgangsreihen wird dies der Fall sein. Technisch ist also hier auch eine Nachrüstung niederschwellig möglich.

Anders verhält es sich bereits ab dem zweiten Ladepunkt mit einer ungesteuerten Ladeleistung von jeweils 11 kW. Hier müsste laut Berechnung das Netznutzungsrecht auf 25 kW erhöht werden, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Dies würde eine Einstellung des Tarifschalters auf 3x50 A bedingen.

Auch diese Änderung im Zählerverteiler ist analog zu der oben beschriebenen möglich und leicht umsetzbar. Jedoch ist hier die bestehende Hausanschlussleitung mit standardmäßigem PVC-Isoliertem Erdkabel E-YY-J 4x16 mm² für die vorzusehende Vorsicherung im HAK unterdimensioniert.

6.2. Resultate im Wohnanlagenbereich (WA)

Im Wohnanlagenbereich bietet sich das gleiche Bild, wobei hier aufgrund der größeren Anzahl der Wohnungen die Reserve in der/den Hauptleitung(en) größer ist/sind und die Auslastung dieser erst später, mit zunehmender Elektromobilität erreicht wird. Dies

gilt aber nur für Neubauten, wo eine entsprechende Dimensionierung vorgenommen wird, wobei aber auch hier auf Basis der derzeitigen Regulatoren eine Überlastung der Versorgungsleitungen mit zunehmender Ausrollung der Elektromobilität (Stichwort: Zweitauto) absehbar ist. Schon die derzeitig vorhandenen Regulatoren in Form von Vorgaben in der Normung oder der Gesetzgebung mögen, sofern überhaupt eingehalten, für die Errichtung der diversen Vorkehrungen für die Elektromobilität bei Neuanlagen greifen. Diese versagen jedoch mangels Kontrolle bei der eigentlichen Ausführung der Ladepunkte, sei es bei Neuanlagen, als auch bei Bestandsanlagen.

Grund hierfür ist die Möglichkeit der unkoordinierten Montage von Ladestationen, meist in Form von Wandladestationen, in der Praxis auch als Wallboxen bezeichnet, an diesen Ladepunkten. Durch die nach wie vor sehr geringe Durchsetzung des PKW-Automarktes mit Elektrofahrzeugen ist die gelebte Praxis bei Wohnanlagen derzeit so, dass bei der Errichtung einer solchen nur sehr wenige bis keine Ladestationen (Wallboxen) tatsächlich auch ausgeführt werden. Somit unterbleibt vorerst eine, an sich laut TAEV¹⁶ vorzusehende Meldung, über die Installation einer solchen, an den Verteilernetzbetreiber. Unter Außerachtlassung der derzeitigen noch rechtlich problematischen Gegebenheiten einer Wallboxmontage in Wohnanlagen - es muss bis dato die Zustimmung der Mehrheit der Eigentümer eingeholt werden- wird es in absehbarer Zeit aber vermehrt zur tatsächlichen Ausführung von Ladestationen für Elektroautos in Tiefgaragen von Wohnanlagen kommen. Die Meldung an den Verteilernetzbetreiber kann hier aber auch bis dato folgenlos unterbleiben, wie aus eigener Erfahrung und nach Nachfrage bei einigen Elekrounternehmen festgestellt wurde.

Somit gibt es vorerst keine Information über die tatsächliche Anzahl von in Betrieb befindlichen Ladestationen für den Verteilernetzbetreiber. Dieser könnte frühestens bei der nächsten Abrechnungsperiode, also nach einem Jahr, infolge des hohen Energieverbrauchs, Rückschlüsse auf eine solche ziehen. (TAEV)

6.3. Resultate im untersuchten gewerblichen Bereich (GW)

Im gewerblichen Bereich ist die Problematik der Hauptleitungsüberlastung weniger gegeben, vorausgesetzt natürlich, dass die Anlagenbemessung richtig durchgeführt wurde und entsprechende Reserven vorhanden sind. Hier spielt auch eine eventuell geringere Gleichzeitigkeit eine Rolle, was zu einer größeren Leistungsreserve beiträgt, wobei dies natürlich unternehmensspezifisch ist. Der größte Sicherheitsfaktor in Bezug einer möglichen Leistungsüberlastung liegt wohl in der Tatsache, dass in einem Unternehmen zumindest der Unternehmer bestrebt sein wird, seine Anlage betriebssicher zu gestalten und somit eventuell Dienstanweisungen hinsichtlich der Ladetätigkeit und vor allem auch technische Einflussnahme in die Ladevorgänge einbringen wird.

6.4. Fazit und Ausblick

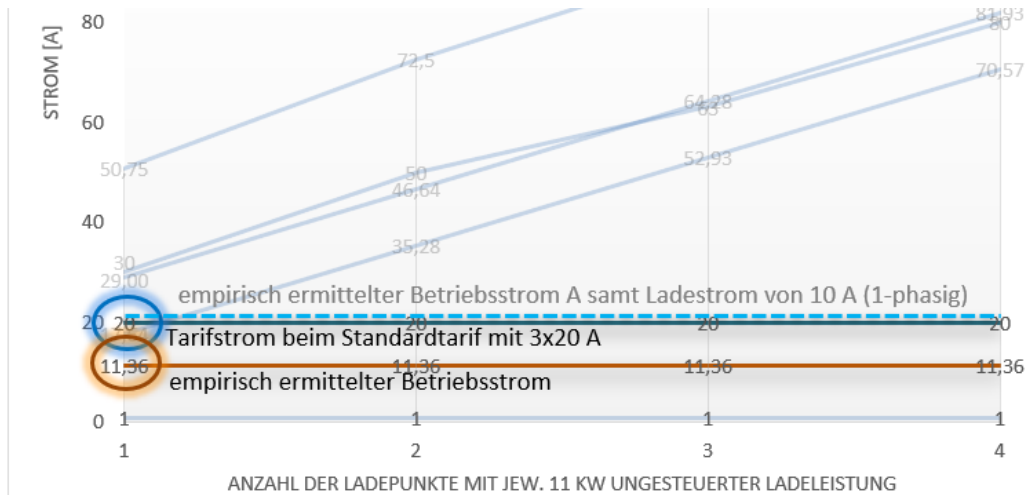
Wie die Untersuchungen ergeben haben, besteht eine latente Gefahr, gerade im privaten Bereich, durch die Installation und den Betrieb einer Ladestation für Elektrofahrzeuge mit einer ungesteuerten Ladeleistung von 11 kW einer Hausanschluss- bzw. Hauptleitungsüberlastung. Gleichzeitig ist aber diese mittlerweile zur Standard-Ladeleistung für Elektrofahrzeuge im privaten und nichtöffentlichen Bereich avancierte Ladeleistung mit 11 kW Drehstrom-Ladeleistung, eine ausgewogene Mischung zwischen der Ladung „an der

¹⁶ vgl. (Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV, 2020) 3. Vereinbarung über die Herstellung der Änderung von Anschlüssen; (1.12) Anschluss von Ladestationen der Elektromobilität $\geq 3,68$ kVA oder auch 6.31 (8)

Haushaltsteckdose“ und den Schnelladestationen zum Beispiel an Autobahn-Raststationen. Dies soll hier kurz an Beispielen erläutert werden.

Würde die Ladeleistung zB lediglich 2,30 kW betragen (Vorsicherung Leitungsschutzschalter 1+N-pol. 13A), so würde diese zusätzliche Leistung mit dem bisherigen Standardtarif abgedeckt sein.

Tabelle 23: Betriebsstromermittlung bei Ladeleistung 2,30 kW



Mit $P = \frac{W}{t}$ ergibt dies bei einer Batterieleistung von 27 kWh (veralteter Typ Renault Zoe):

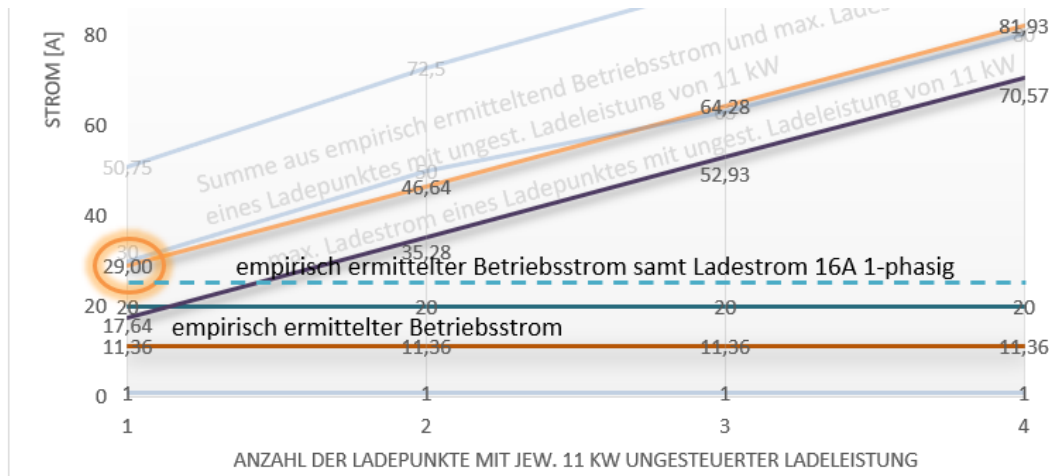
$$U \cdot I = \frac{W}{t} \quad \rightarrow \quad t = \frac{W}{U \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{27 \text{ kWh}}{230 \text{ V} \cdot 10,20 \text{ A} \cdot 0,98} = \frac{27 \text{ kWh}}{2,30 \text{ kW}} = 11,73 \text{ h} \text{ oder}$$

Bei einer Batterieleistung marginal über dem Wert des in obiger Grafik verwendeten Fahrzeugs von 42,2 kWh (zB beim BMW i3/120 Ah):

$$U \cdot I = \frac{W}{t} \quad \rightarrow \quad t = \frac{W}{U \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{230 \text{ V} \cdot 10,20 \text{ A} \cdot 0,98} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{2,3 \text{ kW}} = 18,35 \text{ h}$$

Bei der Ladung des Elektrofahrzeugs bewegt sich laut Messung der $\cos \varphi$ zwischen 0,98 und 0,99. Steigert man den Strom auf 16 A (Vorsicherung Leitungsschutzschalter 1+N-pol. 16A), so bekommen wir eine 1-phasige Ladeleistung bei einem angenommenen $\cos \varphi = 0,98$ von 3,61 kW.

Tabelle 24: Betriebsstromermittlung bei Ladeleistung 3,61 kW



Auch diese zusätzliche Leistung könnte mit dem bisherigen Standardtarif abgedeckt werden. Die Ladedauer verändert sich dadurch beim BMW i3/120 Ah wie folgt:

$$U \cdot I = \frac{W}{t} \quad \rightarrow \quad t = \frac{W}{U \cdot I \cdot \cos \varphi} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{230 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} \cdot 0,98} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{3,61 \text{ kW}} = 11,70 \text{ h}$$

- W... Akkuenergie des Elektrofahrzeugs
- I..... Ladestrom des Akkus des Elektrofahrzeugs
- t..... Ladedauer des Akkus des Elektrofahrzeugs

Die Ladedauer an einer Schnellladestation mit, so wie hier im Beispiel 75 kW, sollte für einen BMW i3/120 Ah mit einer Akkugröße von 42,2 kWh theoretisch nur knapp mehr als eine halbe Stunde dauern.

$$P = \frac{W}{t} \quad \rightarrow \quad t = \frac{W}{P} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{75 \text{ kW}} = 0,56 \text{ h}$$

In der Praxis stellt sich das aber anders dar. Die Ladeleistung des BMW i3/120 Ah zum Beispiel, ist durch sein Board-Ladegerät mit max. 45 kW begrenzt (Ladung an Schnellladegerät im öffentlichen Bereich (zB Autobahn) mit CCS HPC (High Power Charging Stecker). CCS steht für Combined Charging System, dabei werden zu dem Typ-2 Kontakten beim Stecker noch zwei separate leistungsstarke Kontakte für DC kombiniert.

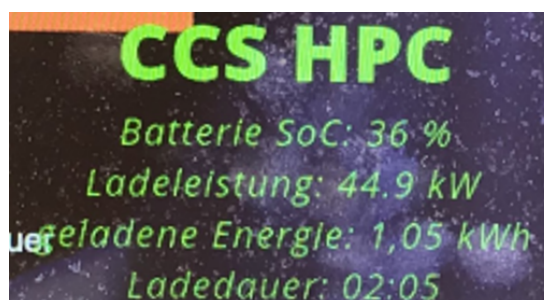


Abbildung 32: Foto eines Ladevorgangs beim BMW i3/120 Ah bei einer Schnellladestation CCS HPC mit 75 kW auf einer Autobahnraststätte

(Eigene)

Somit dauert die Ladung eines 42,20 kWA Akkus an einer Schnellladestation mit einer Ladeleistung von 75 kW DC > 1 Stunde. Eine Ladedauer von knapp 18 Stunden oder auch knapp 12 Stunden für ein Elektrofahrzeug, welches von der Größe her eher als Zweitwagen gilt, ist der breiten Masse nicht zu verkaufen, dies auch dann nicht, wenn die pro Tag durchschnittlich gefahrenen Kilometer von circa 38 km und einer Reichweite eines ungefähr 40 kWA großen Akkus von etwa 250 km objektiv gesehen, einen anderen Schluss zuließe. Andererseits wird es eine Ladung in fünf Minuten, so wie wir es bei der Betankung mit den fossilen Kraftstoffen, bei Diesel und Benzin gewohnt sind, aus heutiger technischer Sicht auch nicht geben. Bei einer Ladung des in vorherigem Beispiel angenommenen BMW i3/120 Ah mit einer Akkugröße von 42,2 kWA innerhalb von 5 Minuten (= 0,2 Stunden) wäre, sofern technisch überhaupt möglich, folgende Leistung notwendig:

$$P = \frac{W}{t} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{0,2 \text{ h}} = 211 \text{ kW}$$

Also eine Leistungshöhe, welche praktisch für die Elektromobilität einfach nicht zur Verfügung steht, weder im gewerblichen Bereich, wo an sich grundsätzlich mehr Netznutzungsrecht vorhanden ist, noch, bzw. schon gar nicht im privaten Wohnungsbereich - ob Einfamilienhaus oder Wohnanlage. Auch im öffentlichen Bereich sind solche Ladestellen selten und auch nur für passende Fahrzeuge mit entsprechendem Bordladegerät nutzbar.

Wie sich zeigt, sind derlei Ladestationen mit so hohen Leistungen aufgrund der technischen Machbarkeit, der vorhandenen Ressourcen und auch der Kosten nur für begrenzte, nicht der privaten Sphäre zuzurechnenden Bereiche machbar. Diese sogenannten *Schnellladestationen* sind vorwiegend an stark frequentierten Orten und sollen dort noch stärker ausgebaut werden. Die Grafik des Umweltbundesamtes zeigt sehr anschaulich, wie die Akkugröße, die Ladeleistung und die Ladedauer einhergehen:

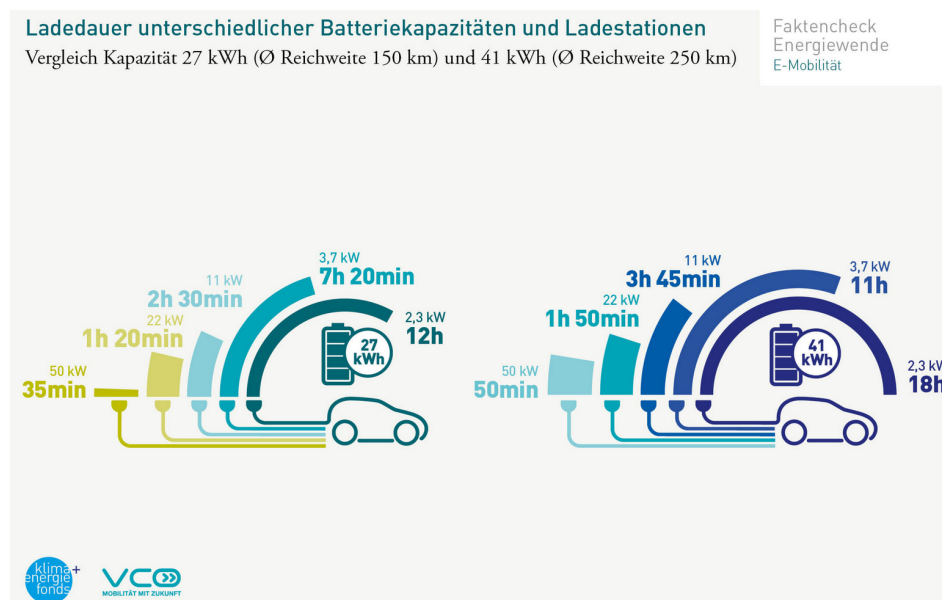


Abbildung 33: Ladedauer unterschiedlicher Batteriekapazitäten und Ladestationen
 (Klima- und Energiefonds; VCO)

Hinweis: Die in der Grafik angegebenen Werte der Kapazität sind falsch, da die Kapazität in Ah angegeben wird; die kWA Angabe bezieht sich auf die elektrische Energie (elektrische Arbeit) der Batterie (Akkumulator)

Dabei fällt auch optisch auf, dass sich die Ladeleistung mit 11 kW im Mittelfeld der verschiedenen Ladeleistungen bewegt.

Im privaten Bereich spielt diese untersuchte Ladeleistung von 11 kW eine sehr wichtige Rolle. Hinsichtlich der Ladedauer eines BMW i3/120 Ah ergibt sich bei der Ladung mit 11 kW Ladeleistung ein durchaus praxistauglicher Wert.

$$P = \frac{W}{t} = U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi = \frac{W}{t} \Rightarrow t = \frac{W}{U \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{400 \text{ V} \cdot 16 \text{ A} \cdot 1,732 \cdot 0,98} = \frac{42,2 \text{ kWh}}{9,976 \text{ kW}} = 3,89 \text{ h}$$

Somit ist der Akku in knapp 4 Stunden vollgeladen.

Auch wenn keine 4 Stunden zur Ladung zur Verfügung stünden, sondern vielleicht nur 1 Stunde, so könnten auf Basis der Reichweite dieses Fahrzeugs von 267 km in einer Stunde gut ein Viertel dieser Reichweite „betankt“ werden, also immerhin circa 65 km. Wiederum ein Wert, der weit über jenen der statisch gesehen durchschnittlich pro Tag gefahren Kilometer in Deutschland und Österreich liegt. Zwischen maximaler Ladeleistung und minimaler Ladedauer wird es in der Praxis im privaten, nichtöffentlichen Bereich einen **gangbaren Mittelweg** zwischen dem Laden an der Haushaltssteckdose und Laden an der Schnellladesäule brauchen. Dieser **gangbare Mittelweg** scheint mir mit der untersuchten **Ladeleistung von max. 11 kW Drehstromleistung** bereits gefunden zu sein,

Diese machbare Lösung mit der Ladeleistung von 11 kW AC gelingt aber nur **unter der Voraussetzung**, dass die **Ladeleistung oder der Ladezeitpunkt oder auch beides beeinflusst**, das heißt, **gesteuert oder geregelt werden!**

Hier sind vorwiegend technische Lösungen anzusetzen, um den Unsicherheitsfaktor Mensch weitestgehend auszuschließen.

7. Lösungsansätze

Wie die Untersuchungen im privaten Wohnungsbereich ergeben haben, verursacht die Höhe der ungesteuerten Ladeleistungen mit 11 kW die Problematik, vom derzeitigen Standard-Netznutzungsrecht von 6 kW und dem mit diesem zusammenhängenden Tarifstrom von 3x20 so weit abzuweichen, dass es zu Abschaltungen des Tarifschalters kommen kann und kommt. Zur flächendeckenden Einsetzung von Ladestationen mit 11 kW Ladeleistung vorwiegend im privaten als auch im nichtöffentlichen, gewerblichen Bereich, bedarf es den Einsatz von technischen Hilfsmitteln, um eine Überlastung der Hausanschluss- und Hauptleitungen, sowie der Tarifschalter, zu vermeiden.

Diese mögliche Überlastung ergibt sich durch:

- die Höhe der Ladeleistung von 11 kW
- den Zeitpunkt der Ladung

Nachstehend werden einige Lösungsansätze skizziert bzw. erwähnt, bei welchen aber aufgrund des rahmensprengenden Umfangs dieses Themas nicht näher darauf eingegangen.

7.1. Manuelle Verringerung der Ladeleistung

Eine sehr niederschwellige Möglichkeit der Reduzierung der Ladeleistung ist die Einstellbarkeit des Ladestroms, wobei es sich hier um eine statische Steuerung handelt, das heißt, der Ladestrom wird fix eingestellt und die mögliche Leistung von 11 kW würde erst wieder durch Umstellung des Ladestromes erreicht werden können. Beim Elektrofahrzeug BMW i3/120 Ah ist dieser am Bildschirm im Wageninneren im Menü anwähl- und einstellbar:

Aufdruck auf dem Ladekabel	Einstellung Ladestrom		
	„Maximal“	„Reduziert“	„Gering“
6 A	6 A	6 A	6 A
8 A	8 A	6 A	6 A
10 A	10 A	7,5 A	6 A
12 A	12 A	9 A	6 A
15 A	15 A	11,25 A	7,5 A

Abbildung 34: Einstellbarer Ladestrom beim BMW i3/120 Ah

(Eigene)

Diese Maßnahme kann also nicht als zielführend im Sinne der genannten Vorgaben hinsichtlich der Ladung mit 11 kW Ladeleistung sein. Für temporäre Einsätze, zum Beispiel, bei der Ladung an Stationen, dessen Vorsicherung nicht bekannt ist, ist dies aber eine Möglichkeit.

7.2. Automatische Verringerung der Ladeleistung

Eine Verringerung der aktuellen Ladeleistung beim Laden durch die Reduktion des Ladestroms könnte auch automatisch durch die Einführung eines intelligenten Lade- oder

Lastmanagements erfolgen. Ziel ist es, Lastspitzen durch Verringerung des Ladestroms oder/und Umlegung der Ladezeitpunkte zu beeinflussen.

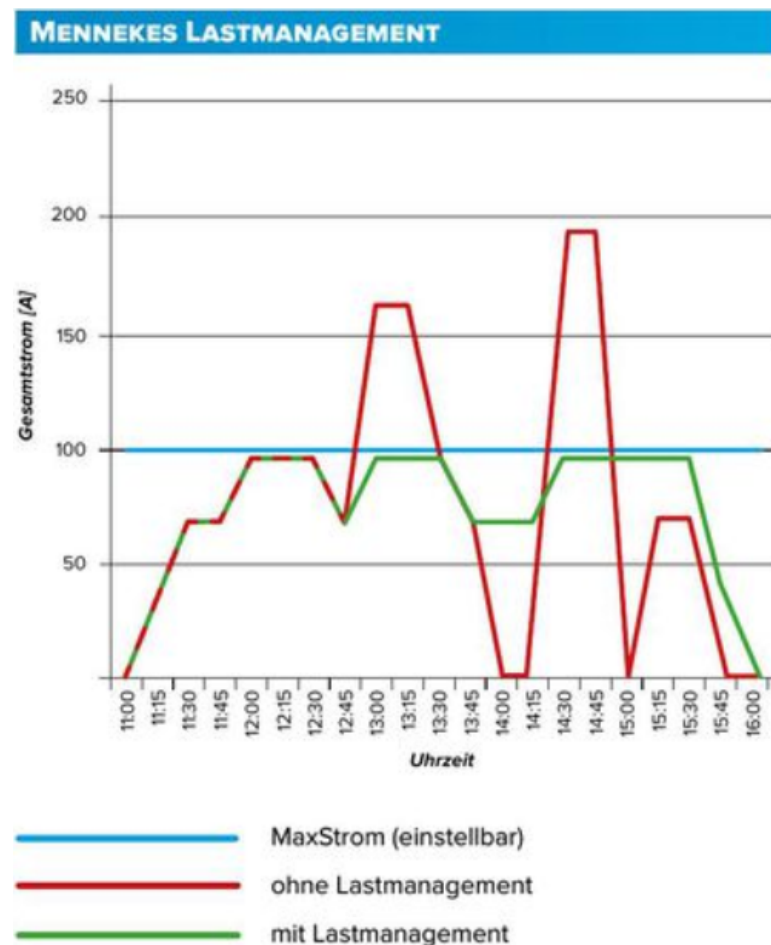


Abbildung 35: Beispiel zur Vermeidung von Lastspitzen Charge up in Control – Mennekes Lastmanagement

(Mennekes Elektrotechnik GmbH & Co.KG)

Diese Variante könnte in Wohnanlagen oder im gewerblichen Bereich Einsatz finden und unterscheidet sich dahingehend von der bisherigen Situation, dass die Ladestationen nicht den Wohnungen direkt zugeordnet, das heißt, auf deren Zähler angeschlossen sind, sondern für die benötigten Ladeleistungen der gesamten Anlage ein eigenes Netznutzungsrecht zugekauft wird, mit dem alle Ladestationen betrieben werden. Derzeit bieten solche Lösungen Verteilernetzbetreiber an. Diese errichten und betreiben auch die Anlage. Die Abrechnung erfolgt über die verbrauchte Leistung an den jeweiligen Elektrofahrzeug- bzw. Wohnungsbesitzer.

Der größte Vorteil liegt in der Tatsache, dass der Verteilernetzbetreiber immer die Hoheit über die Ladeinfrastruktur hat und von sich aus bestrebt sein wird, die Ladeleistungen so optimal als möglich zu verwalten. Aus meiner Sicht ist dies die von allen Beteiligten anzustrebende, nachhaltige und zukunftssichere Lösung. In solchen Anlagen wird es keinen Wildwuchs mit Ladestationen geben.

Unterstützt von der Industrie bzw. von Herstellern von Lade- und Lastmanagementsystemen, wie hier am Beispiel der Fa. Mennekes, könnten sogar höhere Ladeleistungen je nach Vorhandensein von zu ladenden Fahrzeugen im Einzelnen erzielt werden.



Abbildung 36: Beispiel zur Vermeidung von Lastspitzen Charge up in Control – Menekes Lastmanagement

(Menekes GmbH & Co.KG)

7.3. Verschieben des Ladezeitpunktes

Neben der Reduktion der Ladeleistung ist auch die Verschiebung des Ladezeitpunktes eine mögliche Maßnahme eine Hausanschluss- bzw. Hauptleitungsüberlastung zu verhindern. Bei Betrachtung der Lastgänge eines Einfamilienhauses erkennt man, dass es große Zeiträume gibt, in welchen nur wenig elektrische Energie im Haushalt benötigt wird. Durch die lange Ladedauer eines Elektrofahrzeugs wird es am Tag recht schwierig bzw. ohne technische Hilfsmittel wie zum Beispiel ein Lastmanagement nicht möglich sein, dass Nutzerverhalten so abzustimmen, dass es nicht ungewollt zu einer Tarifschalterauslösung infolge zu großer gleichzeitiger Leistungen kommt.

7.3.1. Gesteuertes Laden in fixen Zeitfenstern

Die Nacht und frühen Morgenstunden bieten sich aufgrund der geringen Grundleistung in dieser Zeit für eine Ladung des Elektrofahrzeuges an. Die Steuerung könnte hier einfach über eine Zeitschaltuhr realisiert werden.

Beispiel für mögliche Ladezeitpunkte in der Nacht und frühen Morgenstunden

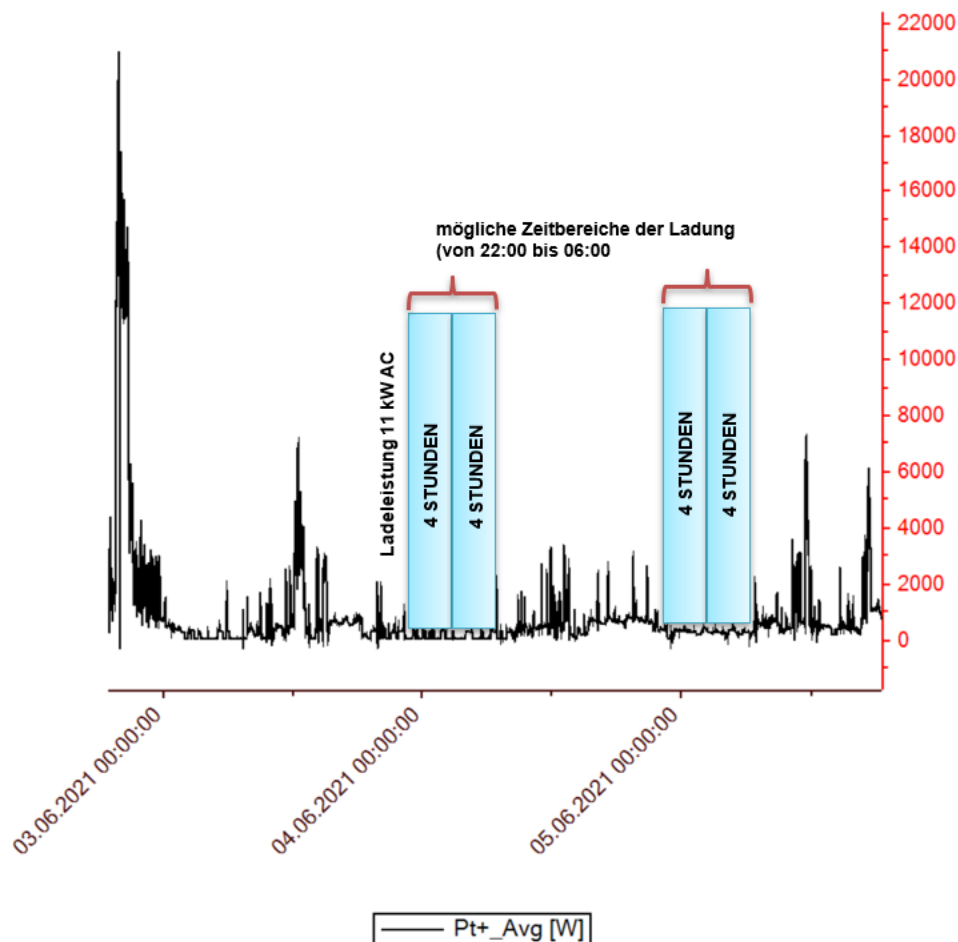


Abbildung 37: gemessener Lastgang eines Einfamilienhauses

(Eigene)

Nachteil dieser Methode ist die statische Steuerung, also die starre Gebundenheit an die Ladefenster.

7.3.2. Gesteuertes Laden in dynamischen Zeitfenstern

Eine Verfeinerung würde die oben angeführte Methode durch die Steuerung der Ladefreigaben durch den Verteilernetzbetreiber erfahren. Dabei könnte diese dynamisch anhand der Netzdaten des Verteilernetzbetreibers durch diesen erfolgen. So wie teilweise auch noch für Boilerschaltungen oder Nachtspeicheröfen üblich, wäre dies im herkömmlichen Sinne über Rundsteuerempfänger, im Falle von Vorhandensein eines SMART-Meter, mittels bidirektionaler Kommunikation möglich. Dabei könnte individuell auf die Netzgegebenheiten eingegangen werden und die Ladungen somit auch untertags, vielleicht im eingeschränkten Maß stattfinden.

Beispiel für mögliche Ladezeitpunkte durch individuelle Ladefreigaben durch den Verteilernetzbetreiber

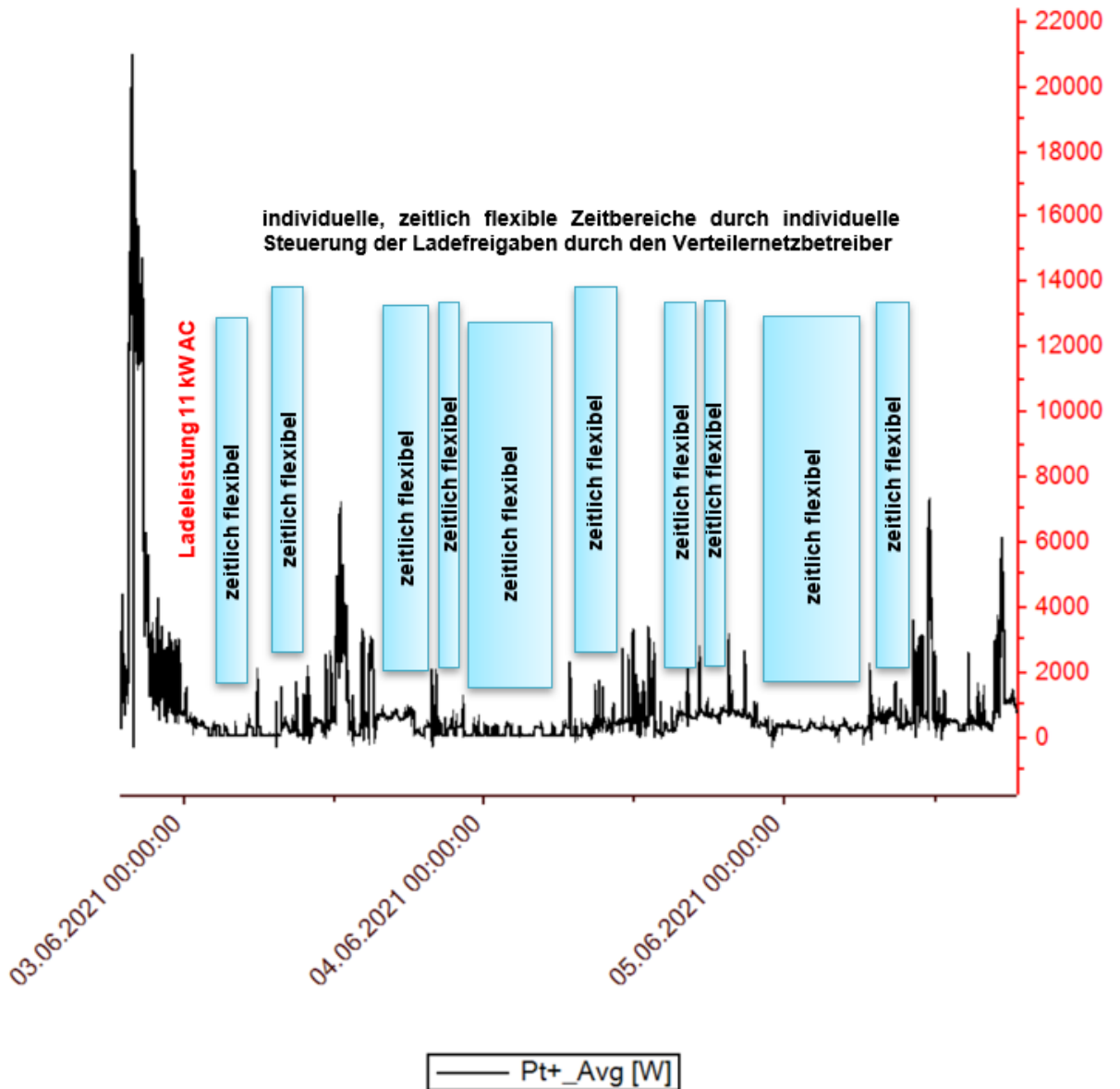


Abbildung 38: gemessener Lastgang eines Einfamilienhauses

(Eigene)

7.4. Weitere Lösungsansätze

Weitere Lösungsansätze werden aufgrund von Umfang und Komplexität nur kurz erwähnt und könnten sein:

- Kombiniertes Laden mit Photovoltaikanlagen

Dabei versteht man die Einbeziehung von hauseigenen Photovoltaikanlagen in das Lademanagement.

- Bidirektionales Laden

Dabei nehmen Elektrofahrzeuge nicht nur elektrische Energie vom Stromnetz auf, sondern geben diese auch bei Bedarf wieder an das Stromnetz ab.

8. Schlusswort

Die Elektrotechnik befindet sich gerade hinsichtlich der Thematik Elektromobilität in einem sehr spannenden, lebensumwälzenden Stadium. Gesellschaftlich und politisch scheint die Technik gefordert die Vorgaben hinsichtlich der Mobilitätswende umzusetzen, wobei es immer klarer wird, dass die Technik mittlerweile die Vorgaben liefert, was man an den mangelnden Regulatoren sehr klar erkennen kann.

Die Ausrollung der Elektromobilität soll aufgrund der immer enger gesteckten Klimaziele schnell und immer schneller durchgeführt werden. Es werden baulich Fakten geschaffen, wobei wir technisch noch gar nicht wissen, wohin die Reise gehen wird. Laut dem derzeitigen Regulierungsstand, das heißt, auf Basis der derzeitig vorgegebenen Umsetzungsrichtlinien wird die Elektromobilität nicht funktionieren.

Es ist zwingend erforderlich die Angelegenheit seitens der Versorger anzupacken und die Ladeinfrastruktur bis zum letzten Verbraucher als Gesamtheit zu sehen. Die Versorger müssen diesbezüglich auch Gesamtlösungen anbieten, immer unter der Prämisse, die Energienetze so optimal wie möglich zu betreiben, um teure Ausbauten und vor allem Netzzusammenbrüche zu vermeiden.

Elektrische Energie ist systemrelevant!

Quellenverzeichnis

Österreichs E-Wirtschafts Akademie TAEV. (2020). TAEV. Wien, Österreich: Österreichs E-Wirtschafts Akademie GmbH.

ÖVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Austrian Standards Institute. Elektroinstallationen Hausanschlüsse, Hauptleitungen, Messeinrichtungen.

OVE EN IEC 61851-1:2020 01 01. Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge - Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 61851-1:2017) (deutsche Fassung). ÖVE.

ACEA. (2021). ACEA European Automobile Manufacturers' Association. Abgerufen am 07 2021 von www.acea.auto

BMK. (2021). Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Abgerufen am 06 2021 von Häufig gestellte Fragen rund um das Thema Elektromobilität: https://www.bmk.gv.at/themen/mobilitaet/alternative_verkehrskonzepte/elektromobilitaet/faq.html

Brauner, G. (2016). Energiesysteme: regenerativ und dezentral; Strategien für die Energiewende. (I. f. Antriebe, & Ö. TU Wien, Hrsg.) Wiesbaden: Springer

DIN e.V. (Hrsg.): DIN VDE 0100-100:2009-06. (06 2009). DIN VDE 0100-100. Errichten von Niederspannungsanlagen.

DIN e.V. (Hrsg.): DIN VDE 0276-603. (01 2005). DIN VDE 0276-603. Starkstromkabel – Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen U0/U 0,6/1 kV;.

E-Control. (05 2016). Leitfaden Netzanschluss . Abgerufen am 09 2021 von Stromanschluss leicht gemacht - alles Wissenswerte zu Netzanschluss & Netzzugang: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf>

Electrive Branchendienst für Elektromobilität.

Von <https://www.electrive.net/2019/06/28/chademo-und-cec-zeigen-neuen-lade-anschluss/> abgerufen

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft . (01 2016). Energie-Control Austria Leitfaden Netzanschluss. Abgerufen am 06 2021 von www.e-control.at : <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf>

Europäische Union. (2014. 10 2014). Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union. Abgerufen am 09 2021 von www.eur-lex.europa.eu: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=celex%3A32014L0094>

Klima- und Energiefonds; VCÖ. (01 2018). Faktencheck E-Mobilität. Abgerufen am 08 2021 von https://faktencheck-energiewende.at/wp-content/uploads/sites/4/FC_Mob18_gross_Web.pdf

Ladewunder Johannes Belz, 30161 Hannover. (08 2021). Ladewunder Online-Shop. Von <https://ladewunder.de/die-verschiedenen-ladekabel-typen-fuer-elektroautos/> abgerufen

Land Tirol. (10 2015). Stellplatzzahlenverordnung 2015. Von LGBI. Nr. 99/2015: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrT&Gesetzesnummer=20000614> abgerufen

Land Tirol. (03 2020). Änderung der Technischen Bauvorschriften 2016 LGBL.Nr. 36/2020. Abgerufen am 2021 von Rechtsinformationssystem des Bundes: https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/LgblAuth/LGBLA_TI_20200323_36/LGBLA_TI_20200323_36.pdfsig

MEINHART Kabel Österreich GmbH. (2014). Kabel und Leitungen - Preisliste Technischer Katalog. 308.

MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG. (09 2021). Infrastruktur-Komponenten für Ladestationen. Infrastruktur-Komponenten für Ladestationen - Katalog, S. 16. Von <https://www.chademo.com/chaoji-progress-announcement/> abgerufen

Menekes Elektrotechnik GmbH & Co.KG. (11 2017). Menekes My Power Connection. Abgerufen am 08 2021 von www.MENNEKES.de: <https://www.mennekes.de/presse/nachrichten/mennekes-lastmanagement-bietet-ladestabilitaet-und-energieeffizienz-auch-in-spitzenzeiten/>

Menekes GmbH & Co.KG. (2021). Menekes Elektrotechnik GmbH&Co.KG. Menekes Charge Up in Control - Menekes Lastmanagement.

OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8015-1:2006 10 01. (10 2006). ÖVE/ÖNORM E 8015-1:2006 10 01. Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen.

OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8015-2:2006 10 01. (10 2006). ÖVE/ÖNORM E 8015-2. Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 2: Art und Umfang der Mindestausstattung. ÖVE.

OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8016:2012 01 01. (01 2012). ÖVE/ÖNORM E 8016. Elektroinstallationen - Hausanschlüsse, Hauptleitungen, Messeinrichtung. ÖVE.

OVE (Hrsg.): ÖVE/ÖNORM E 8200-603:2011 05 01. (05 2011). ÖVE/ÖNORM E 8200-603:2011 05 01. Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,6/1 kV (HD 603 S1:1994/A3:2007, Teile 0, 1, 3A und 4E). Austrian Standards Institute.

OVE (Hrsg.): OVE E 8101:2019 01 01. (01 2019). OVE E 8101. Elektrische Niederspannungsanlagen. OVE.

PHOENIX CONTACT GmbH. (2021). Phoenix Contact. Von https://www.phoenixcontact.com/online/portal/at?1dmy&urile=wcm:path:/atde/web/main/products/subcategory_pages/Charging_cables_and_charging_sockets_P-29-03/3f34965c-f842-4adc-a9f6-28126dc0a51a/3f34965c-f842-4adc-a9f6-28126dc0a51a abgerufen

RIS. (09 2021). Rechtsinformationssystem des Bundes. Von www.ris.bka.gv.at: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> abgerufen

RIS. (04. 09 2021). Rechtsinformationssystem des Bundes. Abgerufen am 09 2021 von Elektrotechnikgesetz 1992, Fassung vom 04.09.2021: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10012241>

Schaal, S. (28. 06 2019). Electrive Branchendienst für Elektromobilität. Abgerufen am 07 2021 von electrive.net: <https://www.electrive.net/2019/06/28/chademo-und-cec-zeigen-neuen-lade-anschluss/>

Statistik Austria. (19. 02 2021). Statistik Austria. Abgerufen am 2021 von KFZ-Bestand 2020: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html

Statistik Austria. (04 2021). Statistik Austria, vorläufiger PKW-Bestand nach Kraftstoffart bzw. Energiequelle in Österreich zum Stichtag 31.03.2021. Von https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html abgerufen

TINETZ. (01. 08 2021). Kundenservice. Von Preisblätter: <https://www.tinetz.at/kundenservice/entgelte/preisblaetter/> abgerufen

TINETZ GmbH. (05 2014). Allgemeine Bedingungen TINETZ-Tiroler Netze GmbH. Abgerufen am 09 2021 von Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der TINETZ-Tiroler Netze GmbH: https://www.tinetz.at/fileadmin/user_upload/Kundenservice/pdf/140919-AB-VN-TINETZ-Genehmigungsversion_20150925.pdf

Umweltbundesamt GmbH. (19. 01 2021). Umweltbundesamt GmbH, 1090 Wien. Abgerufen am 04 2021 von Treibhausgas-Bilanz 2019 nach Sektoren: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0702.pdf>

Umweltbundesamt-Publikation. (2017). KLIMASCHUTZBERICHT 2017. Wien: Umweltbundesamt GmbH.

VCÖ Mobilität mit Zukunft. (16. 02 2021). VCOE Mobilität mit Zukunft. (Grafik: VCÖ 2020) Von <https://www.vcoe.at/presse/presseaussendungen/detail/vcoe-privatautos-von-oesterreichs-haushalten-verursachen-im-schnitt-1-950-kilogramm-co2-pro-jahr-vcoe-ruft-zum-autofasten-auf> abgerufen

Eigenerklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Ing. Bernhard Bundschuh
Axams, am 14. September 2021