

TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN

Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze

Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen

Georg Kerber

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.rer.nat. Thomas Hamacher

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.- Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

2. Univ.- Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

Die Dissertation wurde am 11.10. 2010 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 21.03.2011 angenommen

Ehemalige Studierende, für deren Arbeit und Einsatz ich danken möchte:

| | |
|----------------------|----------------|
| Tobias Blank | Diplomarbeit |
| Michaela Kerner | Diplomarbeit |
| Manfred Kuess | Studienarbeit |
| Georg Stöckl | Diplomarbeit |
| Wu Bian | Diplomarbeit |
| Silvere De Rivaz | Diplomarbeit |
| Jennifer De Capitani | Master Thesis |
| Peter Esslinger | Bachelorarbeit |

Besonders hervorzuheben:

| | |
|-------------------|---------------------------------|
| Martin Lödl | Diplomarbeit |
| Oliver Biechteler | Diplomarbeit |
| Hannes Sappl | Bachelorarbeit und Diplomarbeit |

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München.

Die grundlegende Themenstellung entstand auf Initiative des Verbandes der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW) und vieler Netzbetreiber Bayerns. Durch Ihre finanzielle und fachliche Unterstützung wurde es mir bis kurz vor Ende der Arbeit ermöglicht, mich an der Universität mit dem Thema zu beschäftigen.

Ohne die fachliche und menschliche Führung von Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann wäre es mir nicht möglich gewesen, mich möglichst neutral und unvoreingenommen mit dem Thema zu beschäftigen. Er forderte und förderte mich während meiner Zeit am Fachgebiet in vielen Diskussionen und Gesprächen und leitete mich bei Forschung und Lehre sowie im Umgang mit Studenten und Diskussionspartnern an.

Einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeit haben auch die Studierenden geleistet, welche ich bei Ihrer Abschlussarbeit anleiten durfte. Ohne ihr Engagement und ihre oft ausgezeichnete Arbeit wäre mir die umfassende Bearbeitung der Themenstellung nicht möglich gewesen.

Weiters möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Josef Kindersberger als Leiter des Lehrstuhls für Hochspannungs- und Anlagentechnik bedanken. Seine Unterstützung und sein Wohlwollen halfen mir, mich vielfältiger Herausforderungen anzunehmen und trug so zum Gelingen der Arbeit bei.

Bei den ehemaligen und derzeitigen Mitarbeitern des Lehrstuhls für Hochspannungs- und Anlagentechnik und des Fachgebiets für Elektrische Energieversorgungsnetze möchte ich mich für die angenehme Zusammenarbeit bedanken. Aus der gemeinsamen Arbeit entstanden vielfach gute Freundschaften, welche hoffentlich noch lange erhalten bleiben.

Ferner danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner für das Interesse an der Arbeit und Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher für die Leitung der Prüfungskommission.

Nicht zuletzt danke ich meinen Korrekturlesern, durch deren Einsatz meine Texte in die deutsche Rechtschreibung transformiert werden konnten.

Abschließend möchte ich mich von Herzen bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die an mich glaubten und mich unterstützten, wann immer es nötig war. Speziell zu nennen sind meine Eltern, Herbert und Esther Kerber sowie meine Großmutter Ulrike Lumper.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|----|
| 1 Einleitung | 1 |
| 2 Leistungserzeugung in PV-Anlagen..... | 3 |
| 2.1 Solares Strahlungsdargebot | 3 |
| 2.2 Leistungserzeugung in PV-Anlagen..... | 5 |
| 2.2.1 PV-Module | 5 |
| 2.2.2 Wechselrichter | 5 |
| 2.3 Charakterisierung der Einspeisung..... | 6 |
| 2.3.1 Beschreibung der Einspeisecharakteristik..... | 7 |
| 2.3.2 Abhängigkeit der Einspeiseleistungen von der Anlagenausrichtung | 10 |
| 2.4 Zusammenfassung | 15 |
| 3 Rahmenbedingungen in Niederspannungsnetzen..... | 17 |
| 3.1 Abhängigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetz..... | 17 |
| 3.2 Aufbau von Niederspannungsnetzen..... | 18 |
| 3.3 Wichtigste Einflussgrößen auf Netzaufbau und Netzaufnahmefähigkeit | 20 |
| 3.3.1 Betriebsmittelbelastung | 20 |
| 3.3.2 Spannungsgrenzwerte nach DIN-EN 50160 | 21 |
| 3.3.3 Spannungsgrenzwert nach der VDEW-Richtlinie..... | 22 |
| 3.4 Berücksichtigung der Verbraucherlast | 23 |
| 3.4.1 Maximallastschätzung | 23 |
| 3.4.2 VDEW-Lastprofil..... | 24 |
| 3.5 Grundsätzliche Möglichkeiten zur Beeinflussung der elektrischen Verhältnisse in den Netzen..... | 25 |
| 4 Vereinfachte Betrachtung der Aufnahmefähigkeit von Netzen | 29 |
| 4.1 Allgemeine Beschreibung der Netzklassen..... | 29 |
| 4.1.1 Ermittlung des Dachflächenpotenzials der Beispielnetze | 30 |
| 4.1.2 Berechnungsverfahren und Vereinfachungen | 31 |
| 4.1.3 Ergebnisse | 31 |
| 5 Detailanalyse relevanter Netze und Auswirkungen der PV-Einspeisung | 35 |
| 5.1 Statistische Netzanalyse | 35 |
| 5.1.1 Netzplandigitalisierung | 36 |

| | |
|--|----|
| 5.1.2 Auswertung der Netzdatenerfassung..... | 39 |
| 5.1.3 Klassifizierung der Netze..... | 46 |
| 5.1.4 Entwicklung von Referenznetzen..... | 46 |
| 5.2 Verbraucherlastanrechnung..... | 51 |
| 5.3 Belastbarkeit der Betriebsmittel..... | 54 |
| 5.3.1 Transformatormodell..... | 54 |
| 5.3.2 Bestimmung der Transformatorbelastbarkeit..... | 55 |
| 5.3.3 Kabelmodell..... | 60 |
| 5.3.4 Bestimmung der Belastbarkeit von Energiekabeln..... | 62 |
| 5.4 Spannungsbeeinflussung durch Blindleistung..... | 65 |
| 5.4.1 Auswirkungen der Blindleistung und Einsatzoptimierung..... | 66 |
| 5.4.2 Regelung zur Einhaltung des Spannungsbandes..... | 67 |
| 5.4.3 Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen..... | 73 |
| 6 Aufnahmefähigkeit der Netze..... | 81 |
| 6.1 Definition der Netzaufnahmefähigkeit..... | 81 |
| 6.2 Nachbildung des Anschlusses diskreter Anlagen im Netz..... | 82 |
| 6.3 Aufnahmefähigkeit nach der 2-%-Spannungsgrenze..... | 85 |
| 6.4 Konventionelle Netzbelastbarkeit..... | 86 |
| 6.5 Erweiterte Netzbelastbarkeit..... | 87 |
| 6.5.1 Auswirkungen einer erhöhten Betriebsmittelbelastbarkeit..... | 87 |
| 6.5.2 Auswirkungen einer Blindleistungsregelung..... | 87 |
| 6.5.3 Auswirkungen der anrechenbaren Verbraucherlast..... | 88 |
| 6.6 Abschließende Aussagen zur Aufnahmefähigkeit..... | 90 |
| 7 Photovoltaik-Zubauszenario..... | 93 |
| 7.1 Grundidee des Szenarios..... | 93 |
| 7.2 Bestimmung des wirtschaftlichen PV-Potenzials..... | 94 |
| 7.2.1 Investitionskosten..... | 94 |
| 7.2.2 Laufenden Kosten..... | 96 |
| 7.2.3 Stromeinnahmen..... | 96 |
| 7.2.4 Steuer und Absetzung für Abnutzung..... | 97 |
| 7.2.5 Kapitalkosten..... | 97 |
| 7.2.6 Inflation..... | 97 |

| | |
|--|-----|
| 7.2.7 Bestimmung des Anlagen-Energieertrages | 98 |
| 7.2.8 Wirtschaftliches Potenzial in Bayern 2007 | 100 |
| 7.2.9 Entwicklung des wirtschaftlichen PV-Potenzials | 101 |
| 7.3 Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung | 103 |
| 7.4 Szenario der installierten Photovoltaikleistung..... | 103 |
| 7.5 Bestimmung der Netzausbaukosten | 105 |
| 7.5.1 Rahmenbedingungen für die Ausbauszenarien..... | 105 |
| 7.5.2 Kostenschätzung..... | 107 |
| 7.6 Kostenvergleich der Strategien | 108 |
| 8 Zusammenfassung..... | 111 |
| 9 Literaturverzeichnis..... | 113 |
| 10 Abbildungsverzeichnis | 121 |
| 11 Tabellenverzeichnis..... | 126 |

1 Einleitung

Derzeit befindet sich die elektrische Energieversorgung im Umbruch. Die Erzeugung elektrischer Energie aus fossilen und nuklearen Quellen wird kritischer gesehen, da bei der Atomkraft die Frage der Endlagerung nach wie vor ungelöst ist und Erzeugung aus fossilen Energieträgern aufgrund der Energiepreisteigerungen sowie der CO₂-Bilanzierung stetig teuer wird. Zudem ist die Abhängigkeit von Energieimporten bei gas- und ölbefeuerten Kraftwerken kritisch zu sehen. Die klimapolitischen Ziele der Europäischen Union sehen vor, dass ein Anteil von 20 % des Primärenergieverbrauchs bis 2020 in der Europäischen Union aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Für die Energiebereitstellung aus Strom bedeutet dies einen Anteil von 30 % und mehr [BMU-09].

Als Teillösung wird die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gesehen. Zur Förderung der Nutzung dieser Ressourcen und der Entwicklung der entsprechenden Technologien wurde in Deutschland im Jahr 2000 das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) beschlossen, welches durch garantierte Einspeisevergütungen den wirtschaftlichen Betrieb entsprechender Anlagen (EEG-Anlagen) weitgehend sicherstellt [EEG-09]. Zudem wird EEG-Anlagen die vorrangige Einspeisung garantiert und der Anschluss dieser Anlagen am volkswirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt, auch bei gegebenenfalls erforderlichem Netzausbau, garantiert. Dies führt dazu, dass der Betrieb von EEG-Anlagen, neben den positiven Umweltaspekten, auch als Investition mit weitgehend sicherer Rendite angesehen wird.

Seit der Einführung dieses Gesetzes im Jahr 2000 hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch von 6,3 % auf 14,0 % im Jahr 2007 erhöht [BMU-08]. Den größten Anteil an dieser Entwicklung hat die Windenergie. Diese besitzt vor allem im Norden Deutschlands einen sehr hohen Stellenwert. In Bayern hingegen wurden aufgrund der vergleichsweise hohen solaren Einstrahlung vor allem Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse und Sonnenenergie errichtet. So stieg die installierte Photovoltaikleistung von 8,4 MW im Jahr 2000 auf 2350 MW im Jahr 2008 (Bild 1.1) und soll bis 2020 35 GW erreichen [BRA-09].

Zahlenmäßig aber auch leistungsmäßig stellen hier private Kleinanlagen den größten Anteil dar. Diese Anlagen sind meist Aufdachanlagen und speisen in der Regel in das Niederspannungsnetz ein. Anlagen mit einer Leistung kleiner 30 kW sind hier besonders begünstigt, da der vorhandene Hausanschluss als günstigster Netzverknüpfungspunkt angesehen wird [EEG-09]. Dies führt in vielen Niederspannungsverteilnetzen bereits heute zu einer Umkehr der Leistungsflussrichtung, erhöhten Betriebsmittelbelastungen und Spannungsanhebungen, welche Netzausbaumaßnahmen zur Folge haben.

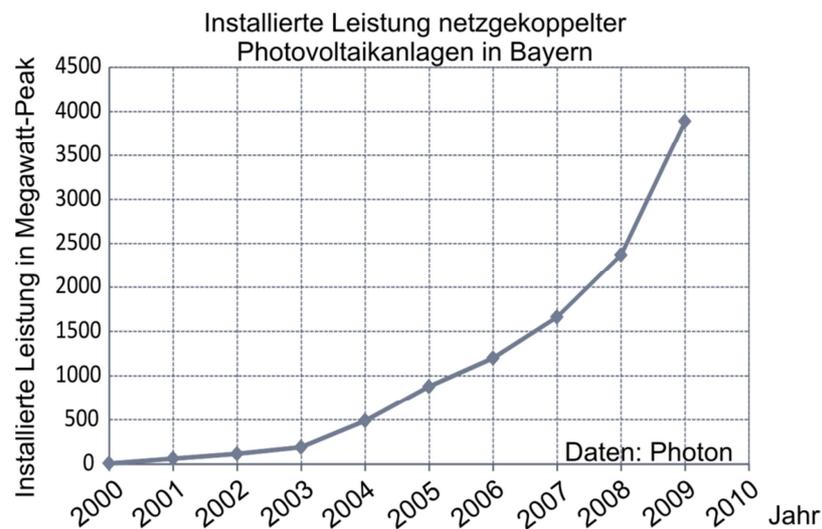


Bild 1.1: Installierte PV-Anlagenleistung in Bayern seit 2000 [PHO-11]

Ziel der Arbeit ist es daher, die Aufnahmefähigkeit bestehender typischer Niederspannungsverteilstnetze für die Einspeisung aus Photovoltaik zu bestimmen und an den vorhandenen Potenzialen zu spiegeln. Aufgrund der klaren Zuordnung einer Einspeisung bis 30 kW Anlagenleistung zu den vorhandenen Hausanschlüssen werden in der vorliegenden Arbeit ausschließlich Anlagen bis zu dieser Größe betrachtet.

Weiters sollen vorhandene Netzreserven lokalisiert und quantifiziert werden sowie Möglichkeiten zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit unter Vermeidung von Netzausbau untersucht werden.

Aufgrund der Häufigkeit in Süddeutschland und der typisch geringen Anlagenleistungen wird dabei vor allem die Photovoltaik (PV) betrachtet. Die grundsätzlichen Überlegungen und Vorgehensweisen sind zum Teil ebenso auf andere Einspeiser zu übertragen.

Betrachtet werden:

- das Verhalten von PV-Anlagen am Netz
- die Auswirkungen der PV-Einspeisung auf die Belastbarkeit der Betriebsmittel
- die Auswirkungen der PV-Einspeisung auf die Netzspannung und mögliche Maßnahmen zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes sowie zur Verbesserung der Spannungsqualität
- die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze, gespiegelt am momentanen PV-Potenzial
- eine wirtschaftliche Bewertung der zu erwartenden Netzausbaukosten, basierend auf einem Szenario der installierten PV-Leistung bis 2025

2 Leistungserzeugung in PV-Anlagen

Zur Bestimmung der Aufnahmefähigkeit des Netzes ist es erforderlich, das Einspeiseverhalten von PV-Anlagen zu charakterisieren. Hierzu ist die Modellierung der Erzeugungskette von der auf die Module auftreffenden solaren Strahlungsleistung bis zur Netzeinspeisung durch den Wechselrichter erforderlich.

2.1 Solares Strahlungsdargebot

In PV-Anlagen wird die Umgebungsstrahlung direkt in elektrischen Strom umgewandelt. Die Sonneneinstrahlung an einem bestimmten Ort ist von dessen geografischer Lage, der Uhrzeit und den Wetterbedingungen abhängig.

Die Einstrahlung der Sonne auf die Erde außerhalb der Atmosphäre wird als Extraterrestrische Strahlung bezeichnet. Deren Mittelwert beträgt 1376 W/m^2 und wird als Solarkonstante G_{SC} bezeichnet.

Die Nachbildung jahreszeitlicher Schwankungen erfolgt mittels des Exzentrizitätsfaktors E_0 nach Duffie/Beckman [SCH-91] in Abhängigkeit vom Tag des Jahres (DOY day of year) $DOY \in [1,365]$ (Gl. 2.1). Die extraterrestrische Strahlung G_{ON} ergibt sich nach Gl. 2.2.

$$E_0 = 1 + 0,33 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot DOY}{365}\right) \quad \text{Gl. 2.1}$$

$$G_{on} = E_0 \cdot G_{sc} \quad \text{Gl. 2.2}$$

Diese Strahlung kann außerhalb der Erdatmosphäre auf einer Fläche normal zur Sonneneinstrahlung gemessen werden. Die Einstrahlung auf eine Fläche parallel zum Erdboden ist vom Einstrahlungswinkel der Sonne bzw. dem Sonnenstand abhängig. Die Berechnung kann mit dem SUNAE-Algorithmus [QUA-98] abhängig von der geografischen Lage des betrachteten Punktes sowie der Tageszeit ermittelt werden. Der Sonnenazimut α_s und die Sonnenhöhe γ_s werden dabei auf den nördlichen Horizont bezogen (Bild 2.1).

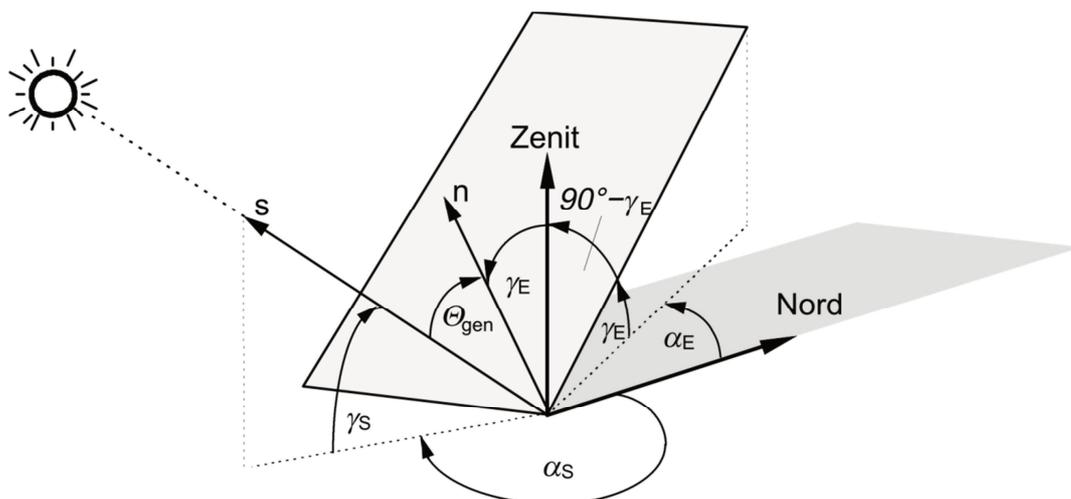


Bild 2.1: Definition der Winkel von Sonnenstand und Einstrahlungsflächen [QUA-98]

Die extraterrestrische Bestrahlungsstärke parallel zur Erdoberfläche G_{oh} ergibt sich damit nach Gl. 2.3.

$$G_{oh} = G_{on} \cdot \sin(\gamma_S) \quad \text{Gl. 2.3}$$

Die auf der Erdoberfläche auftreffende Strahlung ist aufgrund der atmosphärischen Einflüsse geringer als die extraterrestrische Strahlung G_{oh} . Die Reduktionseinflüsse werden im Maß für die Himmelsklarheit (clearness index) k_T zusammengefasst. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen der Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche G_h und der extraterrestrischen Strahlung parallel zur Erdoberfläche G_{oh} (Gl. 2.4).

$$k_T = \frac{G_h}{G_{oh}} \quad \text{Gl. 2.4}$$

Die Strahlung auf der Erdoberfläche setzt sich dabei aus einem direkten Strahlungsanteil (beam horizontal) G_{bh} und einem diffusen Strahlungsanteil (diffuse horizontal) G_{dh} zusammen (Gl. 2.5). Diese Aufteilung ist erforderlich, da bei der Berechnung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche nur der direkte, auf die Fläche auftreffende Strahlungsanteil G_{bt} vom Winkel des Sonnenstandes und der Fläche abhängig ist (Gl. 2.8). Der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung Θ_{gen} ergibt sich mit der Drehung α_E und Neigung γ_E der Modulebene (Bild 2.1). nach Gl. 2.7.

Der diffuse Strahlungsanteil (diffuse tilted) G_{dt} (Gl. 2.6) wird durch Bodenreflexion und diffuse Himmelsstrahlung verursacht und ist nicht richtungsabhängig. Da in den meisten Fällen keine Messung der Strahlungsaufteilung erfolgt, wird die Aufteilung der Strahlungsarten über einen empirischen Zusammenhang (Gl. 2.9) ermittelt [SCH-91].

Die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche G_t ergibt sich damit aus der Summe des direkten Strahlungsanteils G_{bt} und des vorherrschenden Diffusstrahlungsanteils G_{dt} (Gl. 2.10).

$$G_h = G_{bh} + G_{dh} \quad \text{Gl. 2.5}$$

$$G_{dt} = G_{st} + G_{rt} \quad \text{Gl. 2.6}$$

$$\begin{aligned} \Theta_{gen} &= \vec{s} \cdot \vec{n} = \\ &= \arccos(-\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_E) \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_E)) \end{aligned} \quad \text{Gl. 2.7}$$

$$G_{bt} = \frac{\cos(\Theta_{gen})}{\sin(\gamma_S)} \cdot G_{bh} \quad \text{Gl. 2.8}$$

$$\frac{G_{dh}}{G_h} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & 0 \leq k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,16 + 0,04k_T + 4,388k_T^2 \text{ für} & 0,22 < k_T \leq 0,80 \\ 0,165 & 0,80 < k_T \leq 1,00 \end{cases} \quad \text{Gl. 2.9}$$

$$G_t = G_{bt} + G_{dt} \quad \text{Gl. 2.10}$$

2.2 Leistungserzeugung in PV-Anlagen

Die in dieser Arbeit betrachteten PV-Anlagen sind ausschließlich netzgekoppelte Aufdachanlagen. Die Netzkopplung erfolgt durch Wechselrichter ohne Möglichkeit der Energiespeicherung. Als Anlagenleistung P_A wird die Bemessungsleistung der PV-Module verwendet, welche von der Wechselrichterbemessungsleistung P_{WR} zu unterscheiden ist [VDE-05] (vgl. Kap. 2.2.2).

2.2.1 PV-Module

Photovoltaikmodule wandeln optische Strahlung direkt in elektrischen Strom um. Die Leistung von PV-Modulen wird in Watt-Peak (Wp) angegeben. Dies entspricht der maximalen Leistung (maximum power point, MPP) bei Standard-Testbedingungen (DIN-IEC 61215). Diese entsprechen einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 bei 20°C Modultemperatur und einer definierten spektralen Leistungsverteilung. Die in 2008 erhältlichen kommerziellen PV-Module weisen einen Wirkungsgrad im Bereich von 10 % bis 18 % und einen mittleren Wirkungsgrad von 15,3 % auf [PHO-08]. Bei den allgemeinen Betrachtungen in dieser Arbeit wird daher ein Modulwirkungsgrad von $\eta_M = 15 \%$ verwendet.

Bei den üblicherweise verwendeten PV-Modulen auf Siliziumbasis liegt eine starke Veränderung der Leistungsabgabe bei abweichenden Modultemperaturen vor. Dieser Temperaturkoeffizient $\alpha_{P,MPP}$ liegt bei aktuellen Modulen bei zwischen ca. $-0,4 \text{ \%/K}$ bis $-0,45 \text{ \%/K}$ [SCH-02; PHO-08]. Dieser ist bei der Berechnung der erzeugten Strahlungsleistung zu berücksichtigen.

Liegt keine Messung der Modultemperatur vor, so kann diese aus der Umgebungstemperatur unter Berücksichtigung der Erwärmungszeitkonstanten τ_M der PV-Module von ca. 5 bis 20 Minuten nach Gl. 2.11 angenähert werden [SCH-02].

$$\mathcal{G}_M = \mathcal{G}_U + G_t(t-\tau_M) \cdot 0,0325 \frac{^\circ\text{C m}^2}{\text{W}} \quad \text{Gl. 2.11}$$

Eine Einstrahlungsleistung um 1000 W/m^2 führt in der Praxis meist zu einer deutlichen Erwärmung der PV-Module wodurch kleinere elektrische Leistungen als die angegebene Peak-Leistung erzeugt werden.

Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von PV-Modulen von der Einstrahlungsleistung ist im interessierenden Bereich gering und wird daher vernachlässigt.

2.2.2 Wechselrichter

Zur Einspeisung der erzeugten Leistung in das öffentliche Netz muss der von den PV-Modulen erzeugte Gleichstrom in sinusförmigen Wechselstrom umgewandelt werden. PV-Wechselrichter sind mit einem integrierten MPP-Tracker ausgestattet, welcher sicherstellt, dass immer die maximale von den PV-Modulen erzeugte Leistung in das Netz eingespeist wird. Im Leistungsbereich bis 30 kW sind selbstgeführte Wechselrichter üblich, welche einen europäischen Wirkungsgrad η_E [PHO-04] im Bereich von 94 % bis 97 % aufweisen [KER-09b].

Als Schutzfunktionen sind ein Spannungsrückgangsschutz, ein Spannungssteigerungsschutz sowie ein Frequenzrückgangs- und Frequenzsteigerungsschutz vorgesehen [VDE-01]. Zudem sind Anlagen dieser Leistungsklasse in der Regel mit einer „Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan“ (ENS) entsprechend DIN-VDE 0126 ausgestattet. Durch die Begrenzung des Ausgangsstromes der Wechselrichter auf ihren Bemessungsstrom aus Gründen des Selbstschutzes liefern diese keinen nennenswerten Beitrag zum Kurzschlussstrom.

Aufgrund der Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades der PV-Module wird die Wechselrichterbemessungsleistung üblicherweise um ca. 10 % geringer ausgelegt als die Leistung der PV-Module [KER-09b] (vgl. Kap. 2.3.1).

2.3 Charakterisierung der Einspeisung

In bisherigen Untersuchungen wurde die Globalstrahlungsänderung G_h an bestimmten Standorten erfasst und ausgewertet. Diese zeigen, dass sehr kurzfristige Einstrahlungsänderungen von bis zu 30 % in 5 Sekunden [WOY-03; WOY-06] bzw. 600 W/m² in 2 Sekunden [MAN-91] möglich sind.

Für die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes ist hingegen die Einspeiseleistung des Wechselrichters maßgeblich. Diese ist von den Zeitkonstanten der wechselrichterinternen Regelung (wenige Sekunden), aber vor allem von der Umgebungstemperatur und den Erwärmungszeitkonstanten der Module abhängig. Entsprechende Untersuchungen dazu sind nicht bekannt.

Aus diesem Grund wurde versucht, basierend auf Messdaten verschiedener Einzelanlagen, eine Charakterisierung der Einspeisedaten vorzunehmen. Wird dabei ein üblicher PV-Wechselrichter verwendet, werden minimal 5-Minütige Mittelwerte bereitgestellt. Dies entspricht einer Abtastrate von $T_A = 5$ min. Aufgrund des Abtasttheorems können daher nur Effekte bis zu einer Periodendauer von $2T_A = 10$ min erfasst werden.

Da zum einen ein deutlich schnelleres Ansprechen der Anlagen auf Einstrahlungsänderungen zu erwarten ist und zum anderen die thermischen Zeitkonstanten der elektrischen Betriebsmittel wenigen Minuten betragen können, (vgl. Kap. 5.3) ist eine solche Messauflösung nicht ausreichend.

Als Messwertreferenz für die vorliegende Untersuchung wurde daher ein vollständiger Messdatensatz der PV-Anlage Messe München [Anhang 1], zur Verfügung gestellt vom Solarenergieförderverein e.V., aus dem Jahr 2005 verwendet. Gemessen wurden hierbei unter anderem die Modul- und Umgebungstemperatur, die Einstrahlung auf Referenzmodule sowie die Summenleistung auf AC- und DC-Seite des Wechselrichters. Die Abtastrate beträgt $T_A = 1$ min.

Die zusätzlich zur Verfügung stehenden Messdaten aus verschiedenen Kleinanlagen mit der beschriebenen geringen zeitlichen Auflösung wurden verwendet, um die getroffenen Ableitungen bzw. Berechnungsmodelle zu verifizieren und auf Plausibilität zu prüfen.

2.3.1 Beschreibung der Einspeisecharakteristik

Eine Leistungseinspeisung in das Netz wirkt sich direkt auf die Spannung an den Netzknoten aus (vgl. Kap. 3.5). Um Aussagen über die Qualität der Netzspannung bzw. die Relevanz von Spannungsänderungen machen zu können, ist neben der Ermittlung der absoluten Spannungspegel eine Charakterisierung der Einspeiseleistung zweckmäßig.

Bei einer rein anschaulichen Betrachtung lassen sich in Bezug auf den Sonnenschein drei verschiedene Tagesklassen definieren:

1. „gut“
2. „wechselhaft“
3. „schlecht“

Um den Aufwand von Zeitbereichssimulationen gering zu halten ohne die Aussagekraft der Ergebnisse zu mindern, ist es wünschenswert Standardtage mit einer typischen Leistungserzeugung zur Verfügung zu haben. In der Literatur werden jedoch keine entsprechenden Referenztage mit der geforderten Zeitaufösung angegeben. Aus diesem Grund wurde versucht, eine Klassifizierung der elektrischen Einspeiseleistung durchzuführen.

Zunächst erfolgte eine Grobklassifizierung der Messdaten durch einen Abgleich mit dem vom Deutschen Wetterdienst stündlich bekannt gegebenen Bedeckungsgrad, welcher den Umfang der Wolkenstockwerke in einem definierten Himmelsausschnitt beschreibt.

- In die Klasse „gut“ wurden Tage mit einem durchgehenden Bedeckungsgrad von 0/8 oder 1/8 aufgenommen.
- Die Klasse „schlecht“ wurde mit einem Bedeckungsgrad von 8/8 definiert.
- In die Klasse „wechselhaft“ wurden Tage mit mindestens fünf Wechseln zwischen 3/8- und 6/8-Bewölkung aufgenommen.

Zur Veranschaulichung sind die gemessenen Einspeiseverläufe der Anlage Messe München von drei Beispieltagen im Winter 2005 in Bild 2.2 dargestellt.

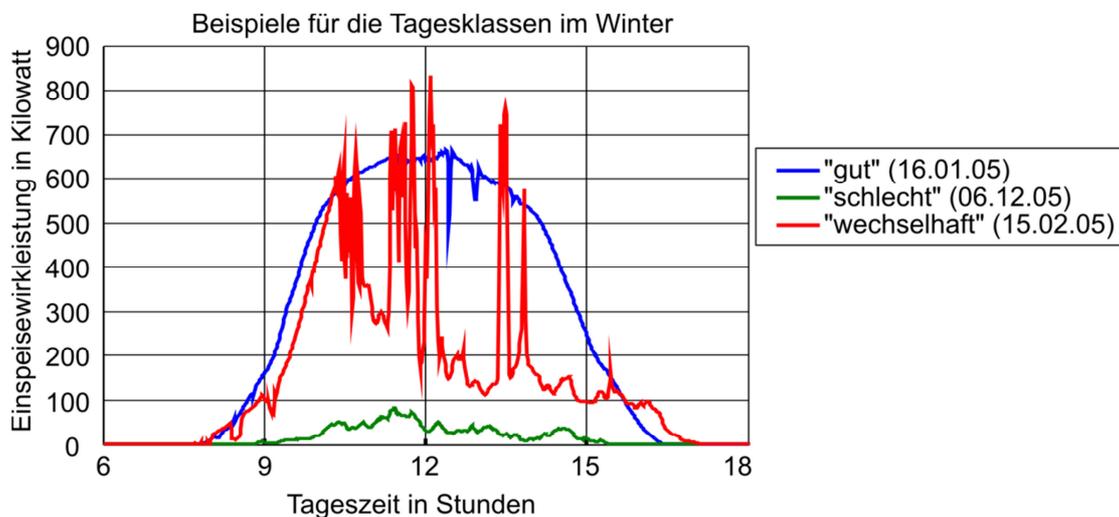


Bild 2.2: Beispiele der Leistungserzeugung an Tagen der Klassen „gut“, „schlecht“ und „wechselhaft“

Die Untersuchungen für die jeweiligen Tage wurden anhand des ermittelten Clearness-Index (k_T) durchgeführt, um eine anlagenunabhängige Aussage treffen zu können. Dabei konnte festgestellt werden, dass sich gute und wechselhafte Tage in ihrem Mittelwert deutlich von den schlechten Tagen abheben. Eine Unterscheidung von guten und wechselhaften Tagen anhand dieses Kriteriums ist jedoch nicht eindeutig.

Aufgrund der augenscheinlich hohen Fluktuationen bei wechselhaften Tagen wurde versucht, eine Klassifizierung im Frequenzspektrum durchzuführen. Mit einer eindeutigen Definition des Frequenzganges der verschiedenen Tage sowie einem additiven Rauschanteil wäre es möglich, für das gesamte Jahr beliebige Kombinationen von Testdaten zu generieren. Auch könnten z. B. allgemeine Aussagen über die Flickerwirksamkeit von Photovoltaik-einspeisungen getroffen werden, ohne auf genaue Messungen von Anlagen zurückgreifen zu müssen.

Bei der Analyse der Fouriertransformierten des Clearness-Index konnte jedoch keine eindeutige Zuordnung gefunden werden. In Bild 2.3 ist der Vergleich des Energieinhaltes der Fouriertransformierten des Clearness-Indexes für verschiedene Frequenzbereiche angegeben. Es ist die deutliche Überschneidung der Toleranzbereiche zu erkennen. Auch weitere Auswertungen nach Vorfilterung oder statistische Auswerteverfahren ergaben keine belastbaren Ergebnisse. Als Grund wird die unzureichende Messauflösung vermutet, welche die höchste darstellbare Frequenz $f = 8,3 \text{ mHz}$ ($1/f = 2 \text{ min}$) begrenzt. Es wird angenommen, dass die relevanten Frequenzen aufgrund der steilen Flanken deutlich höher sind.

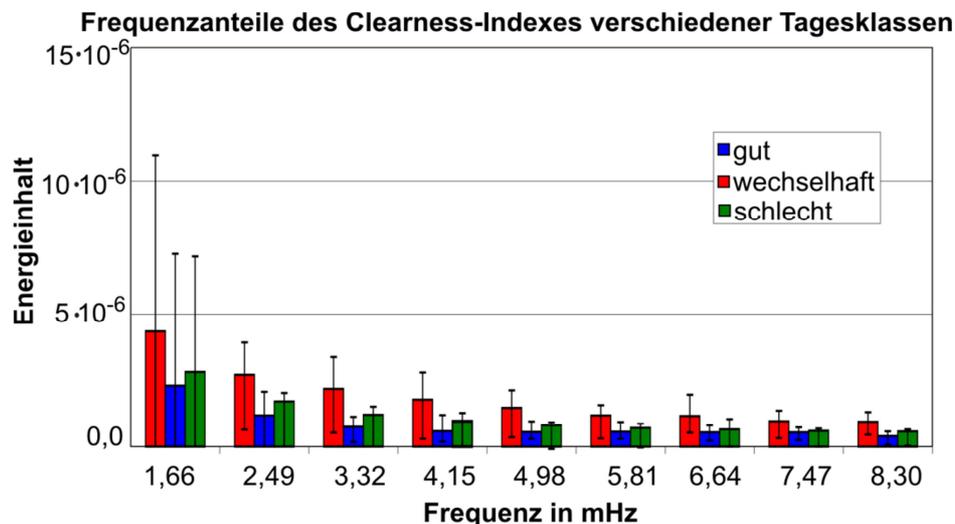


Bild 2.3: Vergleich des Energieinhaltes des Clearness-Indexes bei unterschiedlichen Frequenzen für die Tagesklassen „gut“, „schlecht“ und „wechselhaft“ mit Angabe der Toleranzbereiche.

In weiterer Folge wurden für die Anlage Messe München im Jahr 2005 die maximalen Leistungsgradienten sowie deren Häufigkeit ermittelt. Dabei treten sowohl lang andauernde Leistungsänderungen als auch kürzere Perioden auf. Am häufigsten treten kurz andauernde Fluktuationen mit mittleren Änderungen der Einspeiseleistung auf ($\Delta P < 0,5 \text{ p.u.}$, $T < 20 \text{ min}$ -siehe blau ausgefüllter Bereich in Bild 2.4). Ihr Einfluss auf das Verteilnetz ist weniger relevant. Kritisch sind die vergleichsweise hohen Leistungsänderungen mit einer Anstiegszeit von wenigen Minuten (Punkte links und rechts unten).

Die Gradienten der Leistungsänderung pro Minute werden dadurch entsprechend groß. Länger andauernde Änderungen (> 1 Stunde, oberer Teil der Abbildung) deuten auf einen monoton steigenden oder fallenden Verlauf der Einspeiseleistung an einem durchgehend klaren Tag hin. Diese Änderungen in der Leistungseinspeisung dezentraler Erzeuger müssen durch andere Kraftwerke ausgeglichen werden.



Bild 2.4: Darstellung der aufgetretenen Änderungen der Einspeiseleistung und deren Dauer basierend auf Messdaten der PV-Anlage Messe München für das Jahr 2005

In Bild 2.5 ist die Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten normiert auf die Bemessungsleistung dargestellt. 99,0 % aller Gradienten sind kleiner ± 20 %/min. Diese entstehen bei kleinen Leistungsänderungen durch die Sonnenwanderung bei wolkenlosem Himmel sowie ohne Einspeisung (Nachtstunden, $dU/dt = 0$). Da die hohen Gradienten von Interesse sind, wurde die Skalierung der Ordinate in Bild 2.5 entsprechend angepasst. Der maximal aufgetretene Leistungsabfall beträgt ca. -80 %/min, der maximale Leistungsanstieg ca. 65 %/min. Gradienten dieser Größenordnung sind jedoch selten. Die Häufigkeit steigt bei Leistungsgradienten von kleiner ± 35 %/min sehr stark an. Dies bedeutet, dass mit solchen Ereignissen regelmäßig gerechnet werden muss.

Bei starkem Wolkenzug können die Photovoltaikmodule während einer Verschattungsphase etwas abkühlen. Scheint anschließend die Sonne wieder mit voller Leistung auf die Anlage, so ist kurzzeitig eine etwas höhere Einspeiseleistung als die angegebene Peak-Leistung möglich (Bild 2.6). Aufgrund der kurzen thermischen Zeitkonstanten der Module (vgl. Kap. 2.2.1) sind diese Spitzen normalerweise kürzer als 20 Minuten [SCH-02].

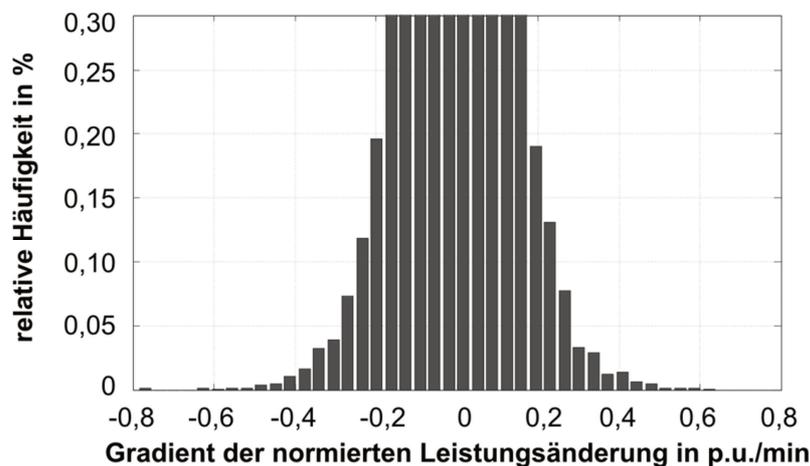


Bild 2.5: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit, basierend auf Messungen der PV-Anlage Messe München für das Jahr 2005.

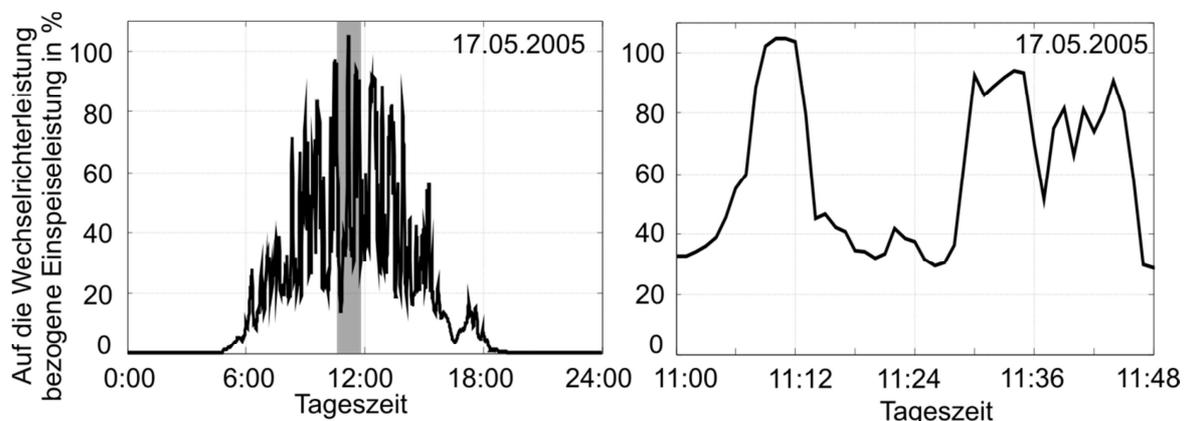


Bild 2.6: Verdeutlichung des Leistungsrückgangs bei Erwärmung der Module (links: Tagesverlauf; rechts: Ausschnitt über 40 Minuten)

Die maximalen Einspeiseleistungen werden aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Module bei kühlen Umgebungstemperaturen und fluktuierender Einstrahlung erreicht. Dies tritt vor allem im Frühjahr und Spätsommer/Herbst auf. Die Energieausbeute dieser Tage ist jedoch geringer als bei kontinuierlicher Einspeisung an einem „guten Sommertag“. Auf diesen Effekt ist auch die Empfehlung der Wechselrichterhersteller zurückzuführen, diesen nur auf 90 % der Modulleistung zu dimensionieren (vgl. Kap. 2.2.2).

2.3.2 Abhängigkeit der Einspeiseleistungen von der Anlagenausrichtung

Der Energieertrag von PV-Anlagen ist von deren Ausrichtung abhängig. Der maximale Energieertrag wird in Süddeutschland bei einer Ausrichtung nach Süden (180°) und einer Neigung von ca. 29° erreicht [QUA-09]. Nimmt man eine typische Bebauung mit Satteldächern an, ist die Ausrichtung von Aufdachanlagen jedoch von der Dachausrichtung abhängig.

Die Ausrichtungen der Dächer sind nur durch Messung zu ermitteln. Es existieren zwar Einschränkungen bei den Dachneigungen durch eine regionstypische Bauweise oder Bauvorschriften einzelner Siedlungen, diese sind jedoch nicht allgemein anzuwenden. Ebenso stehen keine auswertbaren statistischen Daten von Dachflächen zur Verfügung. In der Literatur wird allgemein ein Bereich der Dachneigung von ca. 15° bis 65° angegeben

[HUE-95; KAL-90; SCH-02; SCH-92]. Grundsätzlich kann zwar davon ausgegangen werden, dass es in einzelnen Ortsteilen bevorzugte Ausrichtungen (z. B. entlang der Straße) gibt, eine allgemeine Aussage lässt sich daraus jedoch nicht ableiten. Aus wirtschaftlichen Gründen wird jedoch von einer ausschließlichen Belegung der Dachhälfte mit dem höheren Ertrag ausgegangen, was einen effektiven Bereich der Ausrichtungen zwischen 90° und 270° ergibt.

Ab einer bestimmten Durchdringung eines Netzes mit PV-Aufdachanlagen sind diese über den gesamten Ausrichtungsbereich verteilt und es kann nicht mehr von einer ähnlichen Ausrichtung aller Anlagen ausgegangen werden. Durch die Ausrichtungsverteilung ergeben sich unterschiedliche Zeitpunkte der maximalen Einstrahlung auf verschiedenen Anlagen und damit eine Vergleichmäßigung der Einspeisespitze.

Zur Ermittlung dieser Vergleichmäßigung wurde ein vereinfachtes Berechnungsmodell zur Bestimmung der ausrichtungsabhängigen Einspeiseleistung erstellt.

2.3.2.1 PV-Anlagenmodell

Das zur Bestimmung der Ausrichtungsabhängigkeit der Einspeiseleistung von Anlagenverteilungen verwendete PV-Anlagenmodell ist in Bild 2.7 dargestellt. Primär wird die Einstrahlung auf der Erdoberfläche, aufgeteilt in den Diffus- und Direktstrahlungsanteil, bestimmt. Die Größe der Einstrahlungsleistung ergibt sich aus dem Clearness-Index k_T (Gl. 2.4). Da aufgrund der geringen Ausdehnung von Niederspannungsnetzbezirken von einer einheitlichen Bestrahlung ausgegangen werden kann [HUE-95], wird der k_T für alle Anlagen identisch angenommen. Die Richtung des Direktstrahlungsanteiles wird mit Hilfe des SUNAE-Algorithmus (Kap. 2.1) bestimmt. Die Aufteilung des Direkt- und Diffusstrahlungsanteils erfolgt nach Gl. 2.5 bis Gl. 2.10 ebenfalls auf Basis des k_T .

Nachfolgend wird für jede Anlage die Einstrahlung abhängig von ihrer Ausrichtung ermittelt. Die Leistung auf der Gleichspannungsseite P_{DC} ergibt sich durch Multiplikation mit dem Modulwirkungsgrad, bei welchem die Modultemperatur und Erwärmungszeitkonstanten berücksichtigt wurden (vgl. Kap. 2.2.1).

Die interessierende Einspeiseleistung P_{AC} ergibt sich aus der Multiplikation der DC-Leistung mit der Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters.

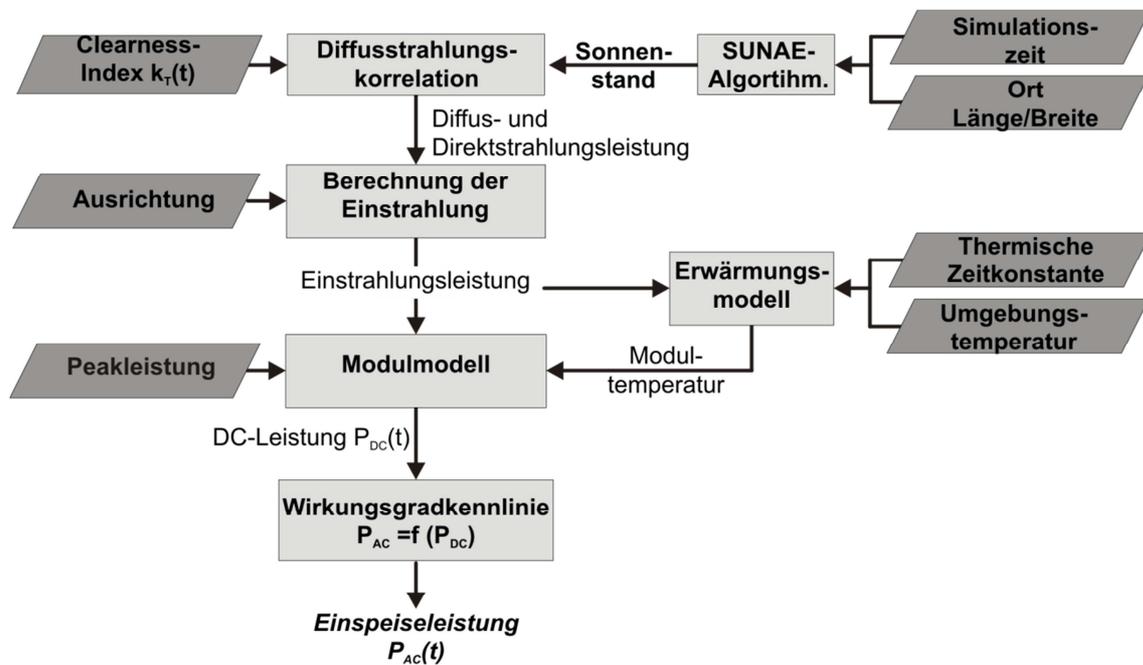


Bild 2.7: Blockschema des verwendeten PV-Anlagenmodells. Eingabeparameter sind als Parallelogramme dargestellt, Berechnungsfunktion als Rechtecke

Der als Berechnungsbasis maßgeblich benötigte k_T kann durch zwei verschiedene Methoden ermittelt werden:

1. Rückrechnung aus gemessenen Leistungsdaten einer Referenzanlage

Über die Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters kann aus der gemessenen AC-Leistung einer Referenzanlage die DC-Leistung ermittelt werden. Nachfolgend kann über das Modulmodell auf die Einstrahlungsleistung geschlossen werden. Die Aufteilung der Strahlungsanteile auf Diffus- und Direktstrahlung kann nicht explizit bestimmt werden (Gl. 2.9). Die Ermittlung des k_T -Wertes erfolgt daher durch ein iteratives Verfahren. Dabei wird die Simulation mit dem gesuchten k_T -Wert so lange variiert, bis die Abweichung zwischen der simulierten DC-Leistung und der gemessenen minimal ist.

2. Bestimmung aus der gemessenen Globalstrahlung

Strahlung auf der Horizontalen G_h direkt kann mit einem Pyranometer direkt gemessen werden. Die Ermittlung des Clearness-Index k_T erfolgt nach Gl. 2.4, wobei die extraterrestrische Strahlung mit Hilfe des SUNAE-Algorithmus ermittelt wird.

Das Modell wurde für beide Verfahren mit den Messdaten zweier unterschiedlich ausgerichteter Anlagen am selben Standort verifiziert, wobei sich ein typischer Fehler der Einspeiseleistungen von kleiner 5 % ergab. Größere Abweichungen traten bei sehr kleinen Einstrahlungswinkeln auf, wie sie bei Sonnenauf- und Untergang auftreten. Der Grund hierfür ist der große relative Messfehler bei geringen Leistungen sowie die numerische Ungenauigkeit bei der Division kleiner Zahlen (vgl. Gl. 2.4).

Da Abweichungen in diesem Bereich für die Netzbelastbarkeit nicht relevant sind, wurde keine weitere Modellanpassung mehr vorgenommen.

2.3.2.2 Reduktion der Einspeiseleistung bei gleichverteilten Anlagenausrichtungen

Üblicherweise wird bei der Untersuchung von Netzbelastungen die Ausrichtung von PV-Anlagen nicht berücksichtigt. Bei einer großen Anzahl von Aufdachanlagen in Niederspannungsnetzen wird von einer Gleichverteilung der Anlagenausrichtungen ausgegangen (vgl. Kap. 2.3.2). Durch die unterschiedlichen Einstrahlungswinkel reduziert sich die zu erwartende maximale Leistungsspitze der Anlagen.

Zur Bestimmung der Reduktion wurden Jahressimulationen mit Anlagen verschiedener Ausrichtungen durchgeführt. Dargestellt werden die Ergebnisse zur Veranschaulichung anhand der in Kap. 2.3.1 eingeführten Tagesklassen. Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass der Einfluss der Ausrichtung umso geringer ist, je höher der Anteil der Diffusstrahlung ist. Tage der Klasse „schlecht“ weisen daher auch keine relevante Ausrichtungsabhängigkeit auf und werden nicht weiter berücksichtigt. Eine veränderte Neigung der Anlagen wirkt sich auf die Höhe der Leistungsspitze aus, wobei der Zeitpunkt unverändert bleibt (Bild 2.8). Die optimale Neigung ist vom Sonnenstand und damit von der Jahreszeit abhängig. Der Einfluss der Drehung wirkt sich neben der absoluten Leistungsspitze vor allem auf den Zeitpunkt des Auftretens dieser Spitze aus und hat daher einen größeren Vergleichmäßigungseffekt als eine Veränderung der Neigung (Bild 2.9). Der Einfluss der Drehung ist im Winter aufgrund des niederen Sonnenstandes in beiden Fällen deutlich höher als im Sommer.

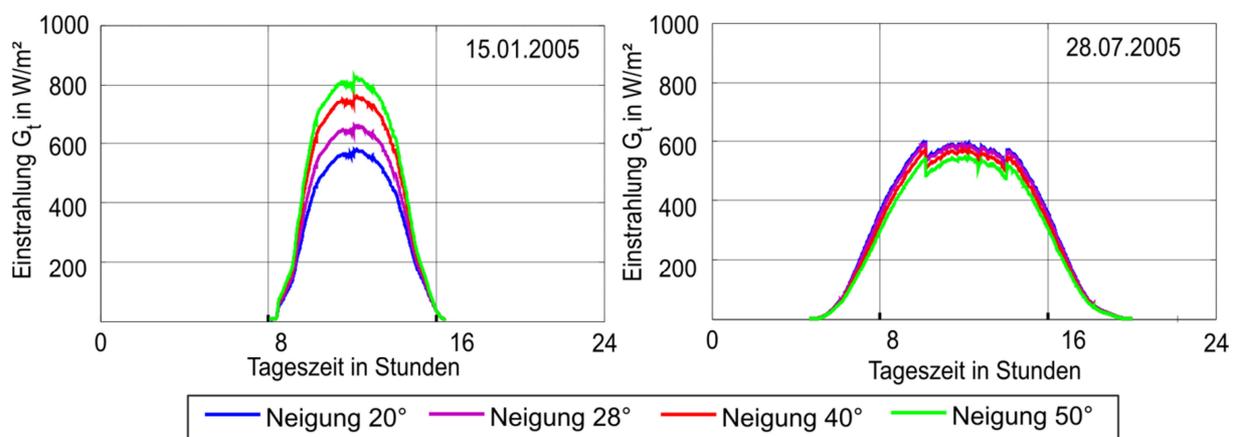


Bild 2.8: Darstellung der Einstrahlungsleistung auf Flächen verschiedener Neigung; Vergleich eines „guten“ Tages im Winter und Sommer.

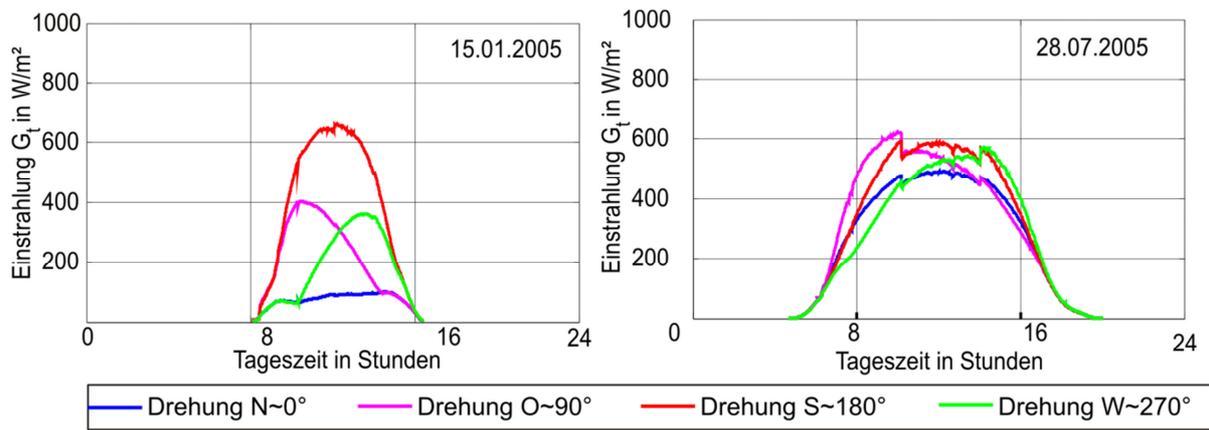


Bild 2.9: Darstellung der Einstrahlungsleistung auf Flächen verschiedener Drehung; Vergleich eines „guten“ Tages im Winter und Sommer.

Im betrachteten Szenario mit gleichverteilten Dachausrichtungen wurde davon ausgegangen, dass nicht alle Dächer mit PV-Modulen belegt sind, sondern zunächst die wirtschaftlich ertragreichsten belegt werden. Daher wurde zunächst ein Bereich um das Optimum von 180° Drehung und 28° Neigung definiert. Dieser Bereich wurde von 0° schrittweise bis auf $\pm 90^\circ$ für die Drehung ($\varphi_D = 90^\circ$) und $\pm 20^\circ$ für die Neigung ($\varphi_A = 20^\circ$) vergrößert (Bild 2.10). In diesem Bereich wurde für jeden Berechnungsschritt eine Gleichverteilung von Anlagenausrichtungen angenommen und die Summe der eingespeisten PV-Leistung ermittelt. Die Berechnung erfolgte anhand von Ganzjahressimulationen der Einzelanlagen.

In Bild 2.11 ist die auftretende Leistungsspitze für den jeweiligen Bereich für je einen Tag im Sommer und im Winter dargestellt. Es handelt sich hierbei um Tage der Klasse „wechselhaft“ da an solchen Tagen die maximalen Leistungsspitzen auftreten (vgl. Kap. 2.3.1).

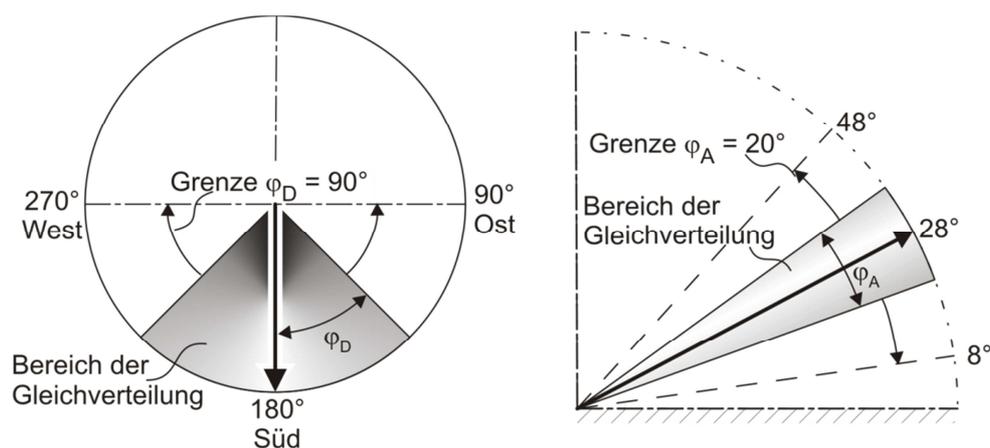


Bild 2.10: Darstellung des Bereichs für die Untersuchung von Ausrichtungsverteilungen.

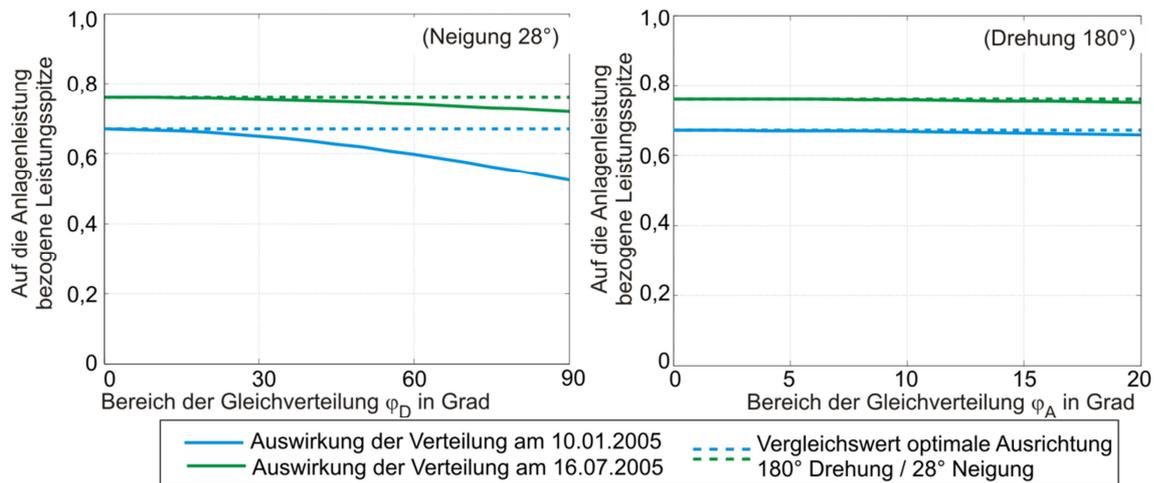


Bild 2.11: Darstellung der untersuchten Bereiche für die Ausrichtungsverteilungen.

Die Reduktion der Leistungsspitze gegenüber einer 180°/28°-ausgerichteten Anlage fällt bei einer Drehungsverteilung zwischen 20 % im Winter und 5,5 % im Sommer aus. Bei der Neigungsverteilung liegt die Reduktion im Bereich von 2 %. Für die Netzauslegung ist die minimale Reduktion des Jahres ausschlaggebend. Diese beläuft sich auch unter Berücksichtigung des gesamten betrachteten Verteilungsbereiches (nicht dargestellt) auf ca. 5 bis 6 %.

Aufgrund dieser relativ geringen mittleren Reduktion wurde in dieser Arbeit jedoch keine Leistungsreduktion durch verteilte Anlagenausrichtungen berücksichtigt. Zum einen liegen die Unsicherheiten im PV-Berechnungsmodell in derselben Größenordnung, wie die zu erwartende Reduktion bei einer Gleichverteilung. Zum anderen können die zu erwartenden Anlagenverteilungen in den Netzen nur angenommen werden und sind damit ebenfalls mit einer hohen Unsicherheit verbunden.

Bei der Bestimmung der Netzbelastbarkeit für konkrete Fälle kann eine Betrachtung der Ausrichtungsabhängigkeit, z. B. Ost-West-Anlage an einem einzelnen Haus dennoch sinnvoll sein, da hier eine deutlich höhere Reduktion der Leistungsspitze vorliegt als im allgemeinen Fall einer gleichmäßigen Anlagenverteilung.

2.4 Zusammenfassung

Eine Charakterisierung und Klassifizierung der PV-Einspeisung in Standardtagen ist mit der vorhandenen Messauflösung von 1/min nicht durchführbar. Der Ansatz ist jedoch viel versprechend und sollte mit entsprechenden hoch aufgelösten Datensätzen wiederholt werden.

Für die vorliegende Arbeit wurde der ganzjährige Messdatensatz als Referenz verwendet. Bei den durchgeführten Langzeituntersuchungen sind somit alle aufgetretenen Einspeisesituationen mit deren Häufigkeit berücksichtigt.

Die Berücksichtigung der verschiedenen Anlagenausrichtungen bei der Berechnung der verteilten Einspeiseleistungen ist aufgrund der im allgemeinen Fall anzunehmenden Gleichverteilung der Dachausrichtungen im Rahmen der Genauigkeit des verwendeten Simulationsmodells. Dieser Einfluss wird daher nicht weiter berücksichtigt.

3 Rahmenbedingungen in Niederspannungsnetzen

Die Versorgung von Haushaltskunden und Verbrauchern kleiner Leistung (wenige 100 kW) erfolgt üblicherweise aus dem Niederspannungsnetz. Die Nennspannung U_N sowie die Übergabespannung U_C im Niederspannungsnetz (NS-Netz) beträgt in Deutschland 400 V bei 50 Hz (DIN-IEC 60038/VDE 0175; DIN-EN 50160). Das NS-Netz wurde üblicherweise als reines Versorgungsnetz ausgelegt, da Einspeiseanlagen bisher praktisch nicht vorhanden waren. Gespeist wird das Niederspannungsnetz aus dem überlagerten Mittelspannungsnetz (MS-Netz – $1 \text{ kV} \leq U_N \leq 35 \text{ kV}$ – Def. lt. DIN-EN 50160), an welches es über den Verteilnetztransformator (VN-Trafo) angebunden ist. Das Übersetzungsverhältnis des VN-Transformators kann im Betrieb nicht verändert werden. Die Verhältnisse im Mittelspannungsnetz (MS-Netz) sind aufgrund dieser starren Kopplung bei Berechnungen im Niederspannungsnetz mit zu betrachten. Relevant sind hierbei die zu erwartende Netzspannung, deren Änderung, sowie gegebenenfalls die Kurzschlussleistung des Netzes.

Die Spannungen und Spannungsänderungen in Energieversorgungsnetzen werden häufig als normierte Größe angegeben, (z. B. 103 % bzw. 1.03 p.u.) Diese Angaben beziehen sich ausnahmslos auf die Netznennspannung U_N . Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit bei bezogenen Spannungsangaben in Prozent oder p.u. auf eine explizite Nennung der Bezugsgröße verzichtet.

3.1 Abhängigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetz

Mittelspannungsnetze sind üblicherweise als Ringnetze ausgeführt. In ländlichen Regionen werden sie aufgrund der geringen Lastdichte und der vereinfachten Fehlerklärung häufig offen betrieben. Die elektrischen Hauptunterschiede der Netzstrukturen liegen bei den Schutzkonzepten, der Fehlersicherheit und der Spannungshaltung [KAU-95].

Das MS-Netz ist üblicherweise ebenfalls ein Versorgungsnetz mit einer Leistungsflussrichtung zu den unterlagerten Niederspannungsnetzen. Die Speisung des MS-Netzes erfolgt in Umspannwerken aus der nächst höheren Netzebene (typisch 110 kV). Hier werden Transformatoren mit Stufenschaltern verwendet, welche eine Anpassung der Netzspannungen im Betrieb erlauben.

Die maximale Spannung im MS-Netz tritt aufgrund der Leistungsflussrichtung zum Verbraucher an der Sammelschiene im Umspannwerk auf und beträgt typischerweise 104 %. Die Spannung nimmt dabei gegen Ende der Leitung ab und sollte 98 % nicht unterschreiten [KER-09b].

Die Regelung der Sammelschienenspannung erfolgt lastabhängig, so dass die mittlere Knotenspannung im Netz möglichst nahe an der Nennspannung liegt. Daher ist die Spannung nahe dem Umspannwerk (UW) tendenziell immer höher als die Nennspannung und es ist möglich, das feste Übersetzungsverhältnis der VN-Transformatoren anzupassen. Dies geschieht in Spannungsstufen mit einer typischen Stufenhöhe von $\pm 2 \%$ / $\pm 4 \%$. Mit dieser Argumentation und einer lastbedingten Spannungsänderung an den MS-Knoten von ca. ± 1 – 2% [SCH-02] kann so eine maximale Spannung (ohne Transformator-Längsspannungsfall) an der Niederspannungssammelschiene von 102 % angenommen werden.

Nach Aussagen mehrerer Netzbetreiber wird von dieser Möglichkeit in der Praxis jedoch nur in Ausnahmefällen Gebrauch gemacht, da bei betriebs- oder fehlerbedingten Umschaltungen im Netz ein elektrisch UW-naher Netzknoten zu einem UW-fernen Netzknoten werden kann. Unterschiedliche Übersetzungsverhältnisse bei den VN-Transformatoren sind hierbei gesondert zu beachten und können zu Spannungsproblemen führen.

Durch Einspeiseanlagen in der Mittelspannung kann es zu einer Lastflussumkehr bei Mittelspannungsabgängen kommen, wodurch nicht mehr sichergestellt ist, dass die Spannung am UW die höchste im Netz ist. Aufgrund der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie [BDE-09] ist eine solche Spannungsanhebung auf max. 2 % begrenzt, wodurch die maximale zu erwartende Spannung an einem MS-Netzknoten $104 \% + 2 \% = 106 \%$ beträgt. Dies tritt ein, sofern keine Verbrauchlast im entsprechenden Abgang angenommen wird und eine Herabstufung der 110/20-kV-Transformatoren aufgrund anderer, hoch belasteter Netzstrahlen nicht möglich ist [KER-09b].

Der zur Bestimmung der Aufnahmefähigkeit von NS-Netzen für Einspeiseanlagen relevante Spannungsbereich liegt daher zwischen 98 % – 106 %. Für allgemeine Berechnungen wird in der vorliegenden Arbeit ein häufig zu erwartenden mittlerer Spannungswert von 102 % analog zu [SCH-02] angenommen.

3.2 Aufbau von Niederspannungsnetzen

Die Ausdehnung und Struktur des Netzes spiegelt meist die Siedlungsstruktur wieder. So folgen Kabel im Regelfall dem Straßenverlauf. Freileitungen folgen über größere Distanzen den Grundstücksgrenzen, sind jedoch soweit möglich direkt von Dach zu Dach verlegt. Je nach Lastdichte werden unterschiedliche Netzstrukturen realisiert (Bild 3.1).

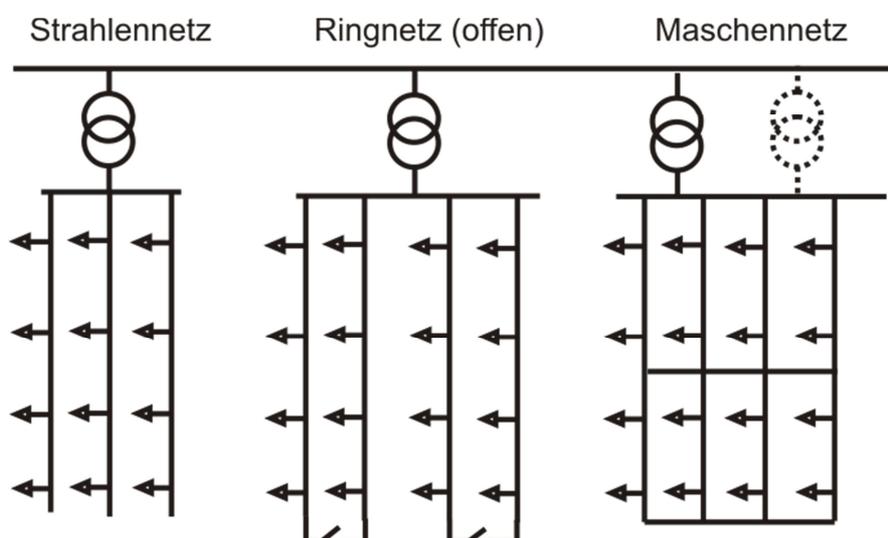


Bild 3.1: Schematische Darstellung der üblichen Netzstrukturen in Niederspannungsnetzen, angelehnt an [KAU-95]

In ländlichen Gebieten mit geringer Nutzerdichte werden einfache Strahlennetze bevorzugt. Diese Netzstruktur zeichnet sich durch einen einfachen Aufbau, geringe Investitionskosten und einfache Betriebsführung aus [KAU-95], weist jedoch die geringste Versorgungssicherheit auf. Mit steigender Verbraucherzahl ist daher die Möglichkeit einer

Kopplung von Netzstrahlen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit vorgesehen. Es entsteht ein offenes Ringnetz. Dieses unterscheidet sich im ungestörten Betrieb elektrisch nicht von einem Strahlennetz, im Störfall oder bei Wartungsarbeiten kann aber durch eine manuelle Umschaltung eine Versorgung des gesunden Netzes weitgehend sichergestellt werden. Für städtische Gebiete mit hoher Verbraucherdichte werden zur Verbesserung der Spannungskonstanz und der Versorgungssicherheit Maschennetze verwendet. Ein Maschennetz wird aus einer oder mehreren Netzstationen gespeist. Die Netzstrahlen sind untereinander verbunden. Die Komplexität und damit der Aufwand für die Betriebsführung sind bei dieser Variante am größten [KAU-95, SCH-02].

Ein Niederspannungsnetz umfasst sämtliche Komponenten von der Netzstation über Leitungen bis hin zu den Hausanschlüssen (Bild 3.2). Gespeist wird die Netzstation aus dem 20-kV-Mittelspannungsnetz bzw. 10-kV-Mittelspannungsnetz. Die von der Netzstation ausgehenden Netzstrahlen versorgen die einzelnen Verbraucher. Als Hauptstrahl wurde der Netzstrahl mit dem höchsten Lastmoment bzw. Verbrauchersummenwiderstand definiert (vgl. Kap. 5.1.2.4). Nebenstrahlen sind davon abgehende Leitungen mit mehreren angeschlossenen Verbrauchern. Die Verbraucher selbst sind über die Hausanschlussleitung entweder direkt an die Hauptleitung mittels Muffen, oder gesammelt über einen Kabelverteiler angeschlossen.

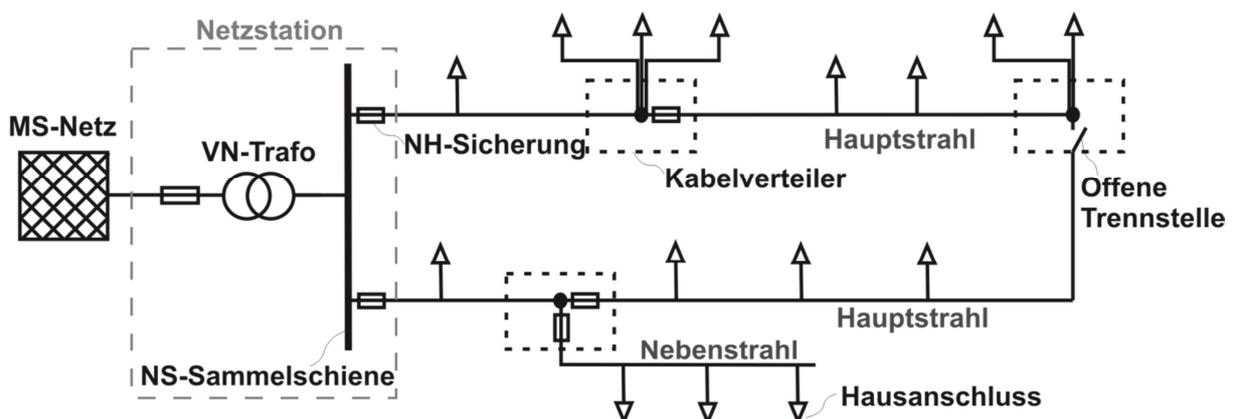


Bild 3.2: Beispielhafter Aufbau eines Niederspannungsnetzes als offenes Ringnetz mit den wesentlichen Elementen.

Als Kurzschluss- und Überspannungsschutz in Niederspannungsnetzen werden üblicherweise NH-Sicherungslasttrennschalter verwendet, welche untereinander stromselektiv sind. Diese dienen zum Schutz der Abgänge von der Niederspannungssammelschiene und sind häufig auch bei Abzweigen von Nebenstrahlen in Kabelverteilern vertreten. Eine offene Trennstelle in einem Kabelverteiler wird einfach durch fehlende NH-Sicherungen bzw. offene Trennmesser realisiert. Hausanschlussleitungen werden gegen Überlast durch Sicherungen am Hausanschluss geschützt, gegen Kurzschluss durch die vorgelagerte NH-Sicherung. Bei einer Einspeisung in das Niederspannungsnetz ist daher darauf zu achten, dass eine Erhöhung bzw. Änderung des Kurzschlussstromes die Selektivität des Netzschutzes nicht beeinträchtigt. Dies erfolgt derzeit über eine schnelle Netztrennung der Einspeiseanlagen im Fehlerfall [VDE-01] (VDE-0126-1-1).

Weitere Schutz- und Meldevorrichtungen sind in der Regel nicht realisiert. Bei hoch ausgenutzten Netzen (Gewerbegebiete und Maschennetze) werden gegebenenfalls Schleppzeigeramperemeter am VN-Trafo zur Kontrolle der Höchstlast installiert.

3.3 Wichtigste Einflussgrößen auf Netzaufbau und Netzaufnahmefähigkeit

Maßgeblich bei der Auslegung von Niederspannungsnetzen sind neben den elektrischen Randbedingungen vor allem lokale Gegebenheiten wie die Straßenführung sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.

So werden z. B. aufgrund der einfachen Reservehaltung von Netzbetreibern nur Kabel und Leitungen desselben Querschnitts verwendet (vgl. Kap. 5.1.2.2). Die verwendeten Betriebsmittelgrößen, Stationsarten und Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit etc. hängen im Wesentlichen von der Philosophie des Netzbetreibers ab. In jedem Fall sind jedoch die Anforderungen aus Normen und Richtlinien sowie die der verwendeten Betriebsmittel einzuhalten.

3.3.1 Betriebsmittelbelastung

Die zur Bestimmung der Aufnahmefähigkeit wesentlichen Betriebsmittel in Niederspannungsnetzen sind elektrische Leitungen (Freileitung und Kabel) und Verteilnetztransformatoren. Weitere Betriebsmittel wie Kabelendverschlüsse, Muffen etc. sind auf deren Bemessungsgrößen abgestimmt und daher bezüglich der Belastungsfähigkeit nicht weiter zu berücksichtigen.

Grundsätzlich ist zwischen der betriebsmäßigen Belastung und der Kurzzeitbelastung im Fehlerfall zu unterscheiden:

- Bei der kurzzeitigen Belastung im Fehlerfall sind Betriebsmittel durch geeignete Schutzmaßnahmen (Sicherungen, Überspannungsschutz etc.) vor Zerstörung zu schützen. Aufgrund der vorgeschriebenen Schutzfunktionen für Einspeiseanlagen in NS-Netzen (insbesondere VDE-0126-1-1) kann davon ausgegangen werden, dass die Beanspruchung im Fehlerfall nicht durch die Einspeiseanlagen verändert wird. Eine solche Belastung ist daher nicht begrenzend für die Netzaufnahmefähigkeit für Einspeiseanlagen und wird nicht weiter berücksichtigt.
- Die betriebsmäßige Belastung tritt während eines längeren Zeitraumes auf. Maßgebend ist hierbei vor allem die verlustbedingte thermische Belastung der Betriebsmittel. Sie führt zu einer Erwärmung und damit zu einer erhöhten Alterung.

Zur einfachen Auslegung sind für die Betriebsmittel „Bemessungsgrößen“ angegeben. Bei einer Belastung mit diesen Bemessungsgrößen (Bemessungsleistung, Bemessungsstrom) unter den gegebenen Randbedingungen (Bemessungsbedingungen) ist die thermische Belastung so hoch, dass das Betriebsmittel nicht vorzeitig altert und die bestimmungsgemäße Lebensdauer erwartet werden kann. Bei einer Belastung darüber hinaus ist mit einem erhöhten Lebensdauerverbrauch zu rechnen. Liegen von den Bemessungsbedingungen abweichende Betriebsbedingungen vor, sind deren Auswirkungen separat zu untersuchen.

Bei Elektroenergiekabeln ist der zulässige Strom I_Z maßgeblich. Randbedingungen sind hierbei die sogenannte EVU-Last, ein spezifischer Erdbodenwärmewiderstand von 1 Km/W, eine Erdbodentemperatur von 20 °C und eine Verlegung in 0,7 m bis 1,2 m Tiefe (vgl. Kap. 5.3.3). Der EVU-Last liegt ein Belastungsprofil zu Grunde, wie es in den Netzen der Energieversorgungsunternehmen (ehemals EVU, heute Netzbetreiber) üblich ist. Für abweichende Verlegebedingungen und Belastungsarten ist der Bemessungsstrom entsprechend zu korrigieren [ABB-99].

Da die Verlegebedingungen in den meisten Netzen diesen Werten annähernd entsprechen bzw. keine anderen Verlegebedingungen bekannt sind, wurde als Belastungsgrenze, falls nicht anders gekennzeichnet, der Bemessungsstrom ohne Korrekturen verwendet.

Bei Verteilnetztransformatoren ist die Bemessungsscheinleistung S_r maßgeblich. Diese Leistung ist für Dauerlast bei einer Umgebungstemperatur von 40 °C definiert [VOS-97]. Bei der Verwendung in Netzstationen sind die Einflüsse aus der Sonneneinstrahlung sowie die verminderte Wärmeabfuhr aus dem Stationsgebäude zu berücksichtigen.

Weiteren Einfluss auf die Belastungsgrenze haben Unsymmetrien, Stromanteile höherer Ordnung (Oberschwingungsströme) sowie abweichende Temperaturen und Belastungsprofile.

Unsymmetrische Belastungen stellen in der Praxis ein Problem dar [LAU-08a]. Ihr Auftreten ist auf eine nicht-korrekte Aufteilung einphasiger Einspeiser und Lasten zurückzuführen. Dies ist, sofern erkannt, leicht zu beheben und stellt keine grundsätzliche Einschränkung der Netzaufnahmefähigkeit dar. Auf eine Untersuchung von Unsymmetrien wurde daher verzichtet.

Der Einfluss von Stromanteilen höherer Ordnung wurde ebenfalls nicht betrachtet, da der Oberschwingungsstrom durch die Einspeisung aus PV-Anlagen, vor allem bei voller Einspeisung, welche den kritischen Belastungszustand ist, nur einen geringen Anteil des Stromes darstellt [SCH-07; LAU-08a, LAU-08b].

Die Einflüsse der sich zeitlich verändernden symmetrischen Strombelastung und Temperaturen werden in Kap. 5.3 erörtert. Die für die jeweilige Netzbelastung verwendete Grenzleistung bei VN-Transformatoren wird im Rahmen dieser Arbeit immer auf die Bemessungsleistung des Transformators bezogen und explizit angegeben (z. B. 100 % S_{Tr}).

3.3.2 Spannungsgrenzwerte nach DIN-EN 50160

Die Anforderungen an die Spannungsqualität öffentlicher Energieversorgungsnetze werden in der Norm DIN-EN 50160 definiert. Die Einhaltung dieses Standards am Hausanschluss ist durch den Netzbetreiber sicherzustellen.

Maßgeblich sind hierbei:

- Netzfrequenz
- Spannungsabweichung
- Flickerstärke
- Oberschwingungsgehalt

Aus Studien geht hervor, dass auch bei hoher Durchdringung der Netze mit PV-Anlagen im Regelfall keine Überschreitung der Flickerstärke und des Oberschwingungspegels zu erwarten ist [LAU-08a, LAU-08b]. Eine detaillierte Betrachtung wurde daher nicht vorgenommen.

Der Einfluss auf die Frequenzhaltung durch PV-Anlagen wird bei den erwarteten hohen Leistungen von 17,9 GW im Jahr 2020 [BRA-09] im deutschen Netz eine nicht unwichtige Rolle spielen und ist vor allem in Bezug auf die Systemstabilität zu betrachten [KER-09b]. Dies stellt aber keine Begrenzung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für PV-Anlagen dar und wird in der vorliegenden Arbeit nicht weiter betrachtet.

Für die Netzaufnahmefähigkeit ist daher primär die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes relevant. Dabei ist sicherzustellen, dass mindestens 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche eine Spannungsabweichung kleiner als $\pm 10 \%$ aufweisen.

Um eine gewisse Toleranz für schaltbedingte Überspannungen einzuschließen wurde bei den Berechnungen eine feste Spannungsgrenze von $\pm 10 \%$ ohne Berücksichtigung von Wahrscheinlichkeiten verwendet.

3.3.3 Spannungsgrenzwert nach der VDEW-Richtlinie

In der aktuell gültigen VDEW-Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDEW-Richtlinie) von 2001 werden wesentliche Gesichtspunkte, welche beim Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an das Netz zu beachten sind, zusammengefasst [VDE-01]. Diese Richtlinie wurde von der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V. (VDEW) erstellt und ist für die Netzbetreiber nicht grundsätzlich bindend. Dadurch, dass diese Richtlinie aber von den deutschen Netzbetreibern in die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) aufgenommen worden ist, sind sie dennoch maßgeblich für den Anschluss von PV-Anlagen.

Neben Anforderungen an Einstell- und Schutzfunktionen sowie Regeln für den Anschluss und die Inbetriebnahme von Anlagen enthält sie ein Verfahren zur Beurteilung des Anschlusspunktes im Netz. In diesem wird die Spannungsanhebung durch alle Einspeiseanlagen am ungünstigsten Verknüpfungspunkt U_a auf 2 % gegenüber der Spannung ohne Einspeisung begrenzt (Gl. 3.1).

$$\Delta U_a \leq 2\% \quad \text{Gl. 3.1}$$

Dieses so genannte 2-%-Spannungskriterium soll bei der Wahl des Netzverknüpfungspunktes einer Einspeiseanlage eine gleichbleibende Spannungsqualität für alle Kunden sicherstellen. Eine detaillierte Begründung für die Wahl dieser Grenze ist nicht bekannt. Eine mögliche Begründung wird in [KER-09b] genannt. Auch wenn bei Anlagen mit einer Leistung kleiner 30 kW die Wahl des volkswirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunktes nach dem EEG [EEG-09] bei einem vorhandenen Hausanschluss entfällt, wird das 2-%-Spannungskriterium häufig als Grenze der Netzaufnahmefähigkeit betrachtet (OLG Nürnberg, Urteil vom 11.03.2008; Aktenzeichen 1 U 1467/07).

Aus diesem Grund wird im Folgenden bei der Bestimmung der Netzbelastbarkeit das 2%-Spannungskriterium berücksichtigt, ihm aber ein geringerer Stellenwert als dem in der DIN-EN-50160 geforderten Spannungsband von $\pm 10\%$ eingeräumt.

Die VDEW-Richtlinie von 2001 befindet sich derzeit in Überarbeitung und wird voraussichtlich 2010 als VDE-Anwendungsrichtlinie [VDE-09] verabschiedet werden. Soweit absehbar wird die zulässige Spannungsänderung auf 3 % angehoben werden. Zudem werden voraussichtlich die Möglichkeiten einer Blindstromanforderung sowie einer Leistungsreduktion gegeben sein.

3.4 Berücksichtigung der Verbraucherlast

Für die Bestimmung der Netzspannung und der Betriebsmittelbelastung ist im Allgemeinen die lokal verbrauchte Leistung mit zu berücksichtigen. Eine Ausnahme bildet hier das 2%-Spannungskriterium, bei welchem nur die Spannungsanhebung durch die Einspeiseanlagen berücksichtigt wird.

Bei Verbraucheranlagen aus Industrie und Gewerbe liegen keine allgemein verwendbaren Verbrauchsdaten vor. Hier wird je nach Anwendung auf Messungen bzw. Angaben der Verbraucher zurückgegriffen. Bei den Haushaltsverbrauchern, die den größten Anteil darstellen, werden je nach Anwendung verschiedene Methoden zur Nachbildung verwendet.

3.4.1 Maximallastschätzung

Die Auslegung der Betriebsmittel zum Anschluss von Haushaltsverbrauchern erfolgt über die Abschätzung der Spitzenlast mittels des Gleichzeitigkeitsgrades g . Dabei wird typischerweise von vollelektrifizierten Haushalten (ohne Elektroheizung) mit einer Spitzenlast von $p_s = 30\text{ kW}$ und einem Gleichzeitigkeitsgrad g_∞ im Bereich von 0,06 bis 0,07 ausgegangen [KAU-95]. Abhängig von der Anzahl der Haushalte, welche über ein Betriebsmittel versorgt werden, ergibt sich eine dimensionierungsrelevante Spitzenleistung $p_s(n)$ nach Gl. 3.2.. Das Ergebnis für vollelektrifizierte Haushalte ist bis 150 Haushalte in Bild 3.3 dargestellt.

$$p_s(n) = p_s \cdot [g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot n^{-3/4}] \quad \text{Gl. 3.2}$$

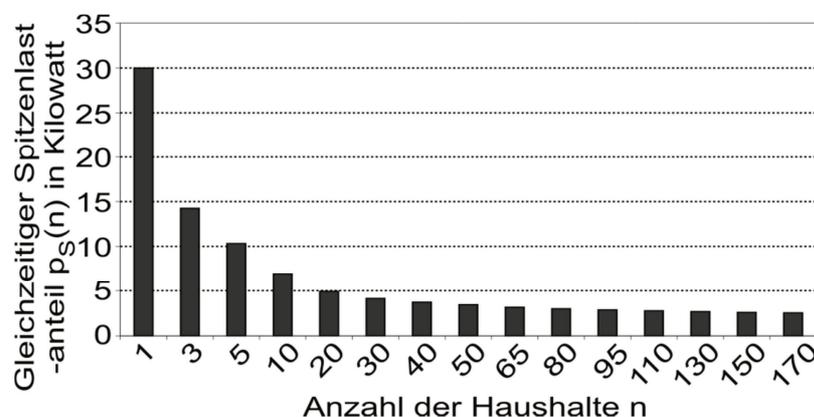


Bild 3.3: Spitzenlastanteile vollelektrifizierter Haushalte nach Gl. 3.2.

3.4.2 VDEW-Lastprofil

Zur Beschreibung des Verbraucherverhaltens werden üblicherweise die VDEW-Standardlastprofile verwendet. Diese Profile basieren auf einer Datenerhebung des VDEW mit verschiedenen Energieversorgungsunternehmen Mitte der 1980er Jahre [VDE-85]. Hierbei wurde das gemessene Lastverhalten (15-min-Mittelwerte) einer großen Zahl repräsentativer Haushalte ausgewertet und die mittleren Ganglinien für Werktage, Samstage sowie Sonn- und Feiertage bestimmt. Jahreszeitliche Schwankungen werden mit Hilfe einer Dynamisierungsfunktion (Polynom 4. Grades) nachgebildet. Dieses Profil stellt den mittleren Leistungsbedarf bezogen auf den Jahresenergieverbrauch eines Standardhaushaltes mit elektrischem Kochen, jedoch ohne Elektrowärme dar. Aufgrund des stochastischen Verhaltens einzelner Verbraucher ist die Genauigkeit des Profils von der Anzahl der betrachteten Einzelverbraucher abhängig.

Ab einer Anzahl von ca. 400 Haushalten ist mit maximalen Abweichungen um den Ganglinienmittelwert von $\pm 10\%$ zu rechnen. Bei weniger Lastknoten steigt die Streuung der Lasten stark an und entspricht nicht mehr einer Normalverteilung. Nach weiterführenden Betrachtungen [ENG-00] stellt sich bereits ab 150 Haushalten eine Streuung der Verbraucherlasten um den Mittelwert des Profils ein und kann somit in erster Näherung verwendet werden. Bei weniger als 150 Haushalten muss der Verbrauch anderweitig abgeschätzt werden. Ein mögliches Vorgehen zur Abschätzung der minimal anzurechnenden Verbraucherlast gegenüber Einspeiseprofilen aus PV-Anlagen ist in Kap. 5.2 beschrieben.

Wichtige Einflussgröße bei der Verwendung des VDEW-Standardlastprofils ist die Vorgabe eines durchschnittlichen Energieverbrauchs. Der typische Wert eines Einfamilienhauses wird mit ca. 4100 kWh/Jahr [BMU-04] angegeben. Bei Regressionsrechnungen des VDEW-Lastprofils mit von Energieversorgern bereitgestellten, gemessenen Verbraucherlastgängen von VN-Transformatoren wurde eine Energiemenge von ca. 4500 kWh/Jahr für einen Hausanschluss ermittelt.

3.5 Grundsätzliche Möglichkeiten zur Beeinflussung der elektrischen Verhältnisse in den Netzen

Der Zusammenhang zwischen der Spannung am Hausanschluss und der eingespeisten bzw. verbrauchten Leistung kann schematisch anhand einer Leitung zwischen Niederspannungssammelschiene und dem Hausanschluss dargestellt werden (Bild 3.4). Richtungspfeile werden im Verbraucherzählfeilsystem (VZS) angegeben.

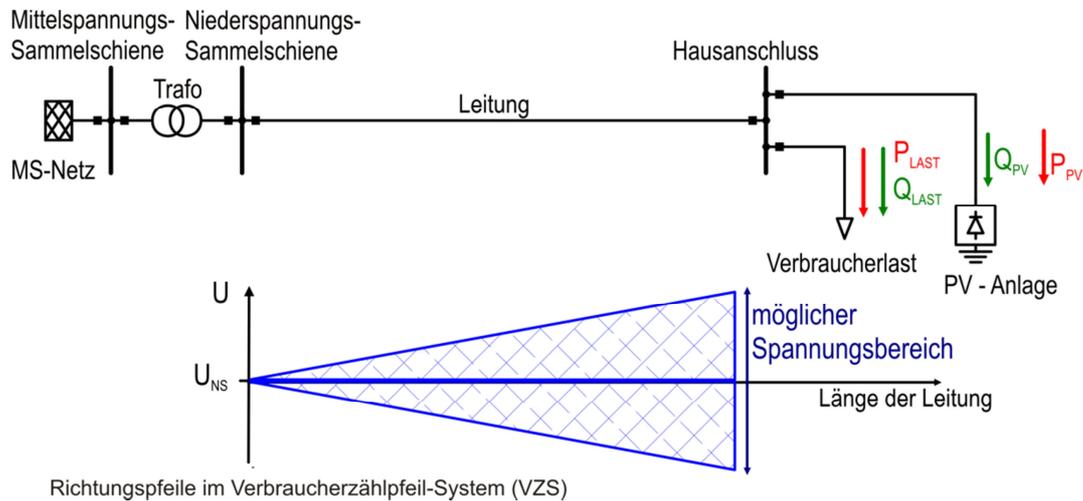


Bild 3.4: Vereinfachte Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl bei Einspeisung und Verbrauch

In diesem einfachen Fall errechnet sich die Leiter-Erde-Spannung am Hausanschluss U_{HAS} nach Gl. 3.3. Der für die Betriebsmittelbelastung maßgebliche Leiterstrom ergibt sich aus der der eingespeisten und verbrauchten Leistung am Hausanschluss (Gl. 3.4). Das vereinfachte Ersatzschaltbild der Leitung (Querelemente vernachlässigt) sowie eine Skizze des Zeigerdiagramms mit den entsprechenden Spannungen ist in Bild 3.5 bzw. Gl. 3.5 und Gl. 3.6 dargestellt.

$$\underline{U}_{HAS} = \underline{U}_{NS} - \underline{I} \cdot \underline{Z}_L \quad \text{Gl. 3.3}$$

$$\underline{I} = \frac{(P_{Last} + j \cdot Q_{Last}) + (P_{PV} + j \cdot Q_{PV})}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{HAS}} \quad \text{Gl. 3.4}$$

\underline{U}_{NS} Leiter-Erde-Spannung an der Niederspannungssammelschiene

\underline{U}_{HAS} ... Leiter-Erde-Spannung am Hausanschluss

\underline{I} Leiterstrom

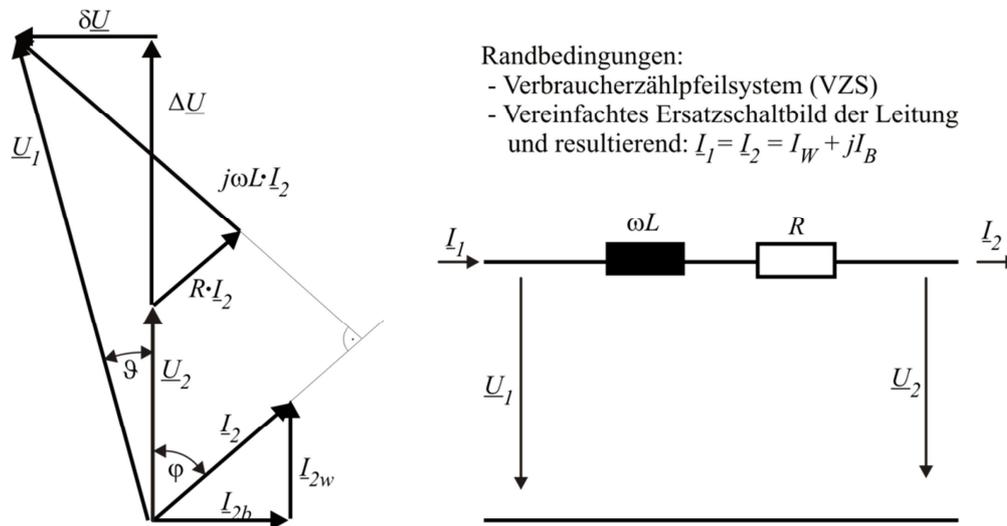
\underline{Z}_L Impedanz der Leitung

P_{Last} .. Wirkleistung der Verbraucherlast

Q_{Last} .. Blindleistung der Verbraucherlast

\underline{P}_{PV} Wirkleistung der PV-Anlage (Bei Einspeisung: $P_{PV} < 0$)

\underline{Q}_{PV} Blindleistung der PV-Anlage (Bei Wirkung wie Spule: $Q_{PV} > 0$)



Randbedingungen:
 - Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)
 - Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Leitung
 und resultierend: $I_1 = I_2 = I_W + jI_B$

Bild 3.5: Schematische Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl

δU Querspannungsfall

ΔU Längsspannungsfall

\underline{U}_2 Spannung am Leitungsende

\underline{U}_1 Spannung am Leitungsanfang

ϑ Leitungswinkel

φ Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung

$$\text{Längsspannungsfall: } \Delta U = R \cdot I_w + \omega L \cdot I_b \quad \text{Gl. 3.5}$$

$$\text{Querspannungsfall: } \delta U = \omega L \cdot I_w - R \cdot I_b \quad \text{Gl. 3.6}$$

I_w Wirkanteil (Realteil) des Leiterstromes

I_b Blindanteil (Imaginärteil) des Leiterstromes

Daraus ist ersichtlich, dass folgende Einflussfaktoren die Strom- und Spannungsverhältnisse im Netz primär bestimmen:

1. Die Leitungsimpedanz oder allgemeiner die Netzimpedanz

Sie wird durch die Parameter der Kabel und Transformatoren bestimmt und kann nur durch Veränderung dieser Betriebsmittel bzw. zusätzliche Betriebsmittel beeinflusst werden.

2. Die Spannung an der Niederspannungssammelschiene

Diese ist abhängig von der Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators, der Transformatorbelastung bzw. Transformatorimpedanz und dem Übersetzungsverhältnis des Transformators. Da für die Betrachtung der Niederspannungsseite die Spannung der Mittelspannung als konstant angenommen wird, beschränkt sich die Beeinflussungsmöglichkeit auf eine Veränderung der Transformatorimpedanz oder des Übersetzungsverhältnisses.

3. Die zu übertragende Scheinleistung.

Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen Verbraucherlast und Einspeiseleistung. Hierbei ist zu beachten, dass Blindleistung und Wirkleistung einen unterschiedlichen Einfluss auf die Netzspannung haben und dementsprechend zu berücksichtigen sind. Die zu übertragende Scheinleistung kann durch folgende Maßnahmen beeinflusst werden:

a. Anpassung der Wirkleistungseinspeisung

Da die Leistungsgeneration bei PV-Anlagen von der Sonneneinstrahlung abhängt, ist keine gezielte Erhöhung möglich. Eine Anpassung kann nur durch eine Begrenzung der Einspeisung erfolgen. Da in diesem Fall vorhandene regenerative Energie unnötig verloren geht, ist dies nur bei kritischen Netzsituationen zugelassen

[EEG-09]. Dies sind Ausnahmesituationen und als solche nicht für die Ermittlung der Netzbelastbarkeit im Regelbetrieb relevant.

b. Erhöhung der Verbraucherlast

Kann bei Einspeisung der Verbrauch lokal vergrößert werden, verringert sich die zu transportierende Leistung und damit die Strombelastung und der Spannungsfall. Eine gezielte und zuverlässige Erhöhung der Verbraucherlast (Lastmanagement) bei Haushaltskunden ist derzeit jedoch nicht möglich und für die nahe Zukunft nicht anzunehmen. Ein hausinternes Lastmanagement soll durch die erhöhte Vergütung von eigenverbrauchtetem Strom forciert werden, wie sie in der aktuellen EEG-Novelle enthalten ist [EEG-09]. Hier liegen jedoch noch keine Erfahrungswerte vor. Aus diesen Gründen wird diese Möglichkeit in der vorliegenden Arbeit nicht weiter betrachtet.

c. Anpassung des Wirkleistungsflusses durch Speichertechnik

Die maximale zu transportierende Leistungsspitze könnte durch eine Zwischenspeicherung vermindert werden. Untersuchungen haben gezeigt, dass bei einer dezentralen Speicherung eine informationstechnische Vernetzung der Speicher erforderlich ist [BOD-06]. Des Weiteren sind geeignete, kostengünstige Speichersysteme noch zu entwickeln. Da hier nicht mit einer nahen Realisierung zu rechnen ist, wird diese Einflussmöglichkeit daher nicht betrachtet.

d. Anpassung des Blindleistungsflusses durch Einspeiseanlagen

Moderne PV-Wechselrichter sind in der Regel selbstgeführt und grundsätzlich in der Lage, unabhängig von der eingespeisten Wirkleistung Blindleistung zu erzeugen oder aufzunehmen [KER-09b]. Dies führt zu einem in Betrag und Phase veränderbaren Strom in der Leitung. Durch Bezug von induktiver Blindleistung kann der Betrag der Spannung am Hausanschluss bei einer Vergrößerung des Leitungswinkels und der Betriebsmittelbelastung verringert werden. Die Auswirkungen eines solchen Verfahrens werden in Kapitel 5.4 weiter erörtert.

Bei der Betrachtung von komplexen Netzstrukturen ergeben sich weitere, zusätzliche Einflussfaktoren wie unterschiedliche Spannungsniveaus und die Vielzahl von Einspeisern und Verbrauchern an unterschiedlichen Leitungspositionen. Diese werden in späteren Kapiteln im Detail betrachtet, die vorgestellten, grundlegenden Zusammenhänge bleiben jedoch maßgebend.

4 Vereinfachte Betrachtung der Aufnahmefähigkeit von Netzen

Die exakte Bestimmung der maximalen Netzbelastbarkeit ist nur in jenen Netzen von Relevanz, bei denen das vorhandene Photovoltaik-Dachflächenpotenzial größer ist als die Netzaufnahmefähigkeit. Ist dies nicht der Fall, wird das Netz in keinem Fall durch die Einspeisung überlastet und Netzverstärkungen sind nur in Ausnahmefällen erforderlich. Zur Ermittlung dieses Verhältnisses wurde zunächst eine vereinfachte Betrachtung der Aufnahmefähigkeit von strukturell möglichst breit gefächerten Beispielnetzen durchgeführt. Die in diesen Netzen grob ermittelte Aufnahmefähigkeit wurde mit dem, aus Luftbilddaufnahmen ermittelten, PV-Dachflächenpotenzial verglichen und die Netze in kritische und weniger kritische Netzklassen für die nachfolgende detaillierte Netzbetrachtung eingeteilt.

4.1 Allgemeine Beschreibung der Netzklassen

Eine eindeutige Klassifizierung von Netzstrukturen bezüglich der Bebauungscharakteristik ist nicht bekannt. Daher wurde eine an anderen Arbeiten angelehnte [SCH-02; HUE-95; SCH-91], Klassifizierung vorgenommen:

- a) Landnetze weisen eine geringe Anzahl von Verbrauchern je Trafostation auf. Der Anteil von Landwirtschaft und Gewerbe ist hoch. Es handelt sich um ein Strahlennetz. Der Anteil von Niederspannungsfreileitungen ist hier am höchsten.
- b) In Dorfnetzen steigt die Anzahl der Verbraucher je Trafostation gegenüber dem Landnetz. Die Verbraucher sind in erster Linie Einfamilienhäuser. Der Anteil von Landwirtschaft und Gewerbe ist geringer als auf dem Land. Die Netzform ist typischerweise ein offenes Ringnetz bzw. ein Strahlennetz.
- c) Vorstadtnetze weisen eine nochmals höhere Verbraucherzahl auf als Land- und Dorfnetze. Die Netzform ist meist ein offenes Ringnetz. Teilweise werden sie auch als Maschennetz mit 2 bis 3 einspeisenden Netzstationen betrieben. Die Verbraucher sind Ein- und Zweifamilienhäuser mit etwas geringerer Grundfläche als im Dorfnetz. Gegenüber dem Dorfnetz steigt die Bebauungsdichte an. Es ist kein nennenswerter Gewerbeanteil mehr vorhanden.
- d) Bei der Blockbebauung handelt es sich um große Mehrfamilienhäuser mit vier und mehr Stockwerken und mehreren Wohneinheiten. Die Bebauungsdichte ist im Vergleich zur Innenstadt oder Altstadt jedoch relativ gering. Ein Gebäude verfügt häufig über mehrere getrennte Treppenhäuser sowie Anschlussleitungen, welche einzeln zu betrachten sind. Der Gewerbeanteil ist vernachlässigbar. Die Netzform ist das offene oder geschlossene Ringnetz.
- e) Im Gewerbegebiet sind die Verbraucher zum größten Teil Gewerbebetriebe mit hohen Anschlussleistungen, welche häufig direkt an der Netzstation angeschlossen sind. Die Netzform ist meist ein Maschennetz. Die Dachform ist meist ein Flachdach. Es sind keine Wohngebäude vorhanden.

- f) Die Innenstadt und/oder Altstadt weist die höchste Bebauungsdichte auf. Auch die Anzahl der Geschosse ist hoch. Die Grundfläche der Gebäude ist verhältnismäßig gering. Die Verbraucher sind Banken, Arztpraxen, Büros, Cafés, Kneipen und Wohnungen. Das Netz ist ein Maschennetz.

Die Beispielnetze wurden nach Durchsicht einer Vielzahl von Netzplänen via Augenschein ausgewählt. Dabei wurde versucht, möglichst Netzstrukturen aus allen Regionen Bayerns nachzubilden und Netze mit besonderen Verhältnissen (z. B. besonders gut oder schlecht ausgebaute Netze, lange Netzausläufer, extrem niedere Lastdichten etc.) zu vermeiden. Die Auswahl der verwendeten Beispielnetze erfolgte ausschließlich durch die Technische Universität München. Die Netzdaten selbst wurden von VBEW-Mitgliedsunternehmen zur Verfügung gestellt. Eine Übersicht der verwendeten Beispielnetze ist in Anhang 2 zu finden.

4.1.1 Ermittlung des Dachflächenpotenzials der Beispielnetze

Zur Abschätzung der theoretisch installierbaren PV-Leistung wurden unter Verwendung eines geografischen Informationssystems [BAY-06] die Gebäudegrundflächen inklusive Nebengebäude (A_{GRF}) ermittelt und mittels einer Abschätzung, basierend auf [SCH-02], die für die PV nutzbare Dachfläche A_N abgeleitet. Eine Berücksichtigung der Ausrichtung bzw. Neigung fand insofern statt, als nur eine Dachhälfte bei Satteldächern als für PV-Anlagen geeignet angesehen wurde. Aufgrund von Dachaufbauten (Kamine, Gauben etc.) wird der nutzbare Grundflächenanteil ($A_{GRF,N}$) verringert (Gl. 4.1), die nutzbare Dachfläche vergrößert sich aber aufgrund der Dachneigung γ_D gegenüber der Grundfläche wieder (Gl. 4.2). Bei Flachdächern wird eine Aufständigung nach Süden, mit durch gegenseitige Verschattung bedingten Modulabständen angenommen. Resultierend ergab sich für beide Dacharten die nutzbare Dachfläche nach Gl. 4.3.

$$A_{GRF,N} = A_{GRF} \cdot 0,4 \quad \text{Gl. 4.1}$$

$$A_N = \frac{A_{GRF,N}}{\cos(\gamma_D)} \cdot 0,4 \quad \text{Gl. 4.2}$$

$$A_N \approx A_{GRF} \cdot 0,5 \quad \text{Gl. 4.3}$$

Die mittlere PV-Anlagenleistung je Hausanschluss $\overline{P_A}$ wurde unter Berücksichtigung einer spezifischen Modul-Leistung von $p_M = 150 \text{ W/m}^2$ [PHO-08] nach Gl. 4.4 bestimmt. Da nur Anlagen mit einer Anlagenleistung $P_M \leq 30 \text{ kW}$ betrachtet werden sollten (vgl. Kap. 1), wurden größere mögliche PV-Anlagenleistungen je Hausanschluss auf 30 kW begrenzt. Es ergibt sich eine mittlere begrenzte PV-Anlagenleistung $\overline{P_{A30}}$ nach Gl. 4.5.. Dieser Wert dient als Referenzwert für das am Hausanschluss anzuschließende Dachflächenpotenzial in den Netzen.

$$\overline{P}_A = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n A_{N,k} \cdot P_M \quad \text{Gl. 4.4}$$

$$\overline{P}_{A30} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n \max(P_{A,k}, 30 \text{ kW}) \quad \text{Gl. 4.5}$$

4.1.2 Berechnungsverfahren und Vereinfachungen

Da bei der vereinfachten Betrachtung das Verhältnis der grundsätzlichen Netzaufnahmefähigkeit zum PV-Dachflächenpotenzial im Fokus steht, wurden folgende Vereinfachungen getroffen:

- Keine Berücksichtigung der Verbraucherlast
- Gleichmäßige Verteilung der Einspeiseleistung an allen Hausanschlüssen
- Keine Berücksichtigung des Zeitverhaltens von Einspeisung oder Verbrauch

Die Nachbildung der Beispielnetze erfolgte in einem einschlägigen Netzberechnungsprogramm von der Mittelspannungsebene bis an jeden Hausanschluss. Die Datenbasis waren Lagepläne und Netzschemen der Netzbetreiber. Die Mittelspannungsebene wurde wie in Kap. 3.1 beschrieben als starres Netz (Slack) mit einer Spannung von 102 % modelliert.

Bei der Berechnung wurde die Einspeiseleistung an jedem Hausanschluss sukzessive erhöht. Bei jedem Schritt wurden die Netzspannung an allen Knoten sowie die Betriebsmittelbelastungen ausgewertet. Die maximale Einspeiseleistung lag bei 27 kW je Hausanschluss. Bei einer typischen Auslegung der Wechselrichterleistung auf 90 % der Anlagenleistung (Gl. 4.6) [KER-09b] entspricht dies einer PV-Anlage mit einer Anlagenleistung von 30 kWp. Anlagen größerer Leistung wurden nicht berücksichtigt, da diese nicht mehr notwendigerweise an den vorhandenen Hausanschluss angeschlossen werden [EEG-09].

$$P_{WR} = P_A \cdot 0,9 \quad \text{Gl. 4.6}$$

4.1.3 Ergebnisse

Bei der Auswertung der Berechnungsergebnisse wurden verschiedene Kriterien verwendet und miteinander verglichen:

1. Einhaltung des Spannungsbandes von $\pm 10\%$ U_n am Hausanschluss (Kap. 3.3.2)
2. Einhaltung der maximalen Spannungsänderung an einem Netzknoten entsprechend dem 2%-Spannungskriterium (Kap.3.3.3)
3. Betriebsmittelbelastung von Kabeln, Freileitungen (zulässiger Strom bei EVU-Last I_Z) und Transformatoren (Bemessungsscheinleistung S_{Tr})

Für die verschiedenen Netzstrukturen sind die unter Einhaltung der jeweiligen Kriterien maximal möglichen Einspeiseleistungen dargestellt (Bild 4.1 und Bild 4.2). Wird eine Belastungsgrenze in einem Netz erreicht, so ist dies durch einen Kreis bzw. Viereck gekennzeichnet. Wurde bis zu einer Wechselrichterleistung von 27 kW der Grenzwert nicht überschritten,

ist dies durch einen Pfeil angedeutet. Zum Vergleich mit dem vorhandenen PV-Potenzial sind die ermittelten mittleren Wechselrichterleistungen in den Netzen durch einen Längsstrich gekennzeichnet. Weitere Ergebnisse wurden in [KER-07] veröffentlicht.

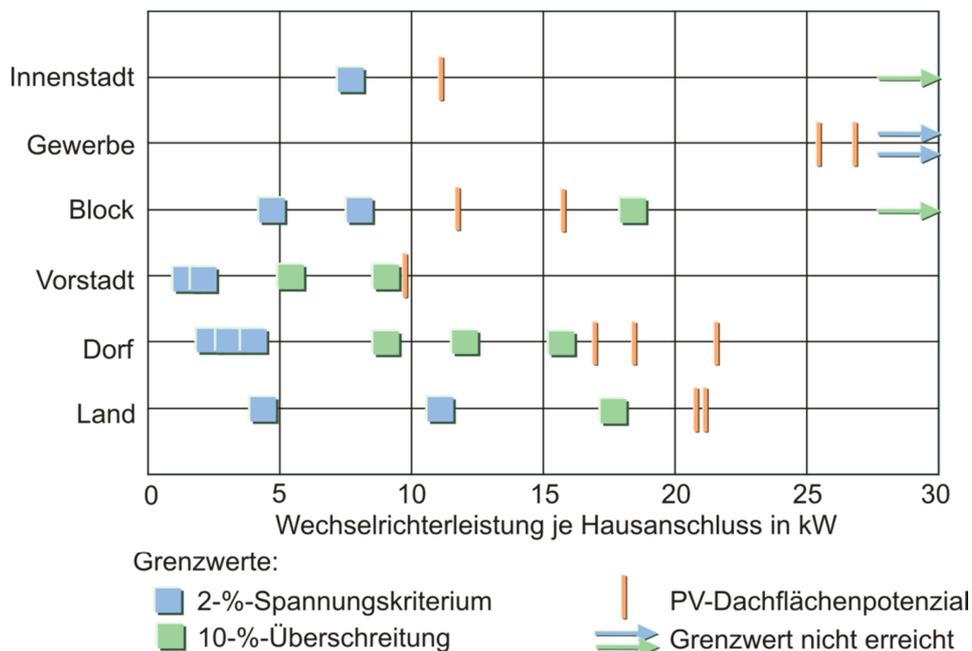


Bild 4.1: Erreichte Spannungsgrenzwerte und PV-Dachflächenpotenzial nach Netzkategorien in Abhängigkeit der Einspeiseleistung je Hausanschluss

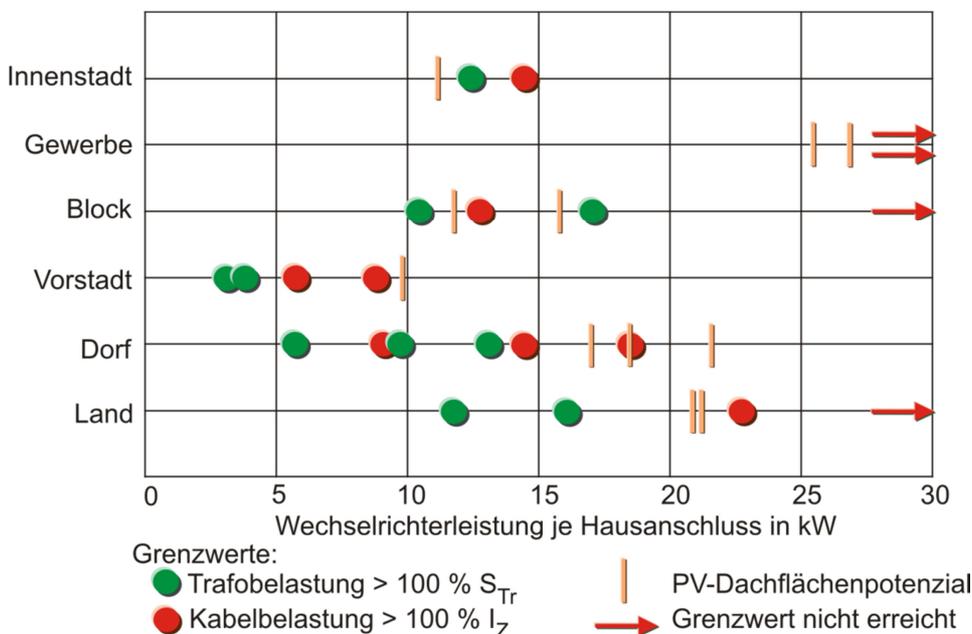


Bild 4.2: Erreichte Belastungsgrenzen der Betriebsmittel und PV-Dachflächenpotenzial nach Netzkategorien in Abhängigkeit der Einspeiseleistung je Hausanschluss

Aus den Ergebnissen der Beispielnetze kann abgeleitet werden, dass es in den meisten Netzen nicht möglich ist, eine Leistung von 30 kW je Hausanschluss einzuspeisen (Ausnahme: Gewerbegebiete). Der Grund dafür ist die übliche Dimensionierung der

Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades der Verbraucherlasten [KAU-95].

Vergleicht man die Grenzen der Netzbelastbarkeit, wird in jedem Fall zunächst das 2-%-Spannungskriterium erreicht. Die Transformatorbemessungsleistung sowie die Spannungsgrenze von 110 % werden bei ähnlichen Leistungswerten erreicht. Die Kabelbelastbarkeit liegt in der Regel darüber.

Vergleicht man, unter Vernachlässigung des 2-%-Spannungskriteriums, die Aufnahmefähigkeit der Netze mit den theoretisch möglichen mittleren Wechselrichterleistungen, so kann abgeschätzt werden, ob ein Anschluss des theoretischen PV-Potenzials ohne weitere Maßnahmen wie Netzausbau möglich wäre und in welchen Netzstrukturen vermehrt Probleme zu erwarten sind.

- In Gewerbegebieten kann dezentrale Energieeinspeisung auch deutlich über 30 kW je Anschluss vom Netz ohne weitere Ausbaumaßnahmen aufgenommen werden.
- In Netzen mit Stadt- und Blockbebauung kann das PV-Potenzial fast zur Gänze aufgenommen werden. Dies liegt an der hohen Wohnungsdichte und der dadurch höheren Verbraucherleistung je Hausanschluss.
- Bei Landnetzen ist auch das auf 30 kW begrenzte PV-Potenzial nicht direkt in das Netz zu integrieren. Dies liegt am hohen Anteil von (ehemaligen) landwirtschaftlichen Gebäuden (> 50 %) und der damit verbundenen großen möglichen Einspeiseleistung. Die große Streuung der Landnetze untereinander ist auf die zwei gewählten Beispiele zurückzuführen (Freileitung und Kabel).
- Bei Dorf- und Vorstadtnetzen ist die größte Diskrepanz zwischen der mittleren Wechselrichterleistung und der Aufnahmefähigkeit zu erkennen. Trotz des relativ geringen PV-Potenzials von 10 bis 20 kW je Hausanschluss ist es aufgrund der hohen Bebauungsdichte nicht möglich, dies ohne Zusatzmaßnahmen zu integrieren.

Bei dem zukünftig zu erwartenden weiteren Zubau von PV-Anlagen sind, neben den heute schon problematischen Landnetzen, vor allem in den Vorstadtgebieten sowie Dörfern mit vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäusern Probleme zu erwarten. Aus diesem Grund wurden die detaillierten Betrachtungen auf diese drei Netzklassen fokussiert.

5 Detailanalyse relevanter Netze und Auswirkungen der PV-Einspeisung

Basierend auf den Ergebnissen der vereinfachten Betrachtung wurden die Berechnungen für die kritischsten Netzstrukturen der Land-, Dorf-, und Vorstadtnetze weiter verfeinert. Hierbei wurden sukzessive Vereinfachungen aus der vorhergehenden Betrachtung ausgeschlossen und die Möglichkeiten zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit untersucht. Dabei wurden folgende Punkte berücksichtigt:

- Minimierung der Aussageunsicherheit von Beispielnetzen durch eine statistische Analyse einer Vielzahl bestehender Niederspannungsverteilnetze und deren PV-Dachflächenpotenzial (Kapitel 5.1).
- Erstellung von typischen Referenznetzen für die Netzklassen, anhand derer repräsentative Aussagen über die Belastungsfähigkeit der Netze abgeleitet werden können. (Kapitel 5.1.4)
- Bestimmung der bei einer PV-Einspeisung gesichert vorhandenen und damit anzurechnenden Verbraucherlast (Kapitel 5.2).
- Bestimmung der durch die fluktuierende Einspeisung veränderten Lastprofile und deren Auswirkungen auf die maximale Betriebsmittelbelastbarkeit (Kapitel 5.3).
- Ermittlung des grundsätzlichen Einflusses einer Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter auf die Netzaufnahmefähigkeit (Kapitel 5.4).
- Konzeption und simulativer Nachweis der Funktionsfähigkeit und möglicher Zusatznutzen einer dezentralen, autonomen Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter (Kapitel 5.4.2 und 5.4.3). Andere Möglichkeiten zur Beeinflussung der Netzspannung, wie eine Spannungsregelung am Verteilnetztransformator oder der Einsatz von Speichern wurden mangels kurzfristiger Verfügbarkeit bzw. aufgrund der hohen Kosten in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht.

In diesem Kapitel werden die einzelnen Maßnahmen und die aus diesen resultierenden, allgemeinen Schlussfolgerungen im Detail erläutert. Die Auswirkungen der einzelnen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Aufnahmefähigkeit der Netze sind in Kap. 0 dargestellt.

5.1 Statistische Netzanalyse

Um eine qualifizierte Aussage über die Netzaufnahmefähigkeit und die Wirksamkeit möglicher Lösungsansätze treffen zu können, ist es erforderlich, die Berechnungen an möglichst repräsentativen Netzen durchzuführen. In der Literatur sind für Niederspannung keine solchen Netze bekannt. Bisher wurden einzelne Beispielnetze [VEO-05] oder generische Netzstrukturen, basierend auf allgemeinen Dimensionierungskriterien, verwendet [SCH-02]. Diese lassen keine Aussage über typische Netze unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten und der Auswirkung von sich in der Historie veränderten Planungsgrundlagen zu. Daher wurden eine statistische Analyse realer Niederspannungsnetze durchgeführt und typische Netze abgeleitet.

5.1.1 Netzplandigitalisierung

5.1.1.1 Datenbasis

Als Datenbasis für die statistische Netzanalyse wurde von verschiedenen Netzbetreibern in Bayern eine Vielzahl von Netzlageplänen zur Verfügung gestellt. Daraus wurden 86 Netze nach den Kriterien in Kap. 4.1 ausgewählt. Das Mengengerüst der Netzpläne ist in Anhang 3 dargestellt.

Zur statistischen Auswertung mussten die elektrisch relevanten Daten in einer einheitlichen, digitalen Form vorliegen. Als problematisch erwies sich dabei, dass die Netzpläne zum Teil noch in analoger Form geführt werden. Vorhandene digitale Bestände liegen zudem häufig als Vektorgrafik in Konstruktionsprogrammen vor (z. B. Autocad), in welchen keine funktionellen Zusammenhänge (Schaltzustände etc.) hinterlegt sind. Zudem werden teilweise unterschiedliche Symbole für elektrische Anlagen (Kabelverteiler, Straßenbeleuchtung etc.) verwendet, welche eine automatische Auswertung erschweren. Aus diesem Grund wurde ein halbautomatisches Verfahren zur Digitalisierung der für den Lastfluss wesentlichen Größen entwickelt.

5.1.1.2 Konzept der Netzplandigitalisierung

Um eine zeitsparende Digitalisierung der Netzpläne durchführen zu können, wurden alle Pläne als Bitmapgrafik exportiert und mit einem einheitlichen Verfahren digitalisiert. Die Digitalisierung erfolgte in folgenden Schritten:

- Einlesen der Netzpläne in ein Grafikprogramm in der Hintergrundebene (Bild 5.1 links)
- Überzeichnen der netzrelevanten Parameter (Netzstationen, Hauptleitungen, Kabelverteiler, Hausanschlüsse) mit einer einheitlichen, maschinenlesbaren Symbolik. (Bild 5.1 Mitte)
- Export der Symboldaten in eine Vektorgrafikdatei (Bild 5.1 rechts; dxf-Format) und Einlesen dieser in Matlab
- manuelle Eingabe fehlender Parameter wie Maßstab, Kenndaten der Transformatoren und Leistungen, Netzkategorie, Kenndaten der verwendeten Leitungen etc.
- Nachbildung der Netzstruktur in Matlab-Datenmatrizen und automatisierte Bestimmung der relevanten Parameter

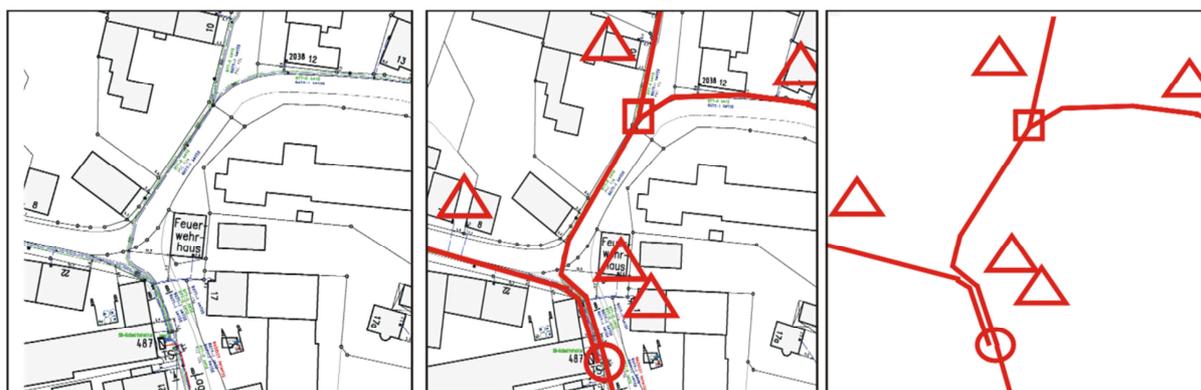


Bild 5.1: Beispiel eines überzeichneten Netzplans zur halbautomatischen Digitalisierung

Nach dem Überzeichnen wird die Lageinformation der Elemente exportiert und in Matlab eingelesen. Dabei werden entsprechend der Symbolik die Betriebsmittel und die Leitungslängen sowie die Verknüpfungspunkte ermittelt und in einer eindeutig referenzierten Baumstruktur digital abgelegt. Basierend auf diesen Datensätzen wurden die statistischen Auswertungen durchgeführt.

Bei der Nachbildung des Netzes wird von einem reinen Strahlennetz bzw. offenen Ringnetz ausgegangen. Dies trifft bei den eingelesenen Land- und Dorfnetzen immer zu. Manche Vorstadtnetze werden als Maschennetze betrieben. In diesem Fall wurde versucht, das Netz am Knoten der minimalen Spannung aufzutrennen. Aufgrund der bei einer Bebauung mit Wohngebäuden anzunehmenden homogenen Lastverteilung in Vorstadtsiedlungen sollte der Einfluss auf den Lastfluss und die Netzbelastbarkeit vernachlässigbar sein.

Auf eine detaillierte Nachbildung der Hausanschlussleitungen musste aus Zeitgründen verzichtet werden. Um dennoch die Größenordnung der Hausanschlusslängen abschätzen zu können, wurde die wahrscheinlichste Position der Hausanschlussleitungen automatisch errechnet und ausgewertet.

Zur Bestimmung der Hausanschlusslänge wird angenommen, dass der Hausanschluss so kurz wie möglich gehalten wird, um die Kosten für Material und Verlegung und den Spannungsfall zu minimieren. Wie der Anschluss im theoretischen Fall für die unterschiedlichen Anschlussarten aussieht, ist in Bild 5.2 dargestellt.

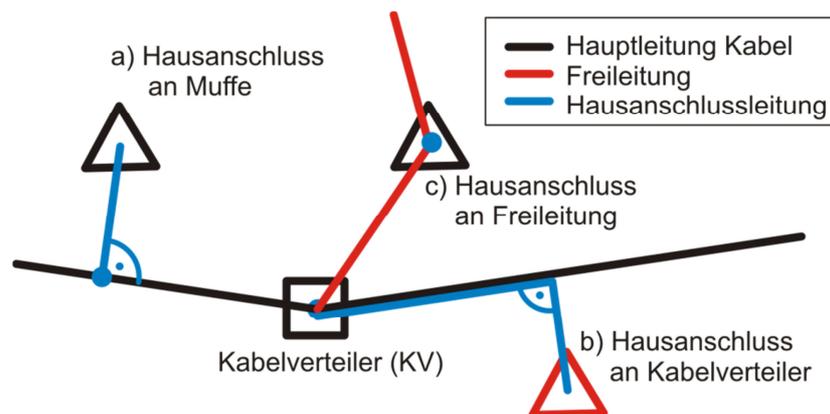


Bild 5.2: Schematische Darstellung der Hausanschlussarten mit angenommener Verlegung der Hausanschlussleitung

Die betrachteten Anschlussarten sind:

a) Hausanschluss über eine Abzweigmuffe

Ein Hausanschluss, der an ein Kabel angemufft wird, wird auf kürzestem Weg an das Kabel herangeführt und dort angeschlossen.

b) Hausanschluss an einen Kabelverteiler (KV)

Im diesem Fall wird die Hausanschlussleitung ebenfalls auf dem direkten Weg an das Hauptkabel herangeführt und folgt diesem bis zum nächstgelegenen Kabelverteiler, bei dem der elektrische Anschluss erfolgt. Durch diese Leitungsführung lassen sich die Tiefbaukosten minimieren, da nur bis zum in der Straße verlegten Kabel gegraben werden

muss und dann die vorhandenen Kabelgräben genutzt werden können. Zudem werden keine Nachbargrundstücke durchquert.

c) Hausanschluss bei Niederspannungsfreileitungen

Da der Anschluss direkt auf dem Hausdach erfolgt, ist die Hausanschlussleitung lediglich die „Steigleitung“ bis zum Zählplatz im Gebäude. Die Länge ist aus den Netzlageplänen nicht ersichtlich und wird daher als null definiert.

Die Grenzen der automatischen Ermittlung der Hausanschlussleitungen zeigten sich vor allem bei langen Ausläufern und / oder so genannten „Aussiedlerhöfen“. Hier traten erhebliche Abweichungen zur realisierten Leitungsverlegung auf. Da keine eindeutige Definition von solchen Aussiedlern gefunden werden konnte und auch die Definition einer solchen Leitung als Netzstrahl oder Hausanschlussleitung (speziell bei Freileitungen) nicht eindeutig ist, wurden die entsprechenden Anschlussleistungen generell dem Netz zugeordnet. Sie sind somit in der statistischen Auswertung der Netzstrahlen enthalten und werden entsprechend ihrer Wahrscheinlichkeit berücksichtigt.

5.1.1.3 Fehleranalyse der Netzplandigitalisierung

Zum Vergleich der Genauigkeit der Netzplandigitalisierung wurden die halbautomatisch digitalisierten Werte mit den manuell erfassten der Beispielnetze verglichen.

Die relative Abweichung der Längen der Hauptleitungen (Bild 5.3) bewegt sich bis auf wenige Ausreißer im Bereich von $\pm 10\%$. Größere relative Abweichungen treten nur bei sehr kurzen Leitungsabschnitten auf. Die geringe mittlere Abweichung von $-1,25\%$ bzw. $1,74\%$ zeigt, dass sich die einzelnen Messfehler annähernd aufheben. Dies wird für eine statistische Analyse als ausreichend angesehen.

Bei den Hausanschlusslängen (Bild 5.4) ist aufgrund der automatischen Längenbestimmung die Verteilung der Abweichungen größer als bei den Hauptleitungen. Abweichungen von mehr als 100% kommen vor. Dies tritt in Fällen auf, in denen an eine falsche Hauptleitung bzw. einen falschen Kabelverteiler angeschlossen wurde. Bei Betrachtung des mittleren Fehlers kann festgestellt werden, dass Fälle mit zu langen und Fälle mit zu kurzen Anschlüssen etwa ähnlich häufig auftreten und der mittlere Fehler in den Beispielnetzen mit $-6,7\%$ in Hart und $-3,5\%$ in Döltsch vergleichsweise gering ist.

Im Mittel wird die berechnete Länge zu kurz angenommen. Für die Berechnung spezifischer Netze ist die automatische Ermittlung der Hausanschlusslänge mittels der automatischen Vermessungsroutine daher nicht geeignet. Da aber der mittlere Fehler gering bleibt, ist die verwendete Methodik für eine statistische Auswertung der Netzgrößen geeignet.

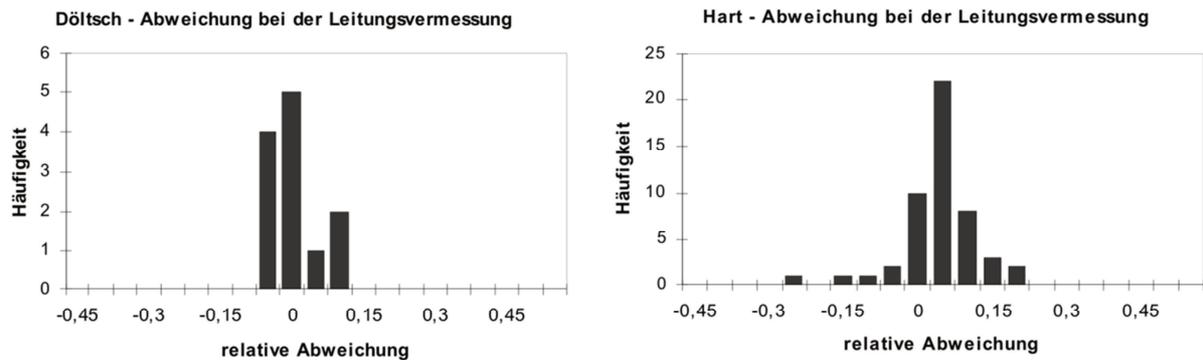


Bild 5.3: Abweichung der Hauptleitungslängen in Dorfnetzen

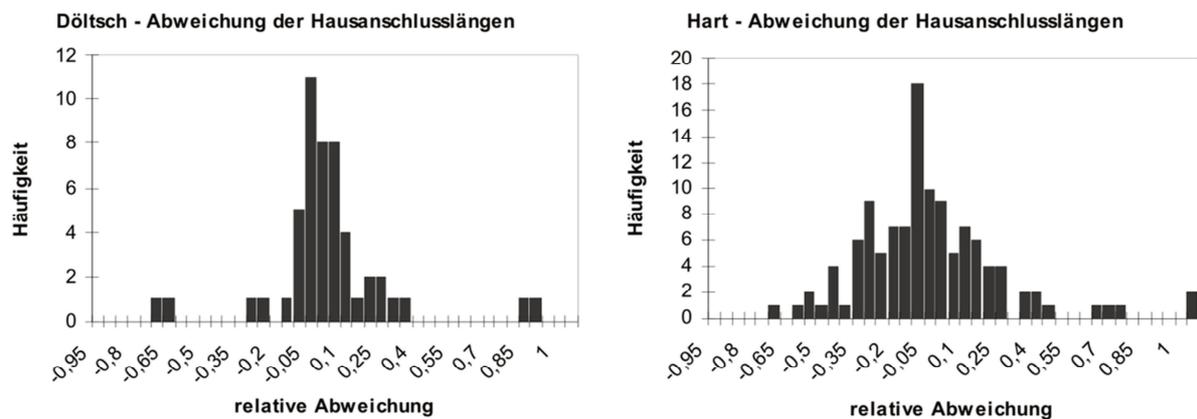


Bild 5.4: Abweichung der Hausanschlusslängen in Dorfnetzen

5.1.2 Auswertung der Netzdatenerfassung

Nach der digitalen Erfassung der Netzparameter wurde eine statistische Analyse einer Vielzahl von Parametern und Parameterkombinationen durchgeführt. Da keine eindeutigen Kriterien zur Einteilung in die Kategorie Land-, Dorf- und Vorstadtnetz bekannt sind, sollten beim Vergleich der Netzparameter Gemeinsamkeiten bzw. Unterschiede der manuellen Klassifizierung festgestellt werden, um so eine Definition dieser Netzklassen zu erhalten. Ausgewertet wurden elektrische und nichtelektrische Parameter sowie Kombinationen und abgeleitete elektrische Größen (Tabelle 5.1). Für alle Parameter wurden Weibullverteilungen approximiert und die Konfidenzintervalle bestimmt. Die Anzahl der untersuchten Netze wurde so lange erhöht, bis die Konfidenzintervalle ausreichend klein waren bzw. keine wesentlichen Änderungen durch weitere Netze auftraten. Eine endgültige Repräsentativität kann aufgrund der unbekannt Grundgesamtheit nicht mit letzter Sicherheit festgestellt werden. Das beschriebene Vorgehen liefert jedoch die beste derzeit bekannte Datenbasis für die Ermittlung typischer Niederspannungsnetze.

Tabelle 5.1: Übersicht der direkt aus den Quelldaten ausgewerteten Netzparameter

| <i>Zuordnung</i> | <i>Name</i> | <i>Einheit / Wert</i> |
|------------------|-----------------------------------|--|
| Hausanschluss | Leitermaterial | Typenbezeichnung |
| | Hausanschlusslänge | Meter |
| | Anschlussart | Freileitung, Muffe, Kabelverteiler |
| | Verbraucherart | Landwirtschaft, Einfamilienhaus, Sonderverbraucher |
| | Siedlungsdichte / Hausabstand | Meter |
| Netzstrahl | Leitermaterial | Typenbezeichnung |
| | Länge der Hauptstrahlen | Meter |
| | Länge der Nebenstrahlen | Meter, Ort der Verknüpfung |
| | Anzahl der Nebenstrahlen | Anzahl |
| | Verbraucherzahl | Anzahl |
| | Verteilung der Hausanschlüsse | Ort der Anschlussknoten |
| | Verbrauchersummenwiderstand | Ohm |
| Trafostation | Transformatorkennwerte | Bemessungsleistung, relative Kurzschlussspannung |
| | Anzahl der Abgänge | Anzahl |
| | Anzahl der Hausanschlüsse | Anzahl |
| | Versorgte Fläche | Quadratkilometer |
| Netzgebiet | Anzahl der Transformatorstationen | Anzahl |
| | Summe der Transformatorleistung | kVA |
| | Anzahl der Verbraucher | Anzahl |

5.1.2.1 Transformatoren

Es werden meist Standardverteilnetztransformatoren nach DIN 42508 verwendet. Ausnahmen sind selten eingesetzte Transformatoren mit Nennleistungen von 50 kVA bzw. 1000 kVA. Leistungen ab 800 kVA in einer Station werden im Allgemeinen durch eine Parallelschaltung von Transformatoren realisiert. Die größte in den untersuchten Netzen aufgetretene Leistung in einer Netzstation war 1260 kVA. Die Nennleistung der eingesetzten Transformatoren hängt stark vom Netzgebiet ab (Bild 5.5 links). So werden in Landnetzen vorwiegend einzelne Transformatoren kleiner Leistung eingesetzt. In Dorfnetzen ist diese aufgrund der höheren Lastdichte größer und in Vorstadtnetzen werden in der Regel nur 400-kVA- und 630-kVA-Transformatoren eingesetzt. Eine eindeutige Unterscheidung der Netzklassen anhand der Transformatorleistung ist nicht möglich, da die Überschneidung der einzelnen Bereiche zu groß ist. Die anteilige Transformatorleistung je Verbraucher ist unabhängig vom eingesetzten Transformatortyp und entspricht in etwa der Lastdichte im Netzgebiet. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen in den verschiedenen Netzen sind deutlich

unterscheidbar (Bild 5.5 rechts). Die spezifische Transformatorleistung ist daher als Kriterium zur Klassifizierung der Netze gut geeignet, aufgrund der sich teilweise überschneidenden Konfidenzintervalle jedoch nicht als alleiniges Kriterium verwendbar. Der Mittelwert liegt in Landnetzen bei ca. 12,5 kVA je Hausanschluss. In Dorf- und Vorstadtnetzen geht der Wert bis auf ca. 7,5 kVA bzw. 4,5 kVA je Hausanschluss zurück. Dies ist auf die größere Anzahl der angeschlossenen Wohneinheiten und dem daraus resultierenden geringeren Spitzenlastanteil zurückzuführen, welcher für die Dimensionierung der Betriebsmittel maßgeblich ist (vgl. Kap. 3.4.1).

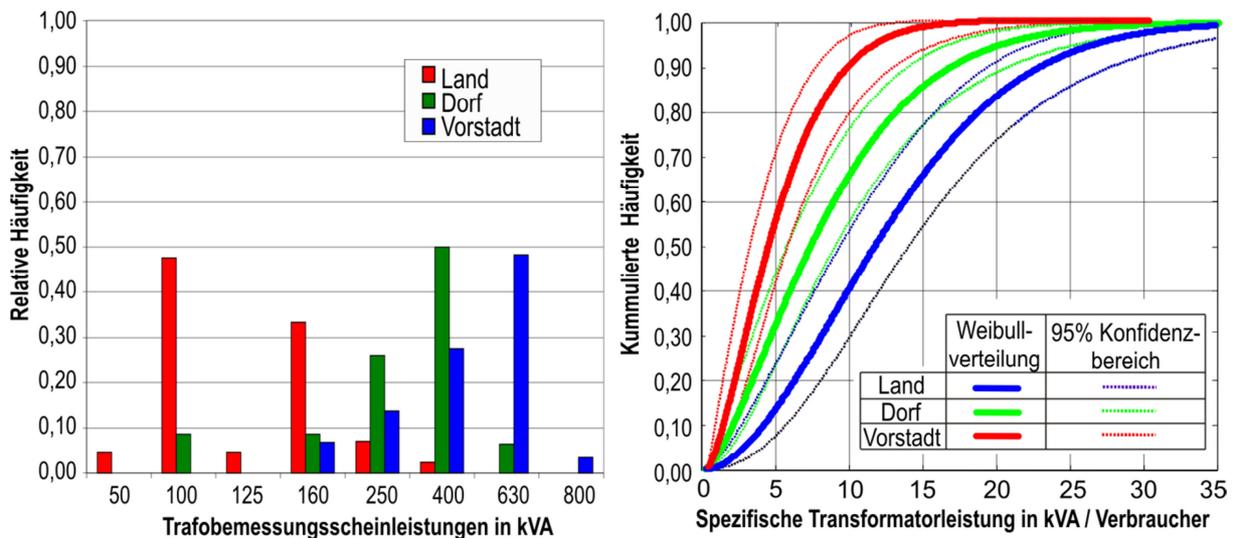


Bild 5.5: Eingesetzte Transformatoren und spezifische Transformatorleistung je Haushalt für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze

5.1.2.2 Leitermaterial

Im Niederspannungsbereich eines Netzbetreibers werden aufgrund der einfacheren Reservehaltung fast ausschließlich einheitliche Leitungsquerschnitte verwendet. Für die Hausanschlüsse ist dies das 50-mm²-Al-Kabel. In Vorstadtnetzen sind noch 35-mm²- und 16-mm²-Cu-Kabel verbreitet.

Bei den Hauptleitungen werden vor allem 150-mm²-Al-Kabel eingesetzt. Je nach Netzbetreiber werden jedoch auch 185-mm²-Al- oder 70-mm²-Cu-Kabel verlegt (Bild 5.6). Wenn diese Kabeltypen zum Einsatz kommen, so werden sie, mit Ausnahme von Altlasten, im gesamten Netzgebiet einheitlich verwendet. Eine Klassifizierung der Netze aufgrund des Leitermaterials ist daher nicht möglich. Des Weiteren wurde die Häufigkeit von Niederspannungsfreileitungen untersucht. Deren Anteil im Netz hängt stark von der Philosophie des Netzbetreibers ab. In den untersuchten Landnetzen beträgt der Längenanteil von Freileitungen fast 50 %. In Dorf- und Vorstadtnetzen liegt dieser unter 10 %. Als Querschnitte werden vor allem 50-mm²-Al, 70-mm²-Al und 95-mm²-Al eingesetzt, wobei der Anteil der 70-mm²-Al-Leitung doppelt so hoch ist wie der der anderen Querschnitte. Somit können Niederspannungsfreileitungen in Dorf- und Vorstadtnetzen vernachlässigt werden, nicht jedoch in Landnetzen.

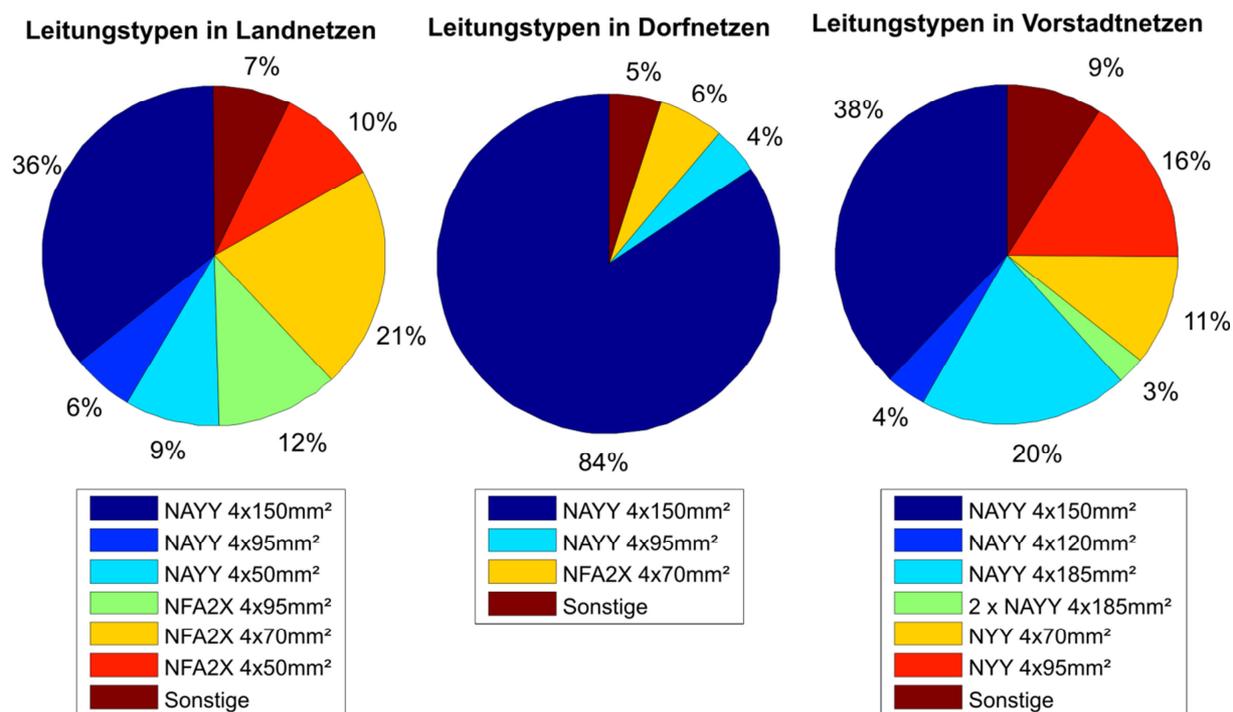


Bild 5.6: Verwendete Leitungstypen für Netzstrahlen für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze; VPE- und PE-Leitungen sind in der Darstellung den PVC-Leitungen desselben Querschnittes zugeordnet.

5.1.2.3 Struktur der Netzstrahlen

Um die Netzstruktur zu erfassen, wurde die Anzahl der Verzweigungen an den Netzstrahlen untersucht. Daraus wird ersichtlich, welcher der im Bild 5.7 dargestellten Varianten a), b) oder c) den Netzstrahlen am ehesten entsprechen.

In allen drei Klassen tritt der Fall a), also Netzstrahlen ohne Verzweigung, am häufigsten auf. Bei Landnetzen verzweigt sich der Hauptstrahl in rund 50 %, in Dorf- und Vorstadtnetzen in rund 60 % der Fälle nicht weiter. Variante b), also eine bis drei Verzweigungen, tritt in etwa 30 % der Fälle auf. Alles, was darüber hinausgeht, hat einem Anteil von unter 10 %.

Bei Betrachtung der Nebenstrahlen verzweigen sich 90 % der untersuchten Nebenstrahlen aller Netzklassen nicht weiter. Da keine qualitativen Unterschiede zwischen den Klassen bestehen, wird im Hinblick auf die Bestimmung eines typischen Netzstrahls die folgende Schlussfolgerung gezogen:

Der typische Netzstrahl hat unabhängig von der Netzklasse 0 bis 3 Verzweigungen. Die abgehenden Nebenstrahlen weisen in der Regel keine weiteren Verzweigungen auf.

Generell kann festgestellt werden, dass Freileitungsnetze deutlich mehr Verzweigungen aufweisen als Kabelnetze. Dies liegt an den nicht vorhandenen bzw. definierbaren Hausanschlussleitungen.

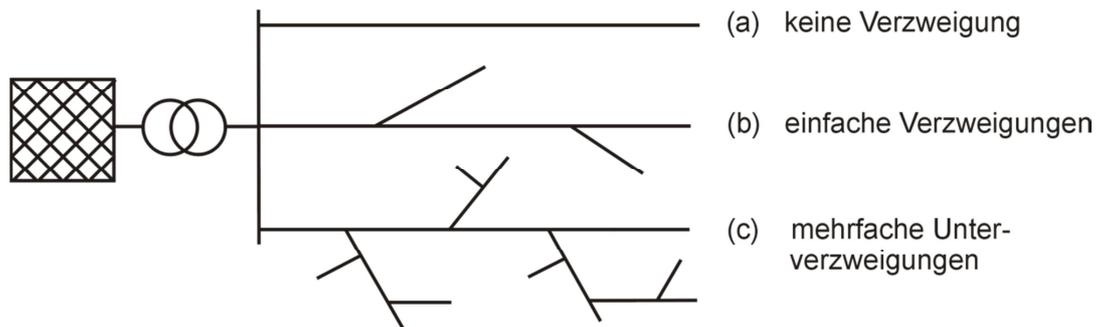


Bild 5.7: Schema der Verzweigungscharakteristik von Netzstrahlen

5.1.2.4 Verbrauchersummenwiderstand

Um die komplexen Netzstrukturen mit verschiedenen Leitungsquerschnitten miteinander vergleichen zu können, wurde der Verbrauchersummenwiderstand definiert und für jeden Netzstrahl bestimmt. Bei dieser Auswertung entfällt eine Einschränkung auf Netzstrahlen ohne Verzweigung. Auch werden die verschiedenen Leitertypen berücksichtigt, da der Widerstandsbelag bzw. der Reaktanzbelag eines jeden Leitungsabschnitts zur Berechnung verwendet wird. Zudem ist der Verbrauchersummenwiderstand ein Maß für den maximalen Spannungsfall an den Netzstrahlen.

In Bild 5.8 ist der einfachste Fall eines Netzstrahls ohne Verzweigung dargestellt. Es wird angenommen, dass alle Verbraucher den konstanten Strom \underline{I} beziehen und dass die Leitungen alle vom gleichen Typ sind (Widerstandsbelag R' und Reaktanzbelag X'). Der interessierende maximale Spannungsfall $\Delta \underline{U}$ an einem Strahl mit n identischen Lasten ermittelt sich nach Gl. 5.1.. Der Term in den eckigen Klammern entspricht der Summe der einzelnen Längen vom Transformator zu den verschiedenen Verbrauchern und wird daher als Verbrauchersummenlänge definiert.

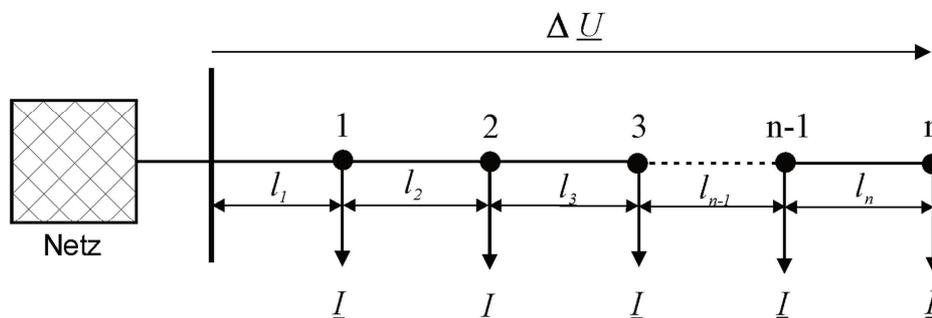


Bild 5.8: Beispiel eines Netzstrahles ohne Verzweigungen

$$\Delta \underline{U} = \underline{I} \cdot (R' + jX') \cdot [l_1 + (l_1 + l_2) + \dots + (l_1 + l_2 + \dots + l_{n-1} + l_n)] \quad \text{Gl. 5.1}$$

Das Produkt aus Strom und Verbrauchersummenlänge wird, in Anlehnung an die Mechanik, als Strommoment \underline{M} (Gl. 5.2) bezeichnet [HEU-02]. Bei Berücksichtigung unterschiedlicher Leitungstypen müssen für die Leitungsabschnitte unterschiedliche Widerstandsbeläge berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich Gl. 5.3. In diesem Fall entspricht der Ausdruck in den eckigen Klammern dem Verbrauchersummenwiderstand einer mit n gleichen Verbrauchern belasteten Leitung. Er stellt eine charakteristische Größe für den lastabhängigen Spannungsfall am Netzstrahl dar.

$$\underline{M} = \underline{I} \cdot \sum_{n=1}^n l_n \quad \text{Gl. 5.2}$$

$$\Delta \underline{U} = \underline{I} \cdot \left[n \cdot l_1 (R_1' + jX_1') + (n-1) \cdot l_2 (R_2' + jX_2') + \dots + 1 \cdot l_n (R_n' + jX_n') \right] \quad \text{Gl. 5.3}$$

Strukturen mit mehreren Abzweigen können durch Nachbildung des Anschlusspunktes eines Nebenstrahles als Lastknoten mit entsprechend hoher Anschlussleistung auf einen Strahl überführt werden [HEU-02]. Somit sind Vergleiche zwischen den Netzen unabhängig von der Anzahl der Verzweigungen und der verwendeten Leitungen möglich.

Es konnte festgestellt werden, dass das Verhältnis des ohmschen und induktiven Anteils des Verbrauchersummenwiderstandes nahezu in allen Netzen bei $R/X = 2,5$ liegt. Im Weiteren werden die Ergebnisse nur für den ohmschen Anteil des Verbrauchersummenwiderstandes dargestellt. Eine gesonderte Darstellung des induktiven Anteils ist aufgrund des konstanten Verhältnisses nicht erforderlich.

Der Vergleich der Verbrauchersummenwiderstände ergibt nur minimale Unterschiede zwischen den Netzklassen. Daraus kann geschlossen werden, dass diese unterschiedlichen Netze in Bezug auf den Spannungsfall sehr ähnlich ausgelegt sind. Zur Klassifizierung der Netze ist dieser Parameter somit nicht geeignet.

Setzt man die unterschiedliche Anzahl der Hausanschlüsse mit dem Verbrauchersummenwiderstand in Beziehung, so ergeben sich deutliche Unterschiede. In Bild 5.9 ist die unterschiedliche Verteilung der Werte für die verschiedenen Netzklassen gut zu erkennen. Bei Landnetzen resultiert der Verbrauchersummenwiderstand aus großen Leitungslängen bei wenigen Verbrauchern, bei Vorstadtnetzen aus hohen Verbraucherzahlen bei vergleichsweise geringen Leitungslängen. Die Kombination aus Verbrauchersummenwiderstand und Anzahl der Hausanschlüsse eignet sich als Kriterium zur Unterscheidung der Netzklassen.

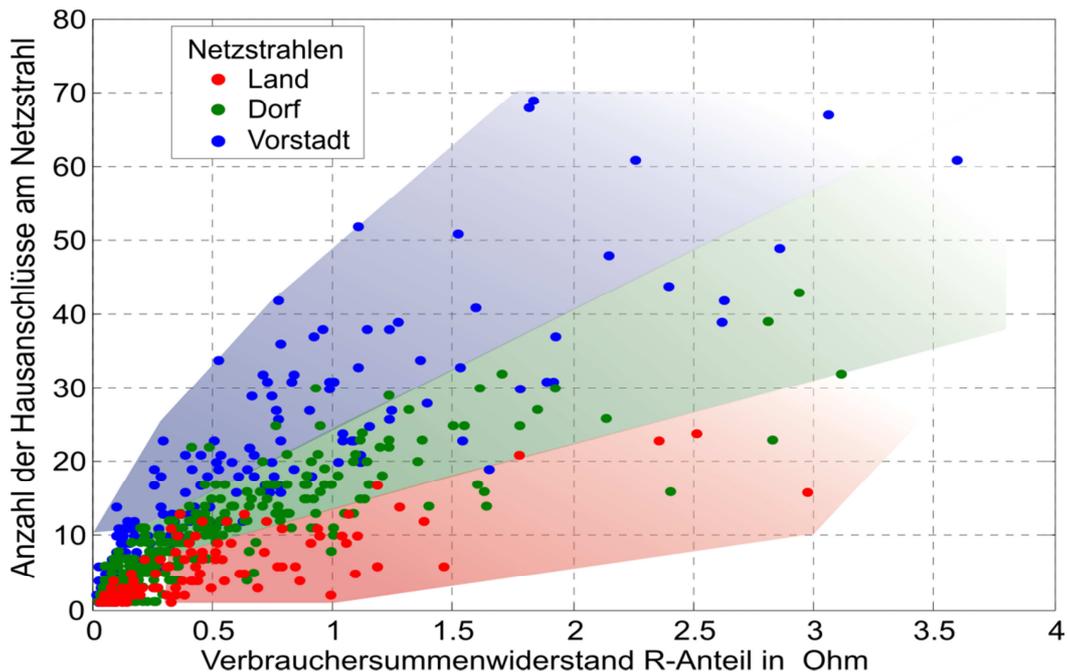


Bild 5.9: Verbrauchersummenwiderstand und Anzahl der angeschlossenen Verbraucher; Ausgewertet für alle Netzstrahlen der Land- Dorf- und Vorstadtnetze

5.1.2.5 Hausanschlüsse

Bei der Auswertung der Hausanschlusslängen konnte kein signifikanter Unterschied zwischen den Netzklassen festgestellt werden. Wird jedoch nach der Anschlussart unterschieden, so existiert ein deutlicher Unterschied. Bei Muffenanschlüssen konnte eine mittlere Hausanschlusslänge von 12 m, bei Kabelverteileranschlüssen von 32 m festgestellt werden. Damit ist dieser Parameter nicht für die Klassifizierung der Netze geeignet.

Schätzt man bei Verwendung der häufigsten Hausanschlussleitung NAYY 4x50mm² und einer maximalen Spitzenlast von 30 kW den Spannungsfall an der Hausanschlussleitung ab, so ergeben sich daraus Werte von ca. 0,39 % bzw. 0,14 %. Da die Leistung der PV-Einspeisung in der Regel geringer als 30 kW ist, kann die Hausanschlussleitung in Bezug auf den Spannungsfall vernachlässigt werden.

5.1.2.6 Nicht-elektrische Größen

Neben den elektrischen Parametern wurden auch andere, nicht direkt aus der Netzstruktur ableitbare Größen ermittelt. Die wichtigste Größe ist hier der mittlere Abstand eines Hauses zu seinen vier nächsten Nachbarn. In Bild 5.10 sind die Histogramme der mittleren Hausabstände nach den Netzklassen aufgetragen. Die durchgezogene Kurve stellt die approximierende Weibullverteilung dar. Der Median des mittleren Hausabstandes beträgt bei Landnetzen 54 m, bei Dorfnetzen bei 32 m und in der Vorstadt 17 m. Mit den deutlich voneinander abweichenden Verteilungen ist der mittlere Hausabstand am besten zur Unterscheidung der Netzklassen geeignet.

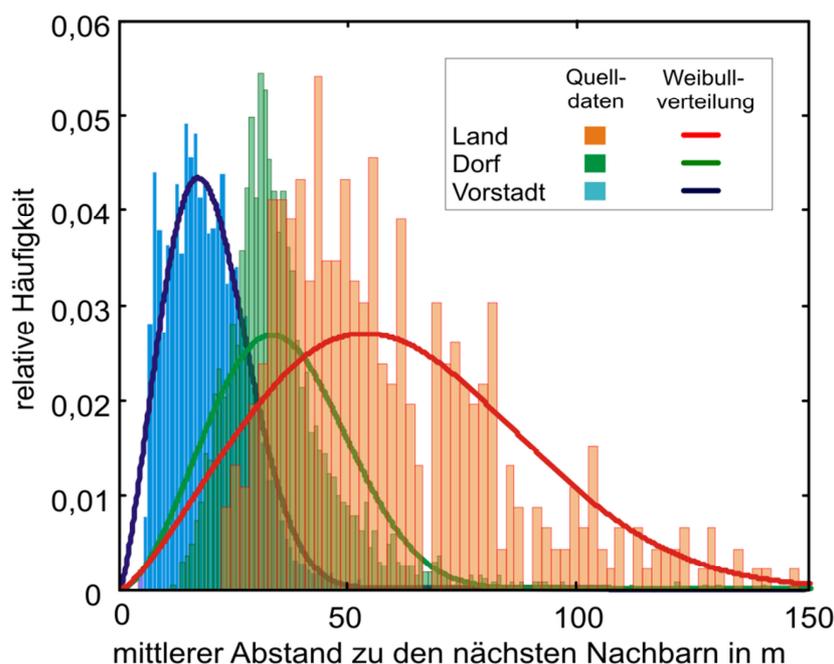


Bild 5.10: Histogramme und zugehörige Weibullverteilung des mittleren Hausabstandes für Land, Dorf und Vorstadt

5.1.3 Klassifizierung der Netze

Ziel der statistischen Untersuchung ist es, die relevanten Parameter bzw. Parameterkombinationen zur Erstellung von Referenznetzen zu ermitteln. Im Umkehrschluss sollte es möglich sein, ein unbekanntes Netz basierend auf diesen Parametern einer Netzklasse zuzuordnen.

Liegen nach einer Digitalisierung die Netzparameter vor, kann mit Hilfe einer Verteilungsprüfung unter Angabe der Wahrscheinlichkeit das Netz einer bestimmten Klasse zugeordnet werden. Die zu diesem Zweck am besten geeigneten Kriterien zeichnen sich durch möglichst unterschiedliche Verteilungsfunktionen ohne sich überschneidende Konfidenzbereiche aus und sind der mittlere Hausabstand, die Bemessungsleistung des Transformators und - mit Abstrichen - die verbraucherspezifische Transformatorleistung. Die Einbeziehung mehrerer Werte kann die Sicherheit erhöhen, muss aber nicht in allen Fällen zum Erfolg führen, da auch in der Realität zwischen den Klassen ein fließender Übergang besteht.

Entsprechend stellen auch die entwickelten Referenznetze nur den Versuch dar, Beispiele für die Vielfalt der vorhandenen Netzstrukturen im Hinblick auf deren elektrische Belastungsfähigkeit zu kondensieren. Ein reales Netz wird jedoch immer von diesem theoretischen Fall abweichen.

5.1.4 Entwicklung von Referenznetzen

Für eine allgemeine Aussage zur Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilenetzen wäre es möglich, alle digitalisierten Netze zu berechnen und die Ergebnisse statistisch auszuwerten. Vorteil wäre eine Vielzahl von Berechnungsergebnissen, welche direkt statistisch auswertbar sind. Die bei einem solchen Vorgehen generierten Datenmengen sind nur noch punktuell

überprüfbar. Dies führt zu einer erschwerten Fehlersuche und Plausibilisierbarkeit der Berechnungen.

Es wurden daher basierend auf den vorhandenen Netzdaten so genannte Referenznetze entwickelt, welche gezielt bestimmte Eigenschaften der einzelnen Netzklassen abbilden. Hierbei verliert man zwar die Information über die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Berechnungsergebnisses, hat aber den Vorteil einer einfachen Interpretierbarkeit und Überprüfbarkeit. Auch ist die Ableitung grundlegender Zusammenhänge und Effekte bei den geringeren Datenmengen einzelner Netze besser möglich.

Die Entwicklung der Referenznetze erfolgte mit dem Ziel, die Aufnahmefähigkeit für die Einspeisung zu ermitteln. Netzparameter, welche für diesen Zweck nur sekundär sind, wurden, sofern bei der Digitalisierung überhaupt erfasst, nicht berücksichtigt.

Damit werden die Spannungs- und Stromverteilung sowie die Betriebsmittelbelastung möglichst exakt nachgebildet. Es werden jedoch keine Schaltmöglichkeiten, rückwärtige Einspeisungen oder Schutzgeräte berücksichtigt. Eine Anwendung der Referenznetze für Schutz- oder Ausfallanalyse ist daher im Allgemeinen nicht möglich.

Aufgrund der vernachlässigten Vermaschung in Vorstadtnetzen sind die Berechnungsergebnisse nur für nicht vermaschte Vorstadtnetze oder bei einer gleichmäßigen Netzbelastung, wie sie bei Wohnbebauungen zu erwarten ist, gültig (vgl. Kap. 5.1.1.2). Bei der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen sind diese Bedingungen aufgrund des begrenzten Dachflächenpotenzials je Hausanschluss und der damit hohen Zahl von Einspeiseanlagen sowie der zeitgleichen Einspeisung in jedem Fall erfüllt.

5.1.4.1 Typische Netze

Ziel der typischen Netze ist es, die häufigsten auftretenden Netzstrukturen nachzubilden. Dazu wird beginnend bei der typischen Transformatorleistung (Land 160 kVA und 250 kVA, Dorf 400 kVA usw.) anhand der spezifischen Verbraucherlastdichte die Anzahl der Hausanschlüsse ermittelt. Danach wird über die mittlere Zahl der Transformatorabgänge die Anzahl der Netzstrahlen bestimmt.

Mit Hilfe des Verbrauchersummenwiderstandes werden für die Netzstrahlen die Längen sowie die Zahl der Hausanschlüsse ermittelt. Für den typischen Netzstrahl wird dabei das 50%-Quantil verwendet. Die verbleibenden werden aus dem Bereich zwischen dem 25%- und 75%-Quantil ermittelt. Auf diese Weise werden 50 % der auftretenden Netzformen berücksichtigt. Um die Schätzungenauigkeit der Verteilungsfunktion mit zu berücksichtigen, wird das Konfidenzintervall zur Bestimmung der Werte verwendet. Für das 25%-Quantil wird die linke und für das 75%-Quantil die rechte Konfidenzgrenze zur Ermittlung des Werts berücksichtigt. Ein Beispiel des Vorgehens für die Anzahl der gewählten Hausanschlüsse im typischen Dorfnetz mit 5 Netzstrahlen ist in Bild 5.11 dargestellt. Die konkrete (diskrete) kumulierte Häufigkeitsverteilung der Quelldaten ist violett dargestellt. Die gewählten Punkte liegen auf der approximierten Weibull-Verteilungsfunktion (rot) bzw. am Rand des 95%-Konfidenzintervalles der Verteilungsfunktion (violett gestrichelt).

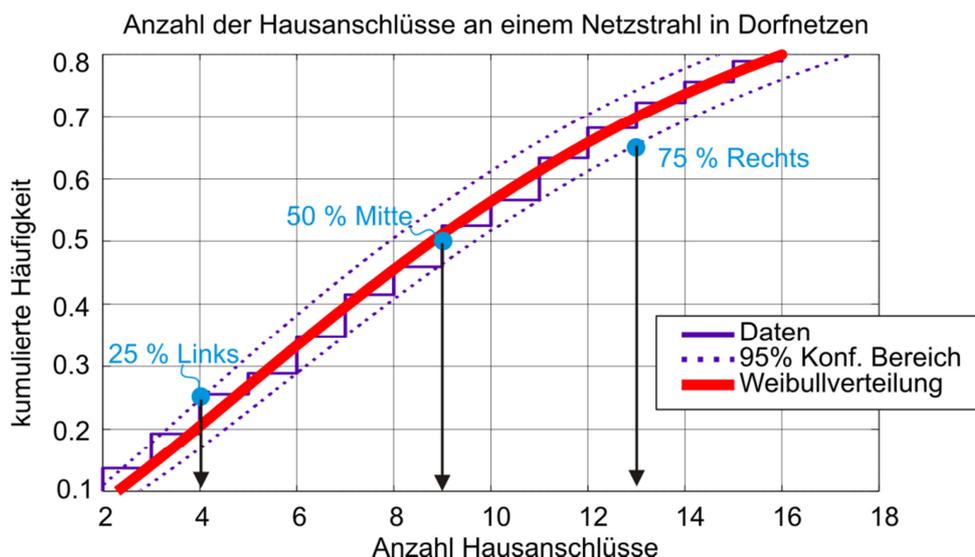


Bild 5.11: Auswahl der Werte für verschiedene Netzstrahlen am Beispiel der Hausanschlüsse eines Netzstrahles in den Dorfnetzen

Da der Einfluss der Hausanschlussleitung typischerweise gering ist (vgl. Kap. 5.1.2.5), wird hier nur der Median verwendet.

Da in einzelnen Netzen in der Regel nur einheitliches Leitermaterial verwendet wird, wird dieses zwischen den Netzstrahlen bzw. Hausanschlüssen geändert. Zur Berücksichtigung dieser Gegebenheiten wurden daher verschiedene typische Netze je Netzstruktur erstellt. Eine Übersicht der erstellten typischen Netze ist in Anhang 4 dargestellt.

5.1.4.2 Extremwert-Netze

Die Berechnungsergebnisse der typischen Netze sind für die am häufigsten anzutreffenden Netze gültig. Bei der Betrachtung von Grenzwerten oder Bewertung allgemein gültiger Aussagen muss ein größerer Anteil der Netze eingeschlossen sein. In der Technik wird als Grenze für eine allgemeine Gültigkeit eine 95-%-Sicherheit verwendet.

Extremwertnetze sind Netze mit speziellen Parameterkonstellationen, wie hoch ausgelasteten Transformatoren, lange Netzstrahlen etc. Die Parameter wurden so gewählt, dass eine ermittelte Betriebsmittelbelastung, Spannungsanhebung etc. in 95 % der vorhandenen Netze gleich oder besser ist als im Extremwertnetz. So kann z. B. die Funktionsfähigkeit einer Blindleistungsregelung auch unter extremen Rahmenbedingungen nachgewiesen werden (vgl. Kap. 5.4).

Aufgrund der höheren Zahl möglicher seltener Kombinationen ist die Zahl der Extremwertnetze höher als die der typischen Netze. Die erstellten Extremwert-Netze sind in Anhang 5 dargestellt.

5.1.4.3 Ermittlung des PV-Potenzials

Zur Bewertung der Aufnahmefähigkeit der Referenznetze für eine Einspeisung aus PV-Anlagen sowie zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen ist das in diesen Netzen vorhandene PV-Potenzial zu quantifizieren. Allgemeine Daten für die entsprechenden Netzklassen sind nicht bekannt. Daher wurde das PV-Potenzial in den Netzklassen basierend auf der Ge-

bäudegrundfläche analog zu Kap. 4.1.1 abgeschätzt. Die Ermittlung der vorhandenen Gebäudegrundflächen erfolgte durch ein an die Netzplandigitalisierung (Kap. 5.1.1) angelehntes Verfahren auf Basis der in den Netzplänen enthaltenen Gebäudegrundrisse. Dabei wurde in folgenden Schritten vorgegangen:

- Einlesen der Netzpläne in ein Grafikprogramm
- Markieren der Gebäudegrundflächen, Klassifizierung nach Wohnhaus und landwirtschaftlichen Anwesen sowie Zuordnung von Nebengebäuden zu einem Hausanschluss. (Bild 5.12)
- Export der Daten in eine Vektorgrafikdatei (dxf-Format) und Einlesen der gezeichneten Vektorgrafik in Matlab
- automatisierte Bestimmung der Gebäudegrundflächen und des vorhandenen Dachflächenpotenzials

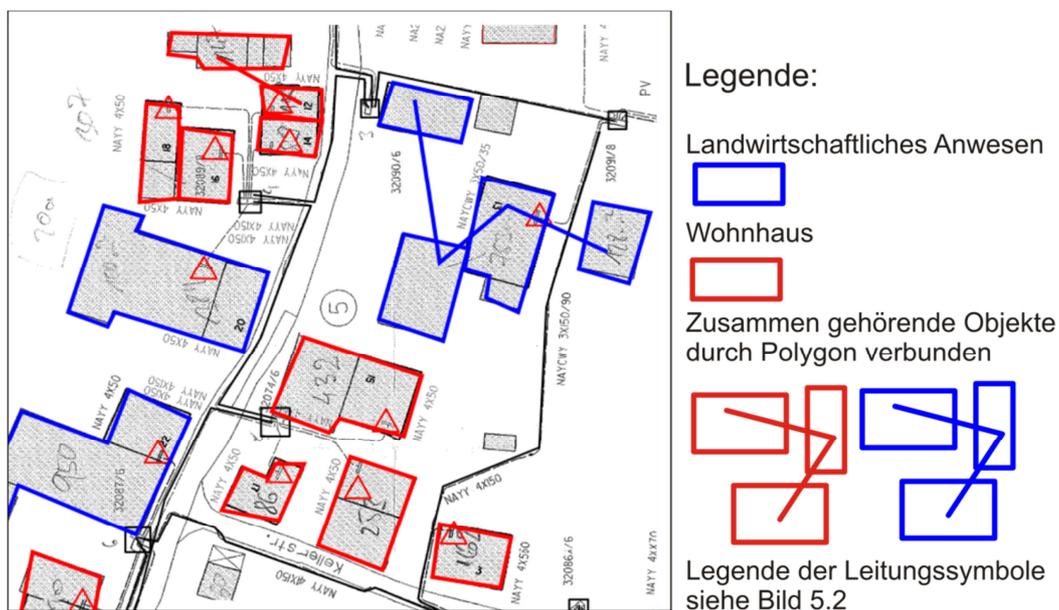


Bild 5.12: Ermittlung, Klassifizierung und Zuordnung der Gebäudegrundflächen zu einem Hausanschluss

Die so ermittelten Gebäudegrundflächen sind in Bild 5.13 als Summenhäufigkeitsfunktion dargestellt. Mit der Abschätzung des zugehörigen PV-Leistungspotenziales nach Kap. 4.1.1 ergibt sich damit eine mittlere PV-Leistung für Wohnhäuser zwischen 8,7 kWp und 13,7 kWp. Für landwirtschaftliche Anwesen ist die PV-Leistung bei ca. 50 kWp. Weiters wurde der Anteil der Landwirtschaften bezogen auf die Anzahl der Hausanschlüsse ausgewertet. In kleineren ländlichen Gebieten zählen teilweise 100 % der Hausanschlüsse zu Landwirtschaften (Bild 5.14). Es ist zu erkennen, dass die Anzahl der Landwirtschaften trotz hoher absoluter Anzahl der Hausanschlüsse bei ca. 30 stagniert. Dies ist plausibel, da in den letzten Jahrzehnten Landwirtschaften kaum neu gegründet wurden, während sich neue Wohnsiedlungen sich um den bisherigen Dorfkern weiter entwickelt.

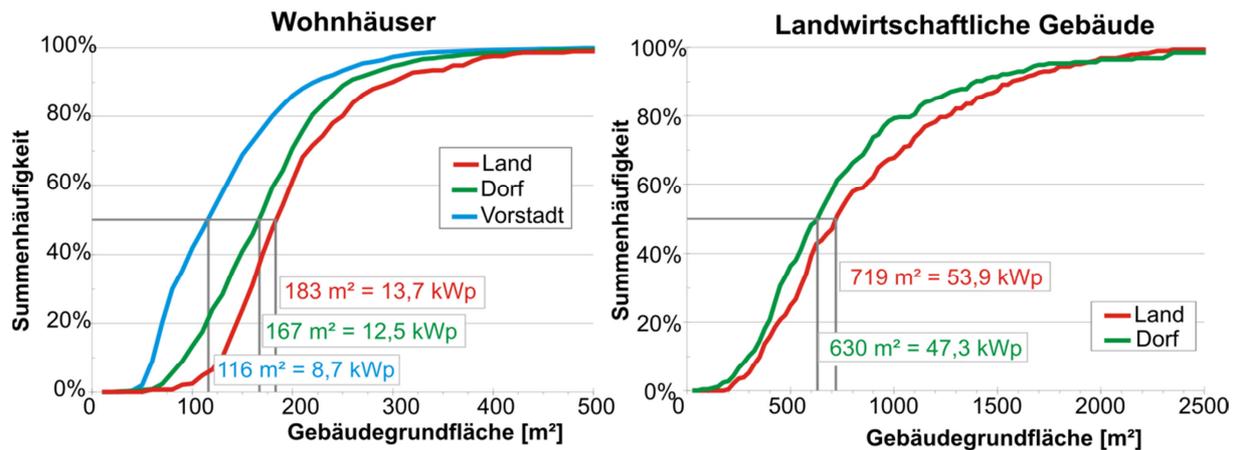


Bild 5.13: Summenhäufigkeit der Gebäudegrundflächen von Wohnhäusern und landwirtschaftlichen Gebäuden in den verschiedenen Netzkategorien.

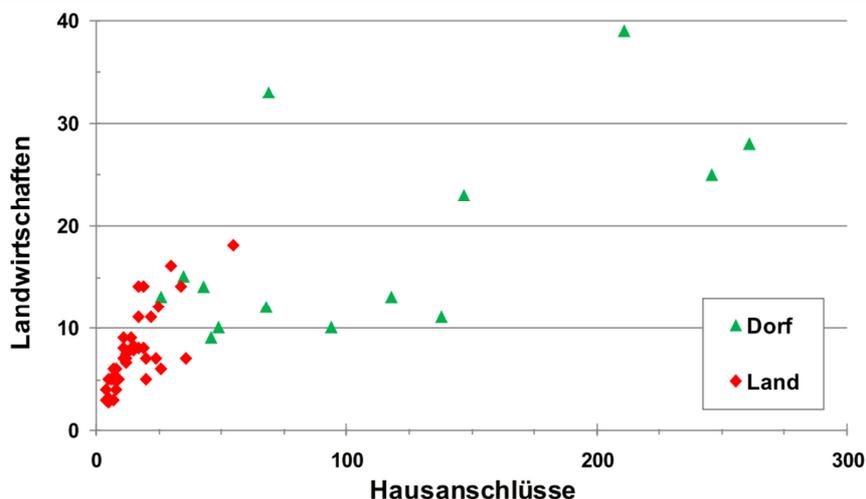


Bild 5.14: Anzahl der landwirtschaftlichen Gebäude in Abhängigkeit von der Anzahl der vorhandenen Hausanschlüsse.

Mit diesen Werten kann, abhängig von der Anzahl der Hausanschlüsse eines Referenznetzes, der Anteil der Wohnhäuser sowie der Landwirtschaften abgeschätzt werden. Weiters kann das auf 30 kWp begrenzte PV-Potenzial durch Limitierung der PV-Leistung auf landwirtschaftlichen Gebäuden ermittelt werden. Die sich aus der Statistik ergebende Gebäudeverteilung und die entsprechenden Anlagen- und Wechselrichterleistungen für die typischen Netze sind in Tabelle 5.2 dargestellt. Wird das Potenzial nicht auf 30 kWp begrenzt, ergeben sich bei den Landwirtschaften höhere Werte und damit in Land- und Dorfnetzen ein höheres PV-Dachflächenpotenzial [LOE-10].

Tabelle 5.2: Übersicht der typischen Netze mit Verteilung der Dachflächenpotenziale

| Netz: | Anzahl der Hausanschlüsse | Anzahl der Wohnhäuser | Anzahl der landwirtschaftlichen Anwesen | PV-Leistung je Wohnhaus in kWp | PV-Wechselrichterleistung je Wohnhaus in kW | PV-Anlagenleistung je Landwirtschaft in kWp | PV-Wechselrichterleistung je Landwirtschaft in kW | Gesamtes PV-Leistungspotenzial im Netz in kWp | Gesamte PV-Wechselrichterleistung im Netz in kW | Mittlere PV-Anlagenleistung je Hausanschluss in kWp | Mittlere PV-Wechselrichterleistung je Hausanschluss in kW |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|---|--------------------------------|---|---|---|---|---|---|---|
| Land Kabel 1 | 8 | 3 | 5 | 13,7 | 12,3 | 30,0 | 27,0 | 191 | 172 | 23,9 | 21,5 |
| Land Kabel 2 | 14 | 5 | 9 | 13,7 | 12,3 | 30,0 | 27,0 | 339 | 305 | 24,2 | 21,8 |
| Land Freileitung 1 | 13 | 5 | 8 | 13,7 | 12,3 | 30,0 | 27,0 | 309 | 278 | 23,7 | 21,4 |
| Land Freileitung 2 | 8 | 3 | 5 | 13,7 | 12,3 | 30,0 | 27,0 | 191 | 172 | 23,9 | 21,5 |
| Dorf | 57 | 43 | 14 | 12,5 | 11,3 | 30,0 | 27,0 | 958 | 862 | 16,9 | 15,1 |
| Vorstadt Kabel 1 | 146 | 146 | 0 | 8,7 | 7,8 | - | - | 1270 | 1143 | 8,7 | 7,8 |
| Vorstadt Kabel 2 | 144 | 144 | 0 | 8,7 | 7,8 | - | - | 1253 | 1218 | 8,7 | 7,8 |

5.2 Verbraucherlastanrechnung

Wird im Netz die eingespeiste PV-Leistung lokal verbraucht, so ist diese nicht zu transportieren. Um diese Leistung erhöht sich also die Aufnahmefähigkeit des Netzes für die Einspeisung.

Zur Abschätzung dieser Verbraucherleistung wird zunächst das dynamisierte VDEW-Standardlastprofil für Haushalte (h_0) mit einem angenommenen Jahresenergieverbrauch von 4500 kWh je Einfamilienhaus zugrunde gelegt (vgl. Kap. 0). Der resultierende Leistungsverlauf wird mit $P_{h_0}(t)$ bezeichnet. Damit sind die abgeleiteten Aussagen erst ab 150 Haushalten anwendbar. Für die Mittelspannungsebene ist daher die Gültigkeit gegeben. In der Niederspannung können die Aussagen nur für größere Netzgebiete verwendet werden. Wesentlich bei der Berücksichtigung der Verbraucherlast zur Bestimmung der maximalen Einspeisung ist, dass diese Last auch sicher zum Zeitpunkt der Einspeisung vorliegt. Aus diesem Grund wird häufig die Minimallast des VDEW-Lastprofils herangezogen.

Vergleicht man ein beispielhaftes PV-Einspeiseprofil mit dem zugehörigen Verbraucherlastprofil, erkennt man eine deutlich höhere Verbraucherlast zum Zeitpunkt der maximal zu erwartenden Einspeiseleistung um die Mittagszeit $12:00 \pm 3$ h als die Minimallast (Bild 5.15).

Für die Ermittlung der Netzbelastbarkeit für Einspeiseanlagen ist nur jene Verbraucherlast zu werten, welche zu Zeiten auftritt, bei denen eine relevante Einspeiseleistung vorliegt.

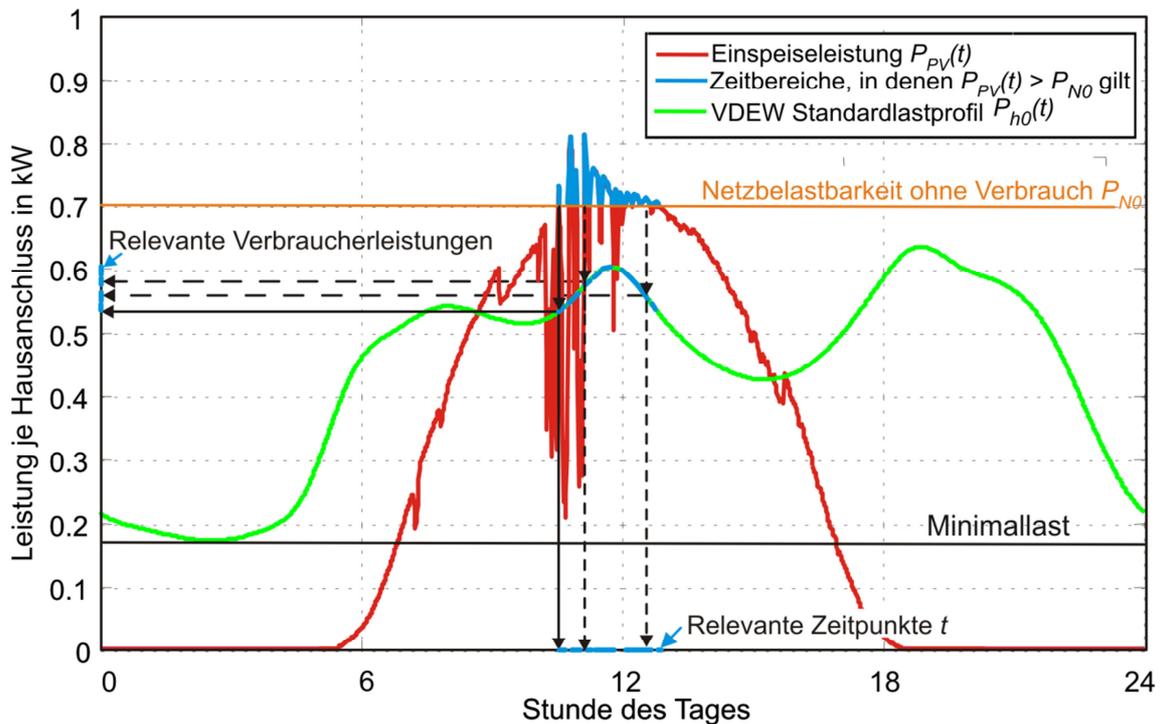


Bild 5.15: Beispielhafte Gegenüberstellung eines PV-Einspeiseprofiles und des VDEW-Standardlastprofils

Erforderlich wird die Anrechnung der Verbraucherlast erst, wenn ohne Berücksichtigung derselben eine Überlastung des Netzes möglich ist. Damit sind nur jene Zeitpunkte t relevant, bei denen die gesamte Einspeiseleistung in das Netz $P_{PV}(t)$ größer ist als die Netzbelastbarkeit ohne Berücksichtigung der Verbraucherlast P_{N0} (Bild 5.15, blau). Die anrechenbare Verbraucherlast $P_{h0,A}$ ist der kleinste Leistungswert des Verbrauches, welcher zu diesen Zeitpunkten t auftritt (Gl. 5.4).

$$P_{h0,A} = \min(P_{h0}(t)) \quad \text{Gl. 5.4}$$

$$\{t \in \mathfrak{R}; P_{PV}(t) > P_{N0}\}$$

Im Beispiel, welches in Bild 5.15 dargestellt ist, ist die Nebenbedingung für die blau markierten Leistungen erfüllt. Diese ergeben relevante Zeitpunkte zwischen 11:00 Uhr und 12:30 Uhr und einen zugehörigen Verbraucherlastbereich zwischen 520 W und 600 W. Die minimale Verbraucherlast zu diesen Zeitpunkten ergibt ca. 520 W. Nur diese Verbraucherleistung ist sichergestellt und damit anrechenbar.

Die relevanten Zeitpunkte und somit das resultierende Ergebnis hängen bei dieser Berechnung maßgeblich vom Verhältnis m der PV-Einspeiseleistung zur Netzbelastbarkeit ohne Verbraucherlast ab (Gl. 5.5).

$$m = \frac{P_{PV}}{P_{N0}} \quad \text{Gl. 5.5}$$

Für eine allgemeine Aussage wurde daher für die möglichen Verhältnisse m die anrechenbare Verbraucherlast $P_{h0,A}$ ermittelt. Datenbasis für die Berechnung waren die gemessenen PV-Leistungsprofile aus München Riem im Jahr 2005 und der Fachhochschule München aus dem

Jahr 2007. Diese wurden auf 15-Minuten-Mittelwerte umgerechnet, und zu jedem Zeitpunkt mit den Leistungswerten aus dem dynamisierten VDEW-Standardlastprofil h0 verglichen. Das Ergebnis im Bereich $1 < m < 2$ ist in Bild 5.16 dargestellt. Die Kurve kann für $m < 2,5$ auf 3 Bereiche angenähert werden (Tabelle 5.3).

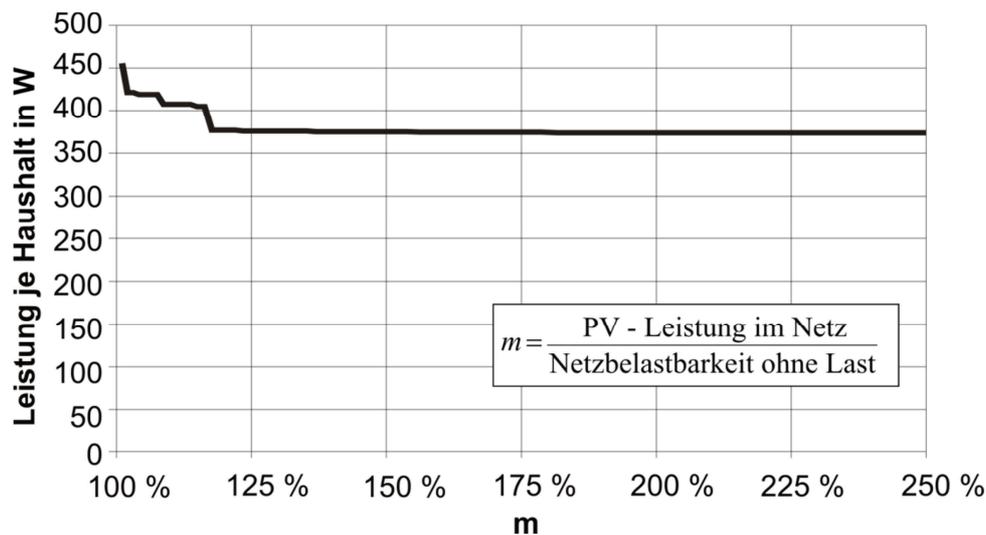


Bild 5.16: Anrechenbare Verbraucherlast in Abhängigkeit der Netzbelastbarkeit

Tabelle 5.3: Näherung der anrechenbaren Verbraucherlast durch drei Bereiche

| Bereich | $100 \% < m < 108 \%$ | $109 \% < m < 117 \%$ | $118 \% < m < 250 \%$ |
|------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Anrechenbare Last je Hausanschluss | 419 W | 407 W | 377 W |

Bei weniger als 150 Haushalten ist die Verwendung des VDEW-Lastprofils nicht mehr zulässig. Für einzelne Haushalte kann als gesicherter Verbrauch nur der Stand-by-Verbrauch angenommen werden. Dieser liegt bei ca. 11 % des Jahresenergieverbrauches und ergibt bei angenommenen 4500 kWh Energieverbrauch pro Jahr 57 W [SCH-02]. Ab 10 Haushalten kann die Taktung von Kühl- und Gefriergeräten vernachlässigt werden und deren Anteil am Energieverbrauch von ca. 31 % ebenfalls als gesichert angesehen werden. Der personenunabhängige Verbrauch ergibt sich damit zu ca. 160 W.

Im Bereich zwischen 10 und 150 Haushalten existieren keine Angaben zum gesicherten Verbrauch. Zur einfachen Abschätzung wird in diesem Bereich zwischen dem personenunabhängigen Verbrauch und der über das VDEW-Lastprofil ermittelten anrechenbaren Verbraucherlast linear interpoliert. Die anrechenbare Verbraucherlast befindet sich damit typisch zwischen 160 W und 419 W je Hausanschluss (Bild 5.17). Der konkret zu verwendende Wert ist von der installierten PV-Leistung, der Netzlastbelastbarkeit ohne Verbrauch sowie der Anzahl der Hausanschlüsse am kritischen Betriebsmittel (Kabel, Trafo) abhängig.

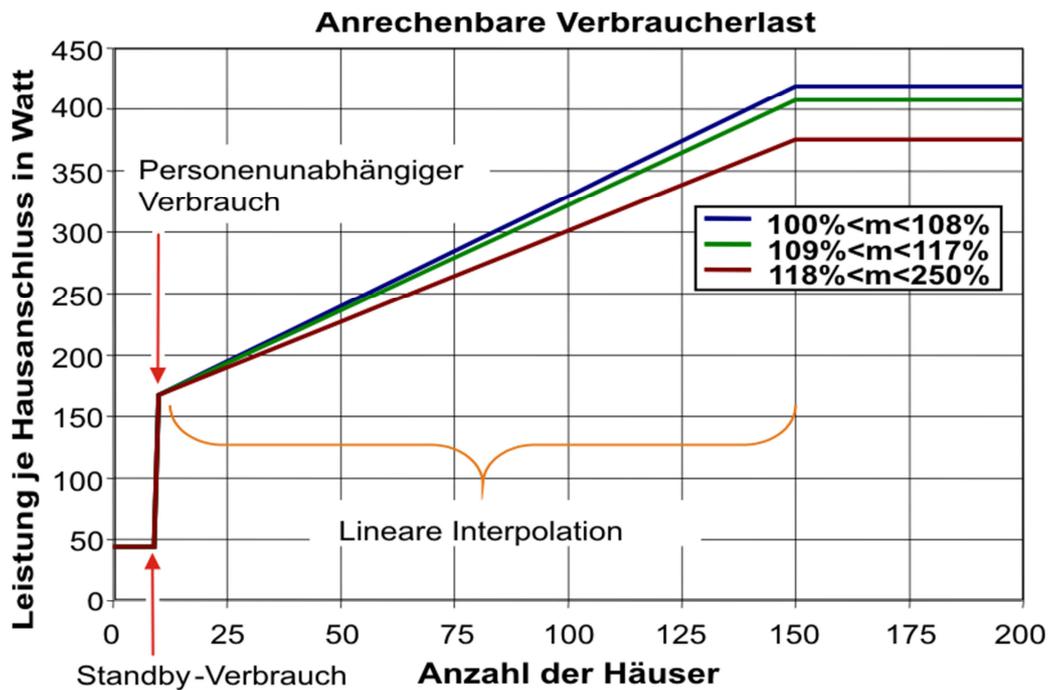


Bild 5.17: Ermittelte anrechenbare Verbraucherlast bei PV-Einspeisung in Abhängigkeit der Anzahl der Hausanschlüsse und der, auf die Netzbelastbarkeit ohne Verbrauch bezogene Einspeiseleistung m .

5.3 Belastbarkeit der Betriebsmittel

Die Betriebsmittelbelastbarkeit ist vor allem durch die Auswirkung der Erwärmung auf die Isolation bestimmt. Die Bemessungsgrößen von Transformatoren und Kabel sind für bestimmte Belastungsfälle definiert (vgl. Kap. 3.3.1). Durch die Überlagerung von Einspeisung und Verbrauch in den Netzen verändert sich das Belastungsprofil und damit die Erwärmung und die Belastbarkeit der Betriebsmittel. Zur Bestimmung der effektiven Betriebsmittelbelastbarkeit bei einer Einspeisung aus Photovoltaikanlagen wurden für Kabel und Transformatoren allgemeine Berechnungsmodelle zur Bestimmung der Betriebsmitteltemperatur erstellt. Diese Modelle wurden mit Kombinationen aus Einspeise- und Lastprofilen sowie der Umgebungstemperatur beaufschlagt. Aus den Berechnungsergebnissen wurden allgemeine Aussagen zur Betriebsmittelbelastung abgeleitet, welche als einspeisespezifische Grenzwerte weiterverwendet werden.

5.3.1 Transformatormodell

In Niederspannungsverteilsnetzen werden typischerweise Öl-Verteilnetztransformatoren entsprechend der DIN-42 500 eingesetzt. Zur Bestimmung der Erwärmung und des Alterungsverhaltens wurde ein Simulationsmodell entsprechend E DIN EN 60076-7 entwickelt. Dabei wurde die Lösung zur numerischen Bestimmung der Differenzialgleichung verwendet. Das Blockdiagramm des Differenzialgleichungsmodells ist in Bild 5.18 dargestellt.

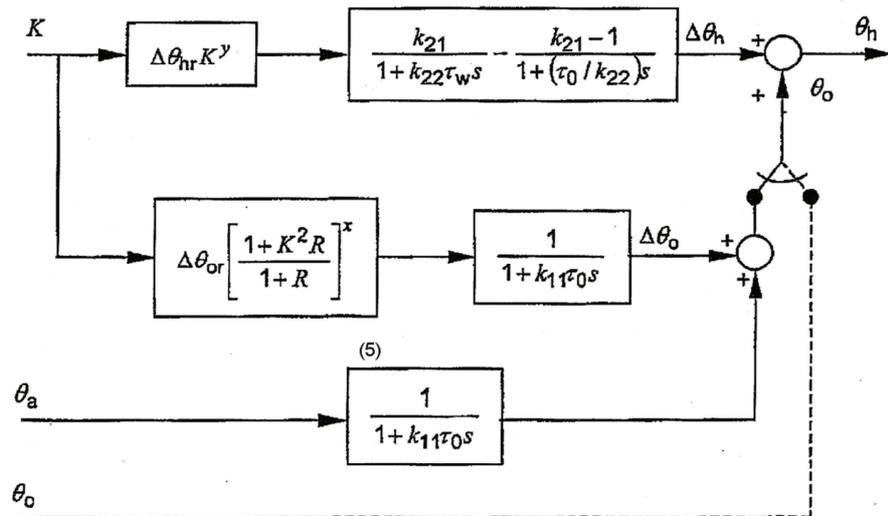


Bild 5.18: Blockdiagramm des thermischen Differenzialgleichungsmodells für Öl-Verteilnetztransformatoren (Auszug aus dem zwischenzeitlich überholten Norm-Entwurf E DIN EN 60076-7 (VDE 0532-76-7):2004-12; Urheberrechtl. Hinweise Seite 120). Genaue Beschreibung der Parameter in E DIN EN 60076-7 enthalten.

Die Eingangsparameter sind die zeitabhängigen Profile des auf den Bemessungsstrom bezogenen Belastungsstroms K sowie der Umgebungstemperatur (ambient) θ_A . Ausgangsgrößen sind die Temperatur der obersten Ölschicht (top oil) θ_O und die Heißpunkttemperatur (hot spot) θ_H . Aus diesen Größen wurde der spezifische Lebensdauerverbrauch V für Transformatoren mit nicht thermisch veredeltem Papier entsprechend Gl. 5.6 bestimmt.

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad \text{Gl. 5.6}$$

Für die weiteren Simulationsparameter wurden, sofern nicht anders angegeben, die der Norm entsprechenden Standardwerte gewählt.

Das Modell wurde als Skript in einem einschlägigen Netzberechnungsprogramm implementiert. Somit werden direkt die sich aus der Lastflussberechnung ergebenden Ströme als Eingangsgrößen verwendet. Die Verifikation erfolgte mittels der in der Norm angegebenen Testprofile. Hierbei wurden keine Abweichungen festgestellt.

5.3.2 Bestimmung der Transformatorbelastbarkeit

Für die Bestimmung der Transformatorbelastbarkeit wurde beispielhaft ein Transformator der Type SGB DOTUL 400/H 20 ($S_{Tr} = 400 \text{ kVA}$; $u_k = 4 \%$) verwendet. Die Verlustparameter k_{11} , k_{22} , k_{11} sowie die thermischen Zeitkonstanten τ_w und τ_o wurden hierfür aus einem, vom Hersteller zur Verfügung gestellten, gemessenen Erwärmungslauf ermittelt. Die Aufstellungsart des Transformators ist „eingehaust“. Dies wird entsprechend E DIN EN 60076-7 durch eine um 7,5 K erhöhte Umgebungstemperatur nachgebildet.

Als Eingangsgrößen wurden die gemessenen Werte für die AC-Leistung und die Umgebungstemperatur der PV-Anlage der Messe München aus dem Jahr 2005 verwendet. Die gemessene Einspeisecharakteristik der PV-Anlage wurde entsprechend der angenommenen Anlagen-

leistung linear skaliert. Die elektrische Modellierung der Anlage erfolgte als negative Last mit $\cos(\varphi) = 1$. Die Oberspannungsseite des Transformators wurde mit einem starren 20-kV-Netz verbunden.

Zur einfachen Vergleichbarkeit der Simulationen wurde ein Einspeisefaktor definiert. Dieser beschreibt das Verhältnis der Wechselrichterbemessungsleistung P_{WR} zur Bemessungsleistung des Transformators S_{Tr} (Gl. 5.7).

$$EF = \frac{P_{WR}}{S_{Tr}} \quad \text{Gl. 5.7}$$

Die Nachbildung der zusätzlichen Verbraucherlast erfolgte mittels des dynamisierten VDEW-Standardlastprofils für Haushalte h0. Als Vergleichsgröße wurde ein Lastfaktor LF definiert, welcher der Anzahl der Haushalte entspricht, mit denen der Transformator belastet wird. Einem Lastfaktor $LF = 1$ wird dabei ein Profil mit einem Jahresenergieverbrauch von 4500 kWh zugrunde gelegt (vgl. Kap. 5.2). Der Leistungsfaktor des Verbrauches wurde mit $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{ind.}}$ angenommen.

Die Simulation erfolgte in 1-Minuten-Intervallen. Die Schrittweite ist aufgrund der minimalen Windungszeitkonstante von $\tau_w = 4$ min ausreichend. Für jeden Parametersatz wurde der gesamte Zeitraum des Jahres 2005 simuliert.

Das Ergebnis für die Öl-, Hotspot- und Umgebungstemperatur sowie die relative Alterungsgeschwindigkeit eines Simulationslaufes für einen Einspeisefaktor $EF = 1,5$ ($P_{WR} = 600$ kW; $S_{Tr} = 400$ kVA) ist in Bild 5.19 dargestellt.

Die maßgebliche Hotspot-Temperatur bleibt dabei fast immer unter 100 °C. Die Alterungsgeschwindigkeit liegt im Mittel deutlich unter 1. Die summierte relative Alterung beträgt 76,6 h im Jahr. Die maximale Temperatur des Transformators beträgt 104 °C. Die Einspeiseleistung und Temperaturen dieses Tages sind in Bild 5.20 dargestellt.

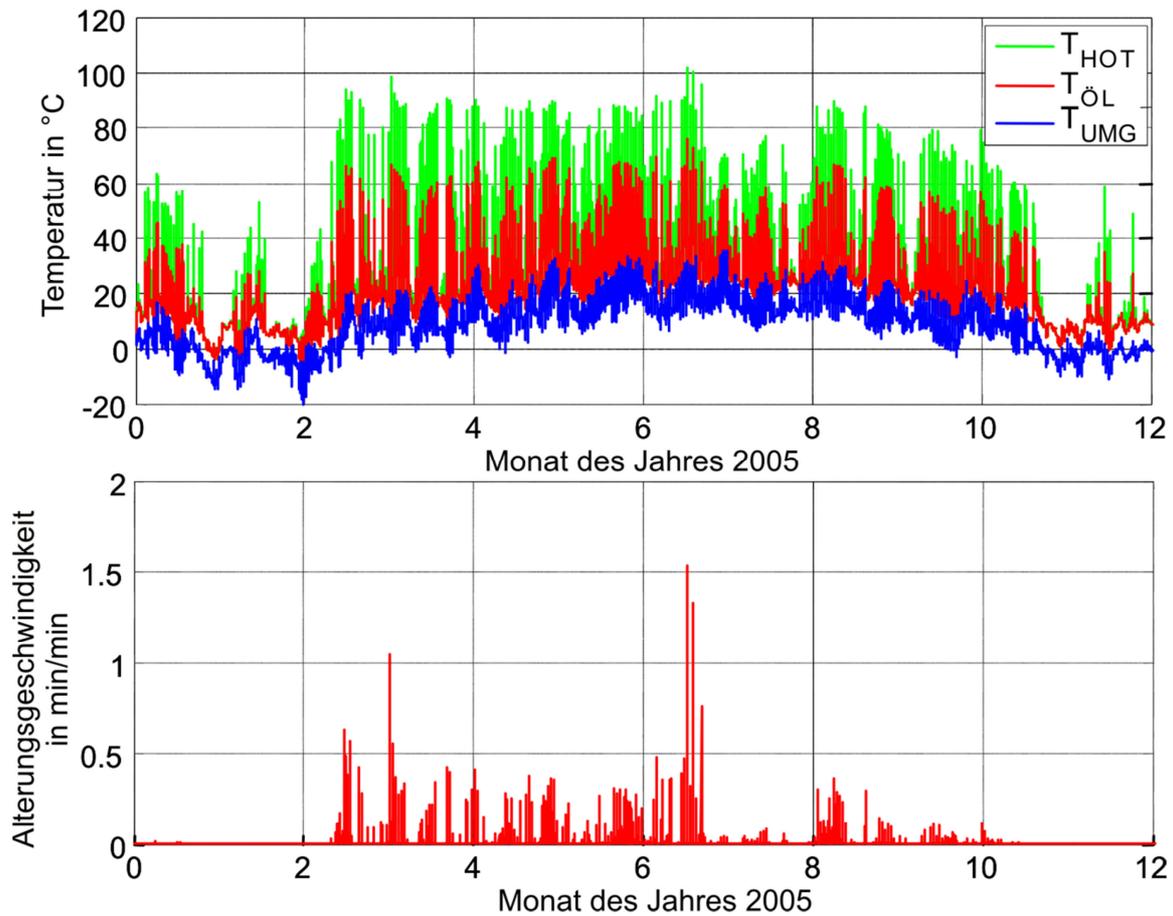


Bild 5.19: Öl-, Hotspottemperatur und relative Alterungsgeschwindigkeit als Ergebnis einer Transformator-Jahressimulation mit einer reinen PV-Einspeisung ohne Verbraucherlast ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$)

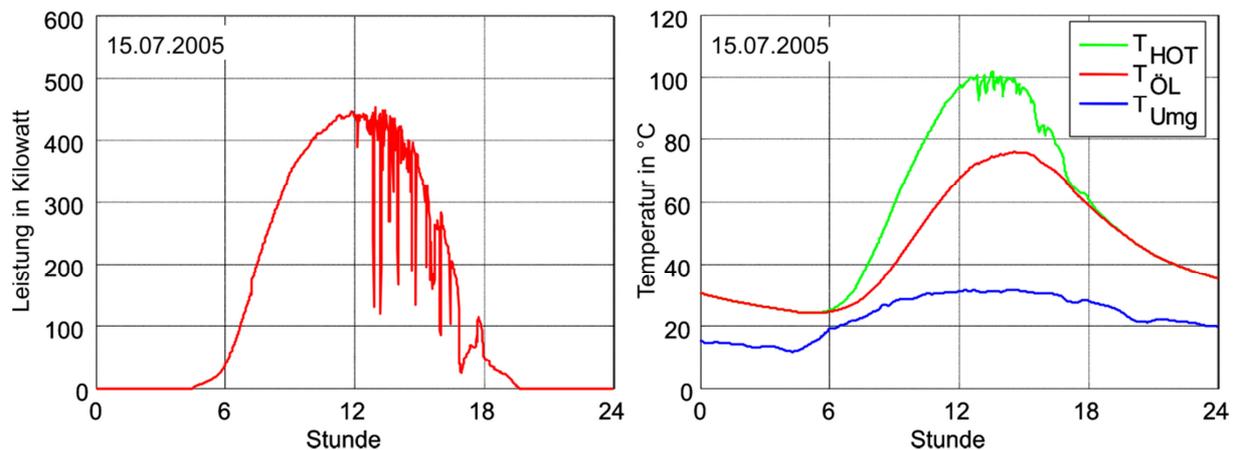


Bild 5.20: Leistung und Temperaturen am Tag der maximalen Hotspot-Temperatur ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$)

Wesentliche Ursache für die hohe Hotspot-Temperatur ist die hohe Umgebungstemperatur von ca. 35 °C sowie die kontinuierliche Einspeisung über einen längeren Zeitraum. Die erzeugte Leistungsspitze von ca. 460 kW ist hingegen deutlich geringer als die Bemessungsleistung von 600 kW der PV-Anlage. Diese geringe Einspeiseleistung ist ebenso auf die hohe Umgebungstemperatur und die aufgrund der dauerhafte Einstrahlung hohen Modultemperaturen zurückzuführen, welche einen geringen Modulwirkungsgrad zur Folge haben (vgl. Kap. 2.2.1).

Die maximale Einspeiseleistung beträgt 108 % der Anlagenleistung (648 kW) und tritt am 04.05.2005 auf. Die Hotspot-Temperatur erreicht aufgrund der fluktuierenden Einspeisung sowie der geringen Umgebungstemperatur von ca. 18 °C nur ca. 85 °C (Bild 5.21).

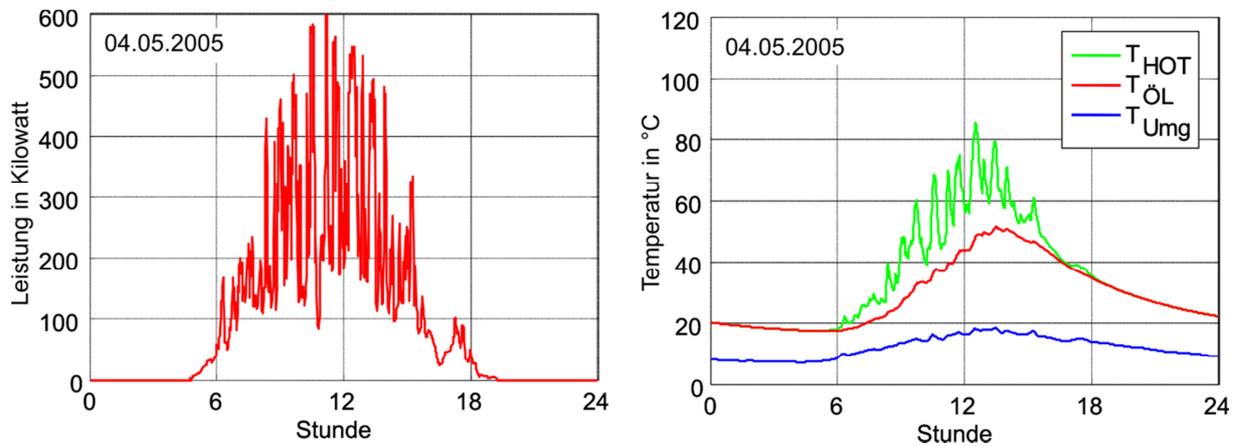


Bild 5.21: Leistungen und Temperaturen am Tag der maximalen Leistungseinspeisung ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$)

Die Berechnungen wurden für verschiedene Einspeisefaktoren zwischen 0,5 und 2,25 ohne Verbraucherlast durchgeführt (Bild 5.22).

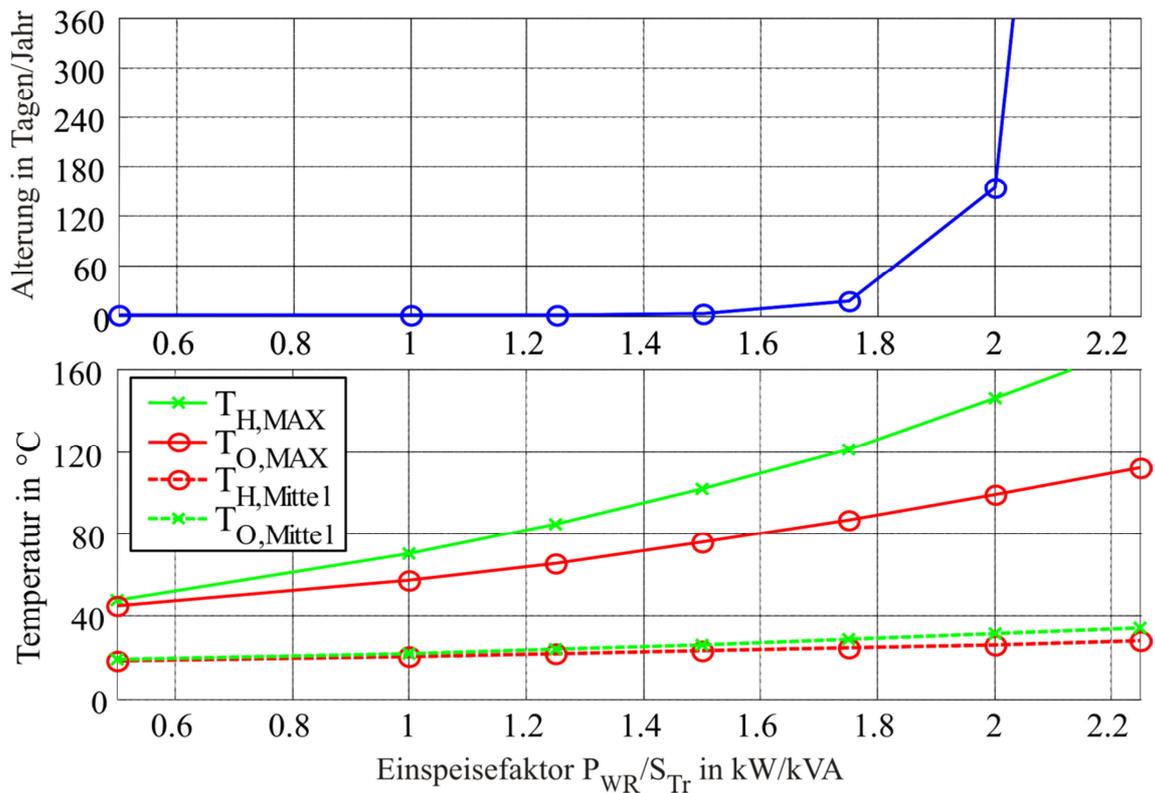


Bild 5.22: Temperaturen und kumulierter Lebensdauererbrauch in Abhängigkeit des Einspeisefaktors ($S_{Tr} = 400$ kVA, $LF = 0$)

Die Alterung des Transformators spielt bis $EF = 2,0$ eine vernachlässigbare Rolle. Dies ist auf die langen Phasen ohne oder ohne nennenswerte Belastung zurückzuführen. Die maximal zulässige Transformatortemperatur für eine zyklische Belastung entsprechend E DIN EN 60076-7 von 120°C wird bei einem Einspeisefaktor von ca. $EF = 1,7$ erreicht.

Aufgrund der Strombelastbarkeit von Armaturen und Klemmen wird in der Norm der maximale Strom für zyklische Belastung auf das 1,5-fache des Bemessungsstromes begrenzt. Hierbei sind zu den thermischen Grenzen noch deutliche Reserven vorhanden und es liegt keine forcierte Alterung vor.

Eine Berücksichtigung der Verbraucherlast führt sowohl zu einer Absenkung der maximalen Belastung als auch zu einer Erhöhung der Vorbelastung des Transformators, da die Abkühlung während der Nachtstunden nur bedingt erfolgen kann. Zur Quantifizierung wurden daher bei allen Einspeisefaktoren Berechnungen mit verschiedenen Lastfaktoren durchgeführt. In Bild 5.23 ist exemplarisch das Ergebnis einer Belastung mit 330 Haushalten dargestellt.

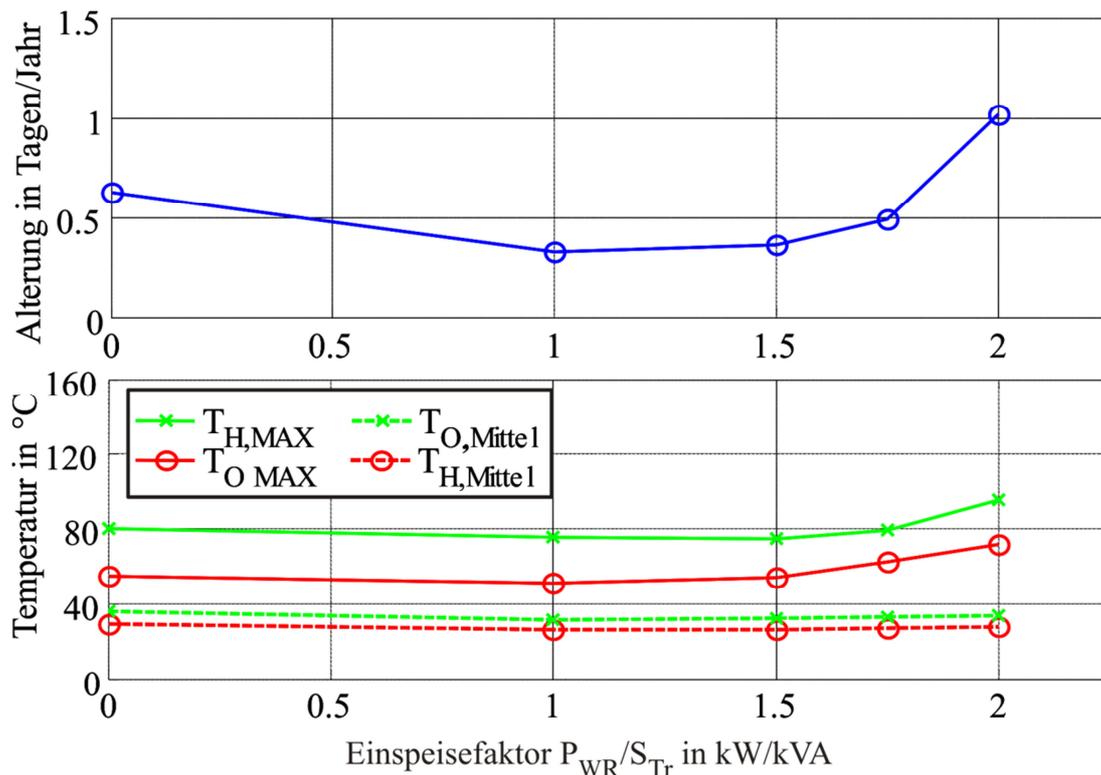


Bild 5.23: Auswirkung einer zusätzlichen Verbraucherlast von 330 Haushalten auf Temperaturen und kumulierter Lebensdauer ($S_{Tr} = 400$ kVA, $LF = 330$)

Im Vergleich zu den Berechnungen ohne Verbraucherlast werden dabei die mittleren Öl- und Hotspot-Temperaturen erhöht, die auftretenden Maxima jedoch deutlich reduziert. Ebenso wird der spezifische Lebensdauerverbrauch reduziert. Bei geringeren Verbraucherlasten ist der Effekt weniger ausgeprägt. Eine Kombination von Verbraucherlast und PV-Einspeisung wirkt sich daher positiv auf die Transformatorbelastbarkeit aus.

Bei weiteren Simulationen mit $EF = 1,5$ ohne Last und unter Verwendung der in der Norm genannten Parametersätze für 400-kVA- und 630-kVA-Transformatoren wurden weder die thermischen Grenzwerte überschritten noch eine unzulässig hohe Alterung erreicht. Auf eine Simulation von Verteilnetztransformatoren kleinerer Leistung wurde verzichtet, da diese aufgrund der relativ größeren Oberflächen tendenziell unempfindlicher gegenüber Belastungen über der Bemessungsleistung sind als größere Transformatoren.

Aufgrund der Ergebnisse aus den Simulationen wird empfohlen, eine Belastbarkeit von Öl-Verteilnetztransformatoren für eine Belastung mit Photovoltaikanlagen in der Höhe des 1,5-fachen der Bemessungsscheinleistung zuzulassen [KER-08b]. Bei der praktischen Anwendung ist auf eventuelle von der E DIN EN 60076-7 abweichende Stationsgebäude (Wärme-klassen) und die Belastbarkeit des Niederspannungsverteilers sowie der Schutzeinrichtungen zu achten.

Eine Bestimmung der Belastbarkeit von Gießharz-Transformatoren wurde nicht durchgeführt, da kein allgemein anerkanntes Berechnungsmodell für diese Transformatoren bekannt ist. Es kann bei diesen daher nur von einer maximalen Belastung mit $EF = 1$ ausgegangen werden.

5.3.3 Kabelmodell

Die thermische Belastbarkeit von Niederspannungsenergiekabeln ist von der höchsten Temperatur des Isolierstoffes abhängig, welche direkt am Übergang zum Innenleiter auftritt. Zur Bestimmung der Leitertemperatur ϑ_L wurde das Rechenverfahren nach Mindestzeitwerten adaptiert [HEI-99]. Nach dem thermischen Ersatzschaltbild (Bild 5.24) ergibt sich die Leitertemperatur aus der Umgebungstemperatur ϑ_a sowie dem Temperaturgefälle $\Delta\vartheta$. Der thermische Widerstand R_{th} repräsentiert den gesamten Übergangswiderstand vom Innenleiter bis zum entfernten Erdreich bzw. zur Luft mit der Umgebungstemperatur ϑ_a . C_{th} repräsentiert die Wärmekapazität des Leiters. Die Wärmekapazität des Erdreichs bzw. der Umgebungsluft wird nicht berücksichtigt, da diese nicht allgemein zu ermitteln ist. Durch die damit verringerte thermische Zeitkonstante handelt es sich um eine Abschätzung zur sicheren Seite.

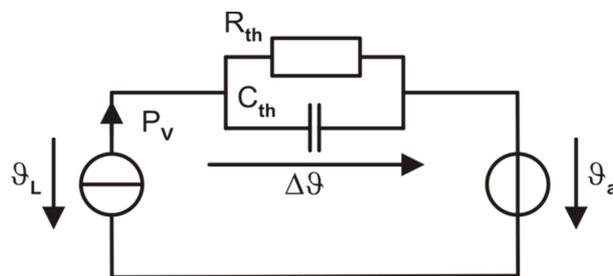


Bild 5.24: Vereinfachtes Wärmeersatzschaltbild für Niederspannungsenergiekabel

Die im Kabel entstehende Wärmeleistung P_V setzt sich aus den Stromwärmeverlusten, den dielektrischen Verlusten und den Zusatzverlusten durch Stromverdrängung im Leiter zusammen. In Niederspannungsenergiekabeln können die dielektrischen Verluste vernachlässigt werden [FLO-01; HEI-99]. Die Stromwärmeverluste und die Zusatzverluste werden in einem gegenüber Gleichstrom leicht erhöhten Wechselstromwiderstand R_W des Leiters zusammengefasst und berechnen sich in Abhängigkeit des Belastungsstromes I_L nach Gl. 5.8.

$$P_V = I_L^2 \cdot R_W \quad \text{Gl. 5.8}$$

Die Umgebungstemperatur ϑ_a wird bei Erdverlegung konstant als 20 °C angenommen. Für in Luft verlegte Leitungen gilt $\vartheta_a = 30$ °C. Die Lösung der aus dem Ersatzschaltbild resultierenden linearen Differenzialgleichung 1. Ordnung erfolgt durch numerische Integration der berechneten Zeitschritte.

Der thermische Übergangswiderstand zum entfernten Erdreich R_{th} wird aus den Kabeldaten ermittelt. Hierzu wird angenommen, dass die maximale Betriebstemperatur jedes Kabels genau bei Belastung mit dem zulässigen Dauerstrom I_{dz} bei einer Erdbodentemperatur von 20 °C erreicht wird.

In der Regel ist die maximale Dauerstrombelastbarkeit I_{dz} nicht gegeben. Sie wird aus dem zulässigen Strom für "EVU-Last" I_Z über die entsprechenden Korrekturfaktoren nach DIN VDE 0276-603 aus dem Belastungsgrad ermittelt. Bei in Erde verlegten Energiekabeln wird ein Belastungsgrad $m = 0,7$ zugrunde gelegt, wie er in „Energieversorgungsunternehmen“ üblich ist (EVU-Last; Bild 5.25). Der Belastungsgrad wird aus dem Verhältnis von Höchstlast zur mittleren Last eines Tageslastganges bestimmt [ABB-99].

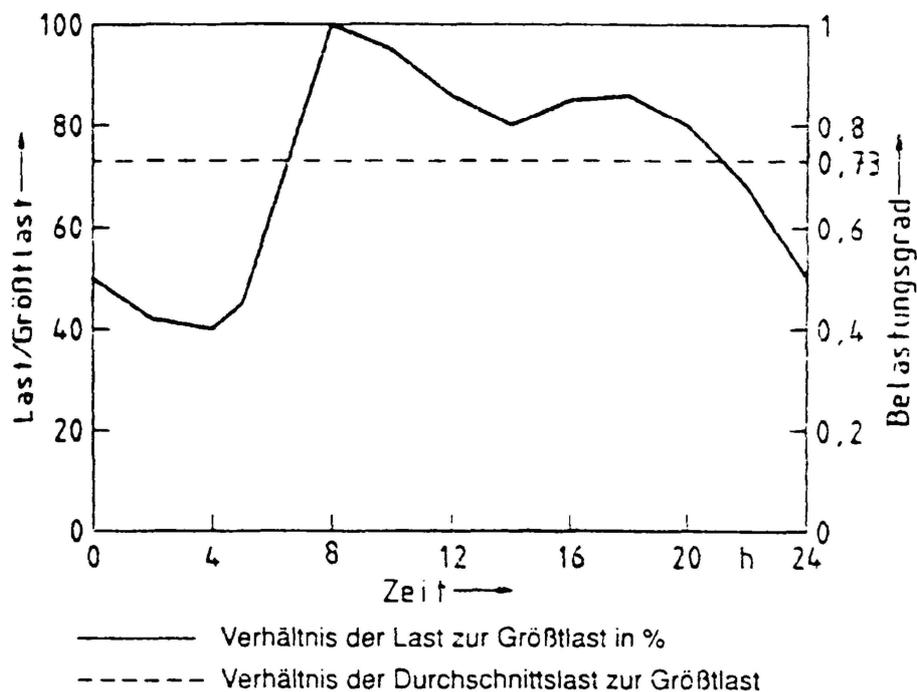


Bild 5.25: Tageslastgang und Bestimmung des Belastungsgrades. Beispielhaft dargestellt für einen Belastungsgrad $m = 0,73$ [ABB-99]

Bei der Bestimmung der Wärmekapazität C_{th} wird nur das Leitermaterial berücksichtigt. Durch die Vernachlässigung der Wärmekapazität der Isolierung handelt es sich ebenso um eine Abschätzung zur sicheren Seite.

Für kunststoffisolierte Kabel sind keine allgemein anerkannten Modelle zur Berechnung der Alterungsgeschwindigkeit bekannt. Als limitierende Größe wird daher die maximal zulässige Dauerbetriebstemperatur des Kabels verwendet (z. B. 70 °C bei PVC). Oberhalb der Dauerbetriebstemperatur ist zwar keine rapide Zunahme der Alterungsgeschwindigkeit zu erwarten, im Falle des maximalen 1-s-Kurzschlussstromes kann jedoch die maximale Kurzschlussstemperatur überschritten, und die Isolation nachhaltig geschädigt werden.

5.3.4 Bestimmung der Belastbarkeit von Energiekabeln

Die Simulation erfolgte wie beim Transformator anhand der gemessenen Leistungsdaten der PV-Anlage Messe München. Zur besseren Vergleichbarkeit der Simulationen werden ein Einspeisefaktor EF und ein Lastfaktor LF analog zu den Berechnungen am Transformator definiert.

Der für die Belastung maßgebende Strom im Kabel I_L ist bei gegebener Einspeiseleistung von der Spannung am Einspeiseknoten U_K abhängig. Daher wurden die Berechnungen für eine Knotenspannung U_K für Nennspannung und für die maximal zulässige Spannung von 110 % der Nennspannung durchgeführt. Damit ist die thermische Belastung für den besten und schlechtesten Fall bestimmt.

In Tabelle 5.4 sind die Eckdaten der Kabel und Leitungen angeführt, für die die Berechnung durchgeführt wurde. Da die kleinste thermische Zeitkonstante 3,5 min beträgt ist eine Simulationsschrittweite von 1 min noch ausreichend.

Tabelle 5.4: Übersicht der simulierten Kabel und Leitungen

| Kabeltyp | Bemessungsstrom | Thermische Zeitkonstante |
|----------------------------|-----------------|--------------------------|
| NAYY 4x150 mm ² | 275 | 26,7 min |
| NAYY 4x185 mm ² | 313 | 31,4 min |
| NXX 4x70 mm ² | 232 | 18,7 min |
| NY Y 4x95 mm ² | 280 | 23,6 min |
| NFA2X 4x70 mm ² | 270 | 3,5 min |
| NFA2X 4x95 mm ² | 320 | 4,5 min |

Obwohl bei Kabeln und Leitungen kein Einfluss der Umgebungstemperatur angenommen wird, gibt es aufgrund der thermischen Zeitkonstante auch hier eine Diskrepanz zwischen dem Tag der maximalen Leistungsspitze und dem Tag der maximalen Kabeltemperatur (Bild 5.26).

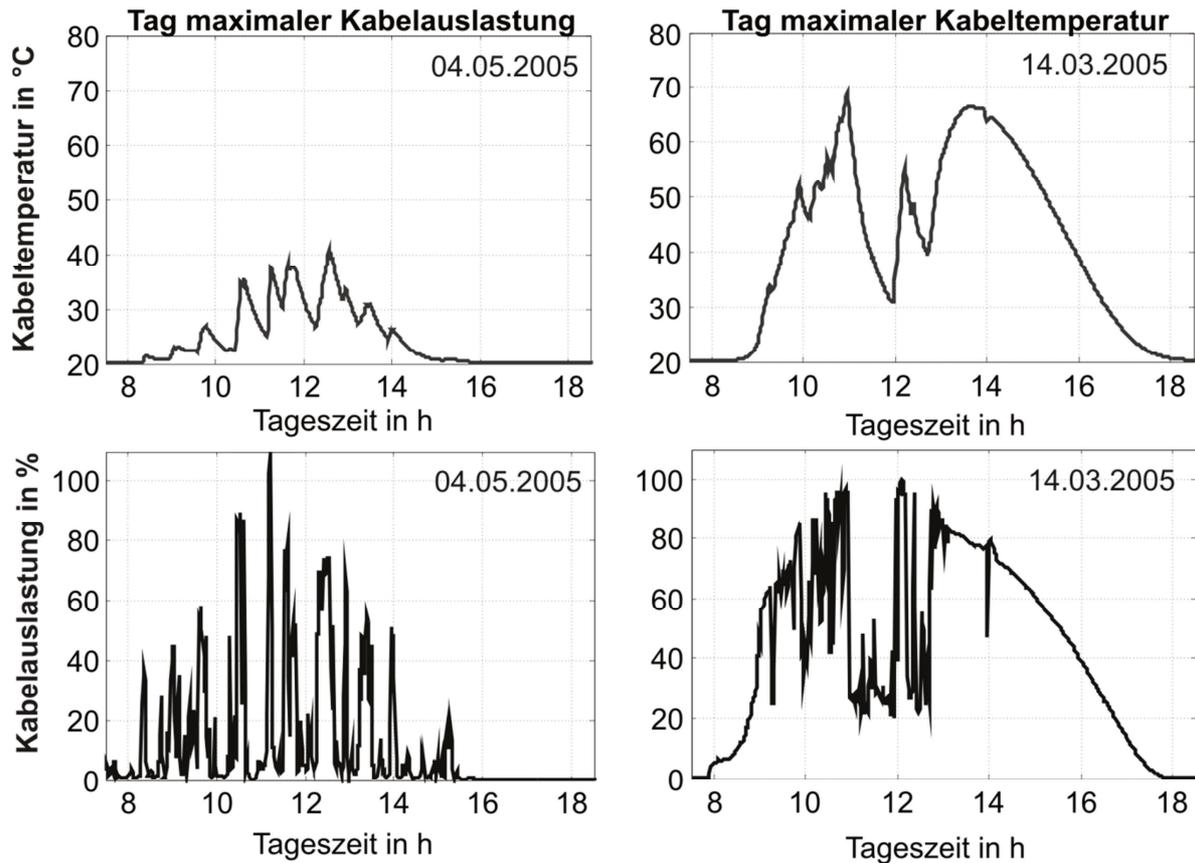


Bild 5.26: Beispielhafter Verlauf der Kabeltemperaturen und Einspeiseleistungen am Tag der maximalen Leistungsspitze und am Tag der maximalen Kabeltemperatur

Bei der Untersuchung wurden ebenfalls detaillierte Vergleiche zwischen Einspeiseleistung und Verbraucherlast bei verschiedenen Spannungsannahmen durchgeführt. Ausgewertet wurde die in der Jahressimulation maximal erreichte Kabeltemperatur bei verschiedenen Belastungsfällen. Beispielhaft sind die resultierenden Isothermen der Maximaltemperatur für das am häufigsten verwendete Kabel NAYY 4x150mm² in Bild 5.27 dargestellt.

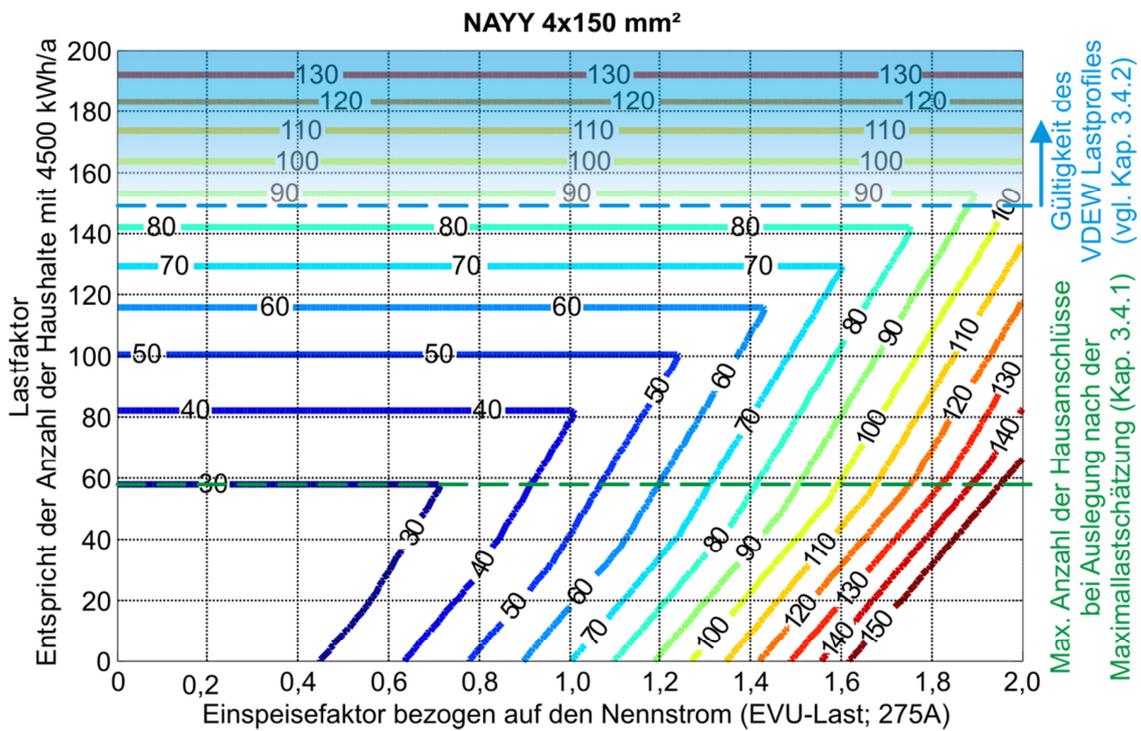


Bild 5.27: Isothermen der bei Jahressimulationen aufgetretenen, maximalen Kabeltemperatur in Abhängigkeit vom Einspeisefaktor für ein Kabel des Typs NAYY 4x150mm²

Es ist zu erkennen, dass, wie bei den Transformatoren, die maximale Belastung bei reiner Einspeisung ohne Verbraucherlast auftritt. Im dargestellten Beispiel wird die Grenztemperatur von 70 °C ohne Verbraucherlast bei einem Einspeisefaktor $EF = 1$ erreicht. Damit ist das Kabel mit dem Bemessungsstrom für EVU-Last auch für die Einspeisung aus PV-Anlagen geeignet. Die maximale Belastbarkeit des Kabels bei der Auslegung mittels der Maximallastschätzung (EG3; Kap. 3.4.1) ergibt eine maximale Anzahl von 58 Hausanschlüssen am Beispielkabel. Die Anrechnung der Verbraucherlast mittels des Lastfaktors ist grundsätzlich erst ab $LF = 150$ gültig (Kap. 3.4.2) und liegt damit deutlich höher als die über das Kabel versorgbare Anzahl von Hausanschlüssen. Für die Abschätzung der Tendenz ist dies jedoch zulässig.

Die Ergebnisse für die anderen Kabeltypen sind ähnlich. Eine Übersicht der Einspeisefaktoren, bei denen in der Jahressimulation die Grenztemperatur ohne Berücksichtigung der Verbraucherlast erreicht wurde, ist in Tabelle 5.5 dargestellt. Die Toleranzbereiche ergeben sich bei der Vorgabe von festen Leistungswerten aus der Variation der Knotenspannung U_K .

Tabelle 5.5: Simulierte Kabel und Leitungen

| Kabeltyp | EF bei 70 °C |
|----------------------------|----------------|
| NAYY 4x150 mm ² | 1,00 - 1,10 |
| NAYY 4x185 mm ² | 1,02 - 1,12 |
| NXX 4x70 mm ² | 0,97 - 1,07 |
| NYN 4x95 mm ² | 0,99 - 1,09 |

Zur Plausibilisierung der erhaltenen Werte wurde entsprechend dem in DIN VDE 0276-603 angegebenen Verfahren der Belastungsgrad für Lastprofile von einzelnen Einspeisetagen ermittelt. Dabei ergab sich ein Belastungsgrad bei PV über 24 h von 0,3 (vgl. Bild 5.25) und über die so ermittelten Näherungsfaktoren eine Belastbarkeit von 104 % I_Z .

Im Rahmen der begrenzten Berechnungsgenauigkeit kann davon ausgegangen werden, dass Niederspannungsenergiekabel im Allgemeinen bei einer Belastung mit einem PV-Profil dieselbe Übertragungsfähigkeit haben wie bei einer Belastung mit einem EVU-Profil.

Aufgrund des rudimentären Kabelmodells und der konservativen Abschätzungen kann davon ausgegangen werden, dass in vielen Fällen tatsächliche Übertragungsfähigkeit höher liegt als die ermittelte. Eine Quantifizierung ist jedoch nicht möglich.

5.4 Spannungsbeeinflussung durch Blindleistung

Die Aufnahmefähigkeit des Netzes wird neben der zulässigen Betriebsmittelbelastung auch durch die notwendige Einhaltung des Spannungsbandes begrenzt. Eine der effizientesten und vor allem am einfachsten in die Praxis umzusetzenden Möglichkeiten zur Spannungsbeeinflussung im Netz ist der gezielte Verbrauch oder die Bereitstellung von induktiver Blindleistung (vgl. 3.5). Andere Möglichkeiten zur Beeinflussung der Netzspannung (vgl. Kap. 3.5), wie eine Spannungsregelung am Verteilnetztransformator oder der Einsatz von Speichern wurden mangels kurzfristiger Verfügbarkeit bzw. aufgrund der hohen Kosten nicht untersucht.

Aktuelle Wechselrichter von Photovoltaikanlagen in der Niederspannung sind in der Regel selbstgeführt [KER-09b] und somit grundsätzlich in der Lage, Blindleistung bereitzustellen. Derzeit wird von dieser Möglichkeit nicht Gebrauch gemacht, da dies keinen Kundenvorteil bringt und bisher auch von den Netzbetreibern nicht gewünscht war. Aufgrund der sich aus der vermehrten Einspeisung ergebenden Spannungsprobleme wird die Möglichkeit zunehmend gefordert [BDE-08] und soll auch in die künftigen VDE-Anwendungsregeln [VDE-09] integriert werden.

Wird bei Blindleistungsbereitstellung dieselbe maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage gefordert, ergibt sich eine höhere Strombelastung und damit eine größere Dimensionierung des Wechselrichters. Der benötigte höhere Stromwert ist jedoch vergleichsweise gering.

So ist beispielsweise bei einer größeren Dimensionierung eines Wechselrichters mit einem Bemessungsstrom von 10 A auf 11,1 A bei derselben Wirkstromeinspeisung von $I_W = 10$ A ein zusätzlicher Blindstrom von $I_B = 4,8$ A möglich. Dies entspricht einem Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{ind}}$. (Bild 5.28).

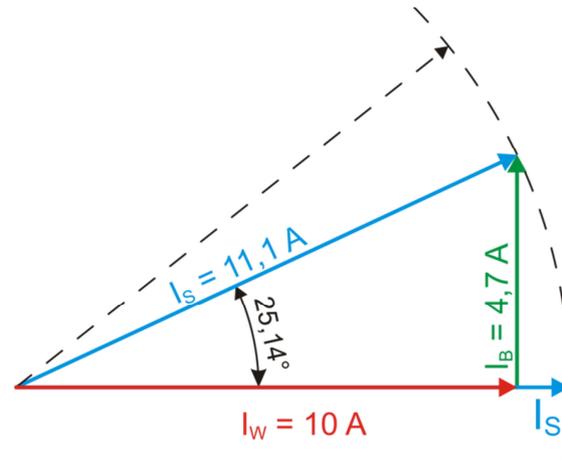


Bild 5.28: Zeigerdiagramm der Wechselrichterströme bei $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{ind}}$

Müsste derselbe Blindstrom von einem eigenständigen Gerät (Drossel) zur Verfügung gestellt werden, so müsste die Drossel für den gesamten Blindstrom von 4,8 A bemessen werden. Die Nutzung der vorhandenen Wechselrichterkapazitäten ist der effektivste Weg eine Blindleistungs-Spannungs-Regelung zu realisieren.

5.4.1 Auswirkungen der Blindleistung und Einsatzoptimierung

Grundlage der Spannungsbeeinflussung mittels Blindleistung ist, dass induktive Blindleistung durch das Mittel- und Niederspannungsnetz transportiert wird und so primär eine Winkeländerung des Spannungszeigers verursacht. Damit ergeben sich folgende weitere Auswirkungen der Blindleistung:

- Der Blindleistungstransport durch das Netz erhöht die Strombelastung der Betriebsmittel. Deshalb ist eine Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze oder zur Verbesserung der Spannungsqualität nur dann sinnvoll, wenn die Grenzen der Betriebsmittelbelastbarkeit im Netz noch nicht erreicht sind.
- Der erhöhte Strom bedingt weiters eine Erhöhung der Netz- und Wechselrichterverluste. Daher ist eine gezielte Anforderung induktiver Blindleistungsabnahme auf das erforderliche Minimum zu beschränken.
- Bei der Betrachtung der resultierenden Spannungsänderung durch den Blindleistungstransport im Niederspannungsnetz ist die Reaktanz des Ortsnetztransformators wesentlich. Hier tritt bei einem gemeinsamen Regelverhalten der Einzelanlagen ein wesentlicher Teil der Spannungsänderung auf. Die Berechnung muss aufgrund der unterschiedlichen Verhältnisse von R/X von Leitungen und Transformator (vgl. Kap. 5.1.2) mittels der komplexen Lastflussrechnung durchgeführt werden.

Für alle Anwendungen einer dezentralen Blindleistungs-Spannungs-Regelung ist daher die Regelung so zu konzipieren, dass die angeforderte Blindleistung möglichst spannungseffektiv eingesetzt wird. Bei verteilten Wechselrichtern im Netz ist dies entsprechend Gl. 3.5 und Gl. 3.6 der Knoten mit der höchsten Netzimpedanz. Erst nachdem die Regelmöglichkeiten an diesem Knoten ausgeschöpft sind, sollte der nächste Knoten zu regeln beginnen. Dies führt zu einer ungleichen Belastung der Wechselrichter im Netz, ist jedoch aus oben genannten Grün-

den sinnvoll und unter Berücksichtigung der generellen Minimierung der Blindleistungsanforderungen und der geringen Nachteile für den Anlagenbetreiber bei einer Regelanforderung vertretbar.

5.4.2 Regelung zur Einhaltung des Spannungsbandes

Ziel dieses Regelkonzeptes ist es, die Aufnahmefähigkeit der Netze bei einer möglichen Überschreitung des Spannungsbandes zu erhöhen, indem die Spannung durch induktiven Blindleistungsbezug im zulässigen Bereich gehalten wird. Die Schwierigkeit bei einer verteilten Spannungsbandregelung ist, dass für die maximale Spannungsbandeinhaltung auch Wechselrichter Blindleistung beziehen müssen, die selbst noch keine erhöhte Spannung messen. Schematisch ist dies in Bild 5.29 dargestellt.

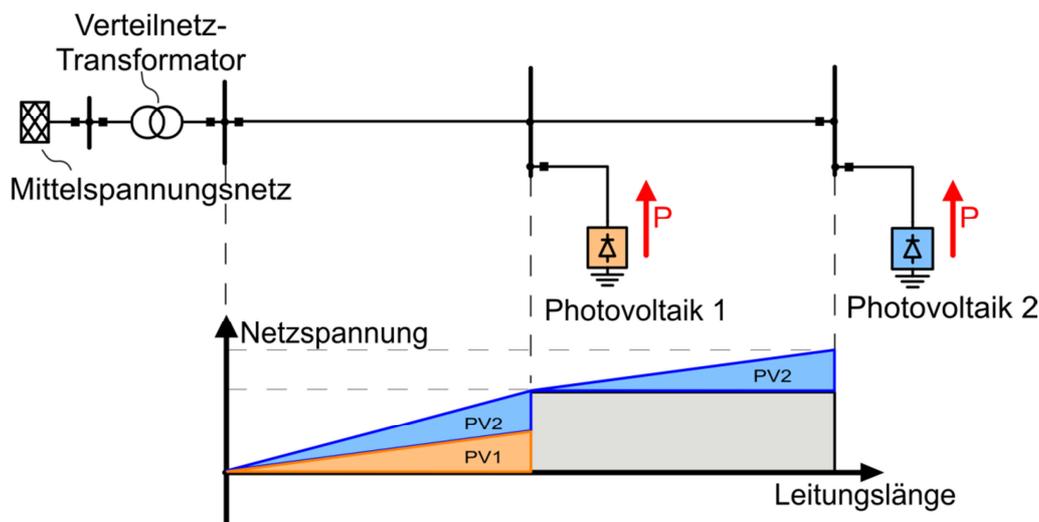


Bild 5.29: Schematische Darstellung der Spannungsverteilung bei verteilter Einspeisung

Soll bei maximaler Einspeisung die zulässige Spannung an Photovoltaikanlage 2 nicht überschritten werden, muss auch Photovoltaikanlage 1 induktive Blindleistung beziehen. Eine Möglichkeit dies zu erreichen ist die Verwendung von Kommunikationstechnologien, welche die Information der maximalen Spannung zwischen den Wechselrichtern kommuniziert. Eine andere Möglichkeit ist eine individuelle Spannungs-Blindleistungs-Kennlinie für jeden Wechselrichter. Die dritte Möglichkeit ist eine automatische Kennlinienanpassung der Wechselrichter, welche im folgenden Kapitel beschrieben wird.

5.4.2.1 Konzept für eine autonome Blindleistungsregelung von Umrichteranlagen

Das Regelkonzept für die autonome Blindleistungsregelung zur Spannungsbandeinhaltung geht von folgenden Randbedingungen aus:

- Es gibt keine Kommunikation zwischen den Wechselrichtern, da diese in vorhandenen Niederspannungsnetzen nicht gegeben ist und die Kosten für Installation und Betrieb hoch wären.
- Es muss eine automatische Anpassung der Regelung an verschiedene Netzgegebenheiten und Situationen erfolgen, da eine manuelle Parametrierung der Wechselrichter bei der großen Zahl der Wechselrichter einen hohen Kosten- und Verwaltungsaufwand nach sich ziehen würde.

- Mischbetrieb mit vorhandenen, nicht regelbaren Wechselrichtern muss möglich sein.
- Die Regelung muss in allen Netzen stabil arbeiten.

Um diesen Randbedingungen gerecht zu werden, wurde versucht, aus der manuellen Parametrierung einer Blindleistungs-Spannungskennlinie allgemeine Gesetzmäßigkeiten abzuleiten, welche eine automatische Kennlinienanpassung erlauben.

Grundidee ist es, eine Q-U-Kennlinie zu verwenden, welche einen möglichst großen Bereich aufweist, in dem keine Blindleistung angefordert wird (Bild 5.30 links). Dies dient der Verlustminimierung im Netz. Bei Erreichen eines Grenzwertes wird die geforderte Blindleistung sukzessive bis zum Maximum erhöht. Der Regeleinsatz ($limit_O$ und $limit_U$) und die Kennliniensteilheit sind so abzustimmen, dass ein möglichst effektiver, gemeinsamer Einsatz der Blindleistungsanforderung aller Wechselrichter im Netz erreicht wird.

Dabei müssen die Wechselrichter, welche sich näher am Transformator befinden, bei lokal niedrigeren Spannungen mit der Regelung beginnen als die transformatorfernen Wechselrichter (vgl. Bild 5.29).

Zur Abschätzung dieser elektrisch wirksamen Distanz kann die Netzimpedanz Z herangezogen werden. Die Messung der Netzimpedanz erfolgt bei vielen Geräten in der ENS [KER-09b] und kann so direkt verwendet werden. Auf Basis der Netzimpedanz können die Grenzen der Q-U-Kennlinie so verschoben werden, dass ein möglichst optimales, gemeinsames Regelverhalten aller Wechselrichter in den verschiedenen Netzen erzielt werden kann. Ein Beispiel für eine solche Kennlinie ist in Bild 5.30 rechts dargestellt. Weitere Details zum Regelkonzept sind in [KER-09a] veröffentlicht.

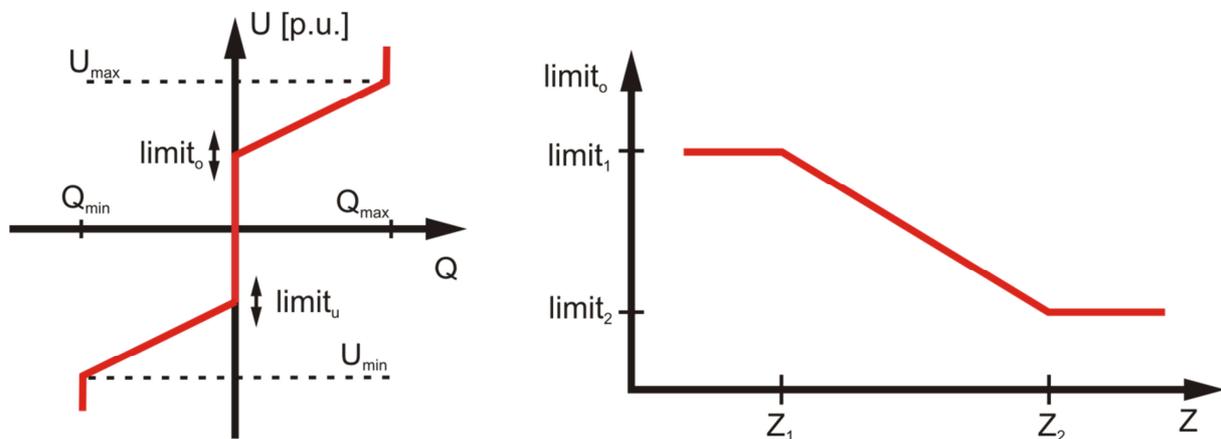


Bild 5.30: Beispielschema einer verwendeten Q-U-Kennlinie mit der zugehörigen impedanzabhängigen Festlegung des Kennlinienparameters $limit_O$

Grundsätzlich ist keine Einschränkung bei der Wahl der zu verändernden Grenzwerte in der Q-U-Kennlinie als auch bei der Zuordnung der Grenzen zur Netzimpedanz gegeben. Aus diesem Grund wurde eine Vielzahl von Lösungen in der Netzsimulation überprüft und miteinander verglichen.

5.4.2.2 Simulationen

Die Regelung wurde in einem einschlägigen Netzberechnungsprogramm implementiert und simuliert. Da die Regelung kein Zeitverhalten berücksichtigt, wurde die Modellierung auf der Basis mehrerer Lastflussberechnungen in einer iterativen Schleife vorgenommen.

Das Modell funktioniert für beliebig viele Wechselrichter im Netz. Jeder dieser Wechselrichter wird unabhängig von den übrigen modelliert. Es wurde darauf geachtet, dass für jede Einspeiseanlage nur die von dem Wechselrichter am jeweiligen Knoten auswertbaren Daten verwendet werden und somit auch nicht implizit eine Kommunikation angenommen wird.

Eine statische Kennlinienregelung ist bei einer im Vergleich zur maximalen Änderungsgeschwindigkeit der Spannung hohen Abtastrate im Kilohertzbereich, wie sie bei einer Implementierung in realen Wechselrichtern zu erwarten ist [KER-08b], grundsätzlich stabil.

Bei der Simulation wurden jedoch alle Eingangsleistungen als ideale Sprungantworten ausgeführt, was zum Übersteuern der Regelung und damit zu Instabilität führen kann. Parametersätze, die zu einem instabilen Verhalten geführt haben, wurden sicherheitshalber nicht berücksichtigt. Bei den gezeigten Ergebnissen kann daher von einer Regelung ausgegangen werden, die im Praxiseinsatz ebenso stabil ist. Einige Simulationsergebnisse für ein Beispielnetz sind in Bild 5.31 dargestellt. Dabei wurde an jedem Lastknoten eine geregelte PV-Einspeisung gleicher Leistung mit einer einfachen Kennlinie ohne impedanzabhängige Parameteranpassung simuliert.

Es ist zu erkennen, dass die Spannung zu Beginn über ihrem zulässigen Maximalwert liegt (PV 26). Nach Konvergenz der Blindleistungsregler in sechs Iterationen zeigt sich eine Absenkung der maximalen Spannung in den zulässigen Bereich. Damit führte diese einfache Regelung zur erforderlichen Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und ist stabil. Es ist eine sehr unterschiedliche Blindleistungsverteilung über die Wechselrichter zu beobachten, was auf unterschiedliche Knotenspannungen, aber identische Kennlinien zurückzuführen ist.

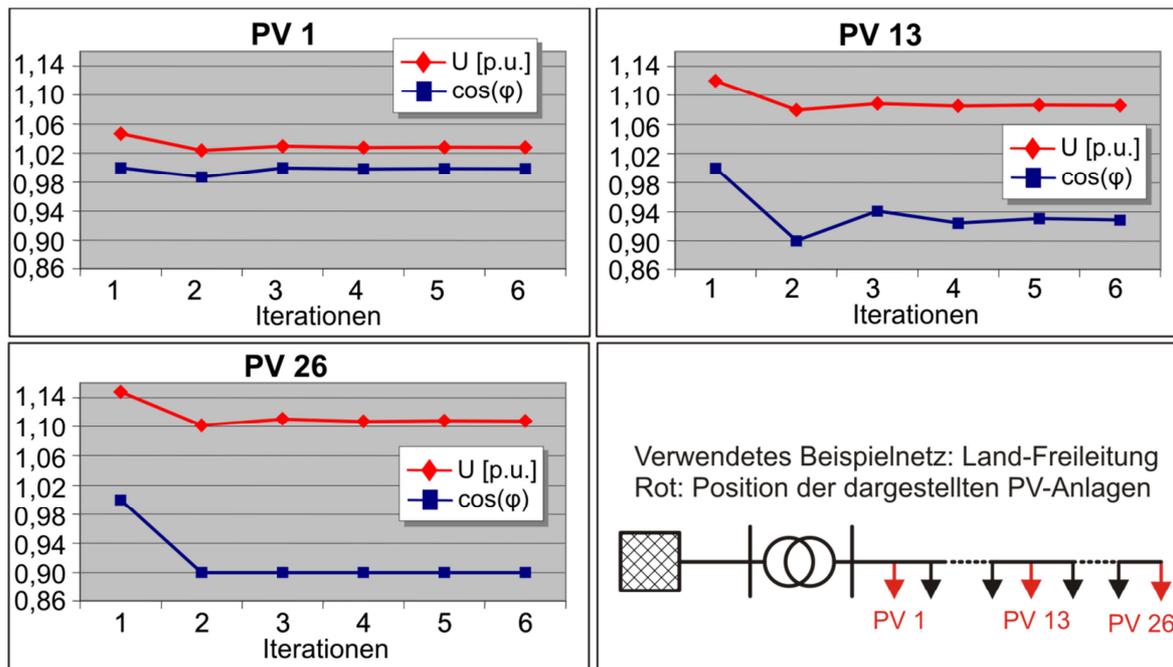


Bild 5.31: Beispiel eines Konvergenzverlaufes der Regelung in der Simulation an Verschiedenen Netzknoten (Parameter: $limit_O = 1,02$ p.u.; $U_{MAX} = 1,1$ p.u.; $cos(\varphi)_{min} = 0,9$)

5.4.2.3 Ergebnisse

Es wurden eine Vielzahl verschiedener Kennlinien verwendet und Parametervariationen untersucht. Die grundlegenden Kennlinienvariationen sowie die für die folgenden Darstellungen verwendeten Parametersätze sind in Anhang 6 dargestellt. Untersucht wurden verschiedene stationäre Kennlinien wie z. B. ein fest vorgegebener $cos(\varphi)$ für alle Wechselrichter. Dies entspricht einem einspeiseleistungsabhängigen Blindleistungsbezug.

Weiters wurden verschiedene impedanzabhängige Kennlinien entwickelt und getestet. Hierbei stellten sich die $limit_O = f(Z)$ -Kennlinien (vgl. Bild 5.30) als einfache und effiziente Methode heraus. Die vielversprechendsten Parametersätze der $limit_O = f(Z)$ -Kennlinien sind als Parametersatz 1 – 3 bezeichnet.

Zu Ermittlung der theoretischen Grenzen wurden auch auf jedes Netz manuell optimierte Kennlinien implementiert. Diese dienen zur Abschätzung der Güte der impedanzabhängigen Regelung mit für alle Netze identischen Parametersätzen.

Alle vorgestellten Parametersätze und Regler wurden sowohl in den typischen Netzen als auch in den Extremwertnetzen getestet. Sie erfüllen die Anforderung, dass sie in allen Netzen bis zum Erreichen der maximalen Betriebsmittelbelastbarkeit (Belastungsgrenzen: Trafo $< 150 \% S_{Tr}$; Kabel $< 100 \% I_Z$; vgl. Kap. 5.3) die Netzspannung unterhalb der Spannungsgrenze von $U > 110 \%$ halten. Des Weiteren sind alle vorgestellten Parametersätze stabil. Als Grenzwert der maximal zu beziehenden Blindleistung je Wechselrichter wurde $cos(\varphi) = 0,9$ definiert.

Die Blindleistungsbezüge jeder Regelung für das Extremwertnetz Kabel 2 sind für die verschiedenen Regelmethode in Bild 5.32 dargestellt.

tung sicherzustellen, sind in weniger kritischen Netzen Sicherheitsreserven vorhanden. Dennoch ist zu erkennen, dass die Spannung bis zum Erreichen der Trafobelastbarkeit sicher im Spannungsband gehalten wird und der Blindstrombezug trotz der Sicherheitsreserven so gering ist, dass die effektive Netzaufnahmefähigkeit (Pkt. C) gegenüber $\cos(\varphi) = 1$ (Pkt. A) gesteigert werden kann.

Bei Formulierung der Parameter für die impedanzabhängigen Kennlinien musste ein Kompromiss zwischen Sicherstellung der Spannungsbandeinhaltung in den Extremwertnetzen und einer Minimierung des Blindleistungsbezuges in Netzen ohne Spannungsprobleme gemacht werden.

Der qualitative Quervergleich der Simulationsergebnisse in allen Netzen ergab, dass eine Kennlinie mit Parametersatz 1 und Parametersatz 2 dies am besten erfüllen. Dabei liegen die Parameter in einem sehr engen Bereich ($Z_1, Z_2 = 0,14 \Omega - 0,15 \Omega$, $limit_2 = 1,02$ p.u.; $limit_1 = 1,08$ p.u. – $1,09$ p.u.). Eine quantitative Aussage für einen allgemein optimalen Parametersatz müsste eine Hochrechnung des wahrscheinlichen Auftretens der jeweiligen Netze in Deutschland mit einschließen. Auf diesen Schritt wurde jedoch aufgrund der in naher Zukunft nicht zu erwartenden flächendeckenden Implementierung verzichtet.

Besonders deutlich wird der unterschiedliche Blindleistungsbedarf der Regelungen bei der Betrachtung eines simulierten Tages. In Bild 5.33 links ist der Spannungsverlauf bei 7,5 kW (8,33 kWp) installierter PV-Leistung je Hausanschluss dargestellt. Dabei überschreitet die Spannung ohne Regelung (4) den Grenzwert von 110 %. Der zugehörige Verlauf der Einspeiseleistung ist im rechten Bild (5) dargestellt. Mit jeder Blindleistungsregelung wird die Spannung unter dem Grenzwert gehalten.

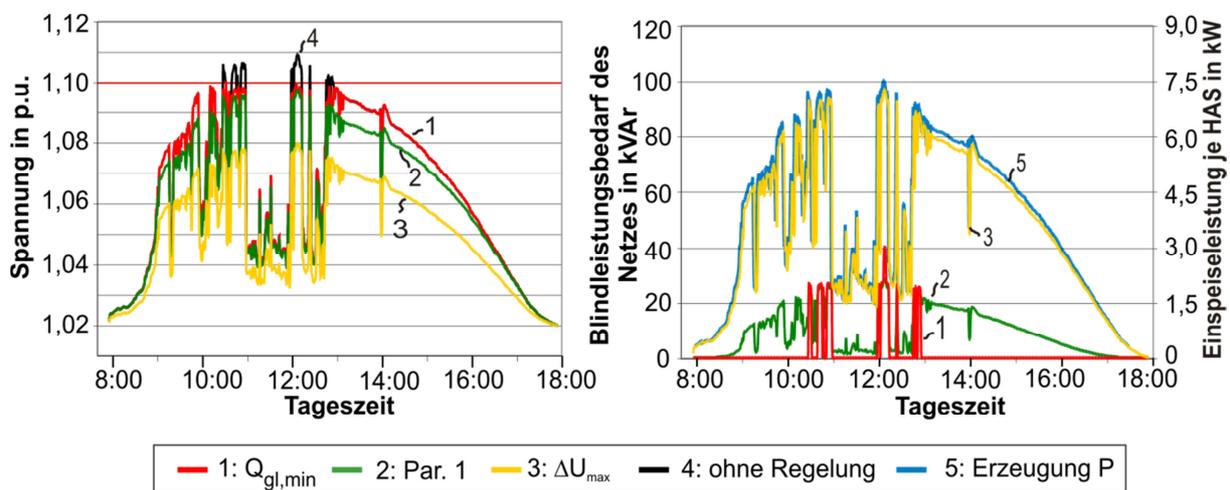


Bild 5.33: Tagessimulation mit verschiedenen Blindleistungsregelungen im Extremwertnetz Land Kabel 2

Bei der Regelung (1) „ $Q_{gl,min}$ “ folgt der Spannungsverlauf unterhalb des Grenzwertes genau dem ohne Regelung. Entsprechend wird nur zu den wenigen Zeitpunkten, bei denen der Grenzwert überschritten würde, Blindleistung bezogen (Bild 5.33 rechts, 1) und so die Blindarbeit minimiert.

Bei der Regelung (2) „Par. 1“ wird ab einer Spannung von ca. 107 % Blindleistung bezogen. Die Maxima des Spannungsverlaufs sind leicht reduziert und die Blindarbeit erhöht.

Die Regelung (3) „ ΔU_{MAX} “ führt zu einer starken Reduktion der Spannungsmaxima. Damit werden auch die Spannungsänderungen geringer, die Blindarbeit steigt jedoch ebenso stark an. In Bild 5.33 rechts ist zu erkennen, dass schon bei einer minimalen Einspeisung (3, rechte Skala) ein Blindleistungsbezug bei dieser Regelmethode stattfindet (3, rechte Skala). Dies zeigt aber im Unterschied zum minimal erforderlichen Blindleistungsbezug (1) die negativen Auswirkungen einer schlecht angepassten Regelung.

5.4.2.4 Zusammenfassung

Es kann festgestellt werden, dass die Blindleistungsregelung durch die Einspeiseanlagen eine effektive Methode ist, die Spannung im zulässigen Band zu halten, bis die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel erreicht sind.

Ein minimaler $\cos(\varphi) = 0,9$ bei maximaler Einspeisewirkleistung für jede Anlage ist, bis auf Sonderfälle, ausreichend. Die Schwierigkeit besteht vor allem darin, geeignete Regelstrategien für alle Netze zu finden, ohne manuell eingreifen zu müssen.

Neben der Verwendung von Kommunikationstechnik, wie sie in [KER-09c] und anderen Smart-Grid Konzepten zum Einsatz kommt, ist eine ausreichend gute Regelung zur Einhaltung des Spannungsbandes und der daraus resultierenden Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit ebenfalls bei die Verwendung einer impedanzabhängigen Blindleistungs-Spannungskennlinie realisierbar [KER-09a]. Hierbei werden keine individuellen Parametersätze für die einzelnen Wechselrichter benötigt. Es ist jedoch auf den sparsamen Einsatz der Blindleistungsregelungsmöglichkeit zu achten, damit durch den erhöhten Belastungsstrom nicht die Aufnahmefähigkeit in Netzen ohne Spannungsprobleme reduziert wird.

5.4.3 Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen

Die fluktuierende Sonneneinstrahlung führt zu einer fluktuierenden Einspeiseleistung aus PV-Anlagen (vgl. Kap. 2.3). Diese schnellen Änderungen führen bei großen Einspeiseleistungen, wie in Bild 5.33 zu erkennen, zu einer ebenso fluktuierenden Netzspannung. Um diesen Spannungsänderungen entgegenzuwirken, kann, wie zur Spannungsbandeinhaltung, eine Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter verwendet werden.

Bei sprunghaftem Anstieg der Einspeiseleistung kann die Auswirkung auf die Spannungsanhebung durch einen zeitlich begrenzten Blindleistungsbezug verlangsamt werden, bei sprunghaft abfallender Einspeiseleistung durch eine entsprechende Blindleistungsbereitstellung.

Ziel war es, ein Regelkonzept zu entwerfen, das eine solch dämpfende Wirkung auf die Spannungsänderungen hat, und dessen Funktionsfähigkeit sowie den zu erwartenden Blindleistungsbedarf in einer Simulation zu überprüfen.

5.4.3.1 Regelkonzept zur Dämpfung von Spannungsänderungen

Zur Bewertung von Spannungsfluktuationen wird üblicherweise der Flickerpegel herangezogen (vgl. Kap. 3.3.2). Aus diesem Grund müsste die Zielfunktion für eine Regelung zur Dämpfung von Spannungsfluktuationen den resultierenden Flickerpegel beinhalten. Dies würde eine Implementierung des Flickermeters nach IEC 64000-4-15:203 erfordern.

Für einen Nachweis der grundsätzlichen Funktion und einer Schätzung des Blindleistungsbedarfes ist es ausreichend, eine einfache, leichter zu implementierende Zielfunktion zu definieren. In dieser Arbeit wurde als Zielfunktion der Spannung (Spannungssollwert) die PT1-Funktion aus der Regelungstechnik gewählt, da sie mathematisch gut beschreib- und modellierbar ist und schnelle Änderungen gut unterdrückt. Weiters sollte, analog zu den Anforderungen in Kap. 5.4.2, eine stabile, effiziente Regelung ohne Kommunikationsanbindung für alle Netze realisiert werden.

Damit ist eine eigene Dämpfungsfunktion in jedem Wechselrichter erforderlich. Die Eingangsgröße ist der Spannungswert am lokalen Netzknoten U_{ist} , die Ausgangsgröße die Blindleistung Q_{PV} des Wechselrichters (Bild 5.34, Block C). Der Regelkreis wird über die Veränderung der Netzspannung durch die Blindleistung geschlossen.

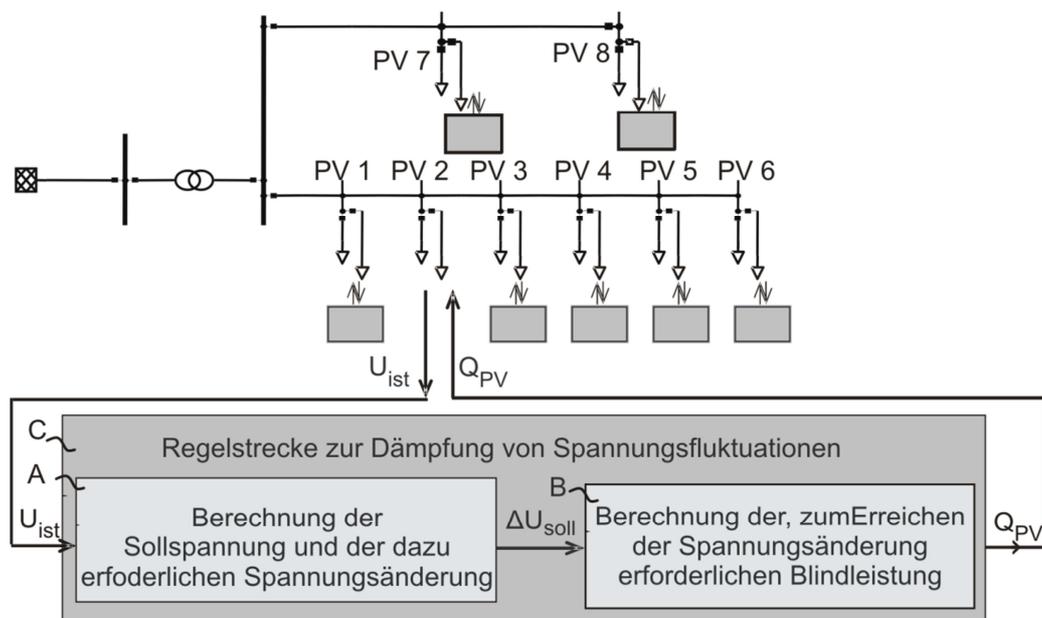


Bild 5.34: Grundlegendes Funktionsschema der Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen

Aus der gemessenen Knotenspannung U_{ist} wird zunächst anhand der Zielfunktion (PT1) die Sollspannung ermittelt (Block A). Aus der Differenz zwischen Spannungssollwert und -istwert ergibt sich die durch Blindleistung auszugleichende Spannungsänderung ΔU_{soll} . Die zum Erreichen dieser Spannungsänderung erforderliche Blindleistung Q_{PV} wird in Block B ermittelt. Die Realisierung der Regelblöcke ist in Bild 5.35 dargestellt.

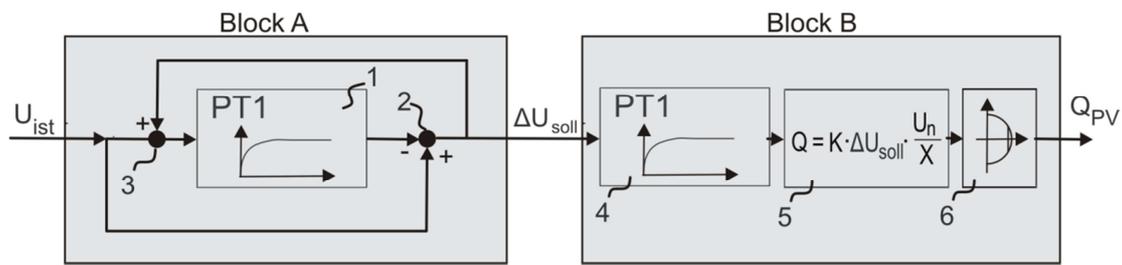


Bild 5.35: Detailrealisierung der Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen

Wie erwähnt ist die Zielfunktion zur Ermittlung des Spannungssollwertes die PT1-Funktion (1). Für die Bestimmung der Blindleistung ist die Spannungsänderung ΔU_{soll} erforderlich. Diese wird durch Differenzbildung in Knoten (2) erreicht.

Als Sollwertvorgabe für das PT1-Glied (1) dient die gemessene Netzspannung. Der Messwert U_{ist} kann jedoch nicht direkt verwendet werden, da sonst der eigene Regeleinfluss auch die Sollwertvorgabe verändert. Zur Kompensation des eigenen Regeleinflusses wird der Spannungssollwert in Knoten (3) positiv rückgekoppelt. Damit entspricht der Sollwert des PT1-Gliedes (1) im Idealfall dem Spannungsverlauf, wie er ohne Dämpfungsregelung vorliegen würde.

In Block B wird zunächst das Eingangssignal mittels eines weiteren PT1-Gliedes (4) gefiltert. Dies soll die Trägheit des Wechselrichters nachbilden und dient zur Dämpfung von Regelschwingungen durch gegenseitige Beeinflussung der verschiedenen Wechselrichter im Netz. Die verwendeten Zeitkonstanten liegen im Bereich von wenigen Sekunden. Damit ist der Einfluss auf die durch PV-Einspeisung verursachten Fluktuationen vernachlässigbar. Diese dämpfende Funktion kann alternativ durch eine Gradientenbegrenzung erreicht werden, wie sie in [BAS-06] vorgeschlagen wird.

Die eigentliche Berechnung der für die Spannungsänderung ΔU_{soll} erforderlichen Blindleistung erfolgt in Block (5).

Für eine exakte Berechnung müsste in diesem Block eine Nachbildung des Gesamtnetzes inklusive des Regelverhaltens der anderen Wechselrichter enthalten sein. Im Fall einer autonomen Regelung muss hier ein vereinfachender Ansatz gewählt werden. Grundlage ist die Nachbildung der Spannungsänderung an einer Leitung nach Kap. 3.5. Daraus kann die leistungsabhängige Spannungsänderung nach Gl. 5.9 abgeleitet werden [SAK-05]. In der vorliegenden Regelschleife geht die Leistungsänderung ΔP als Spannungsänderung bereits ein und wird daher zur Bestimmung der Regelblindleistung nicht mehr berücksichtigt. Damit ergibt sich die vom Wechselrichter bereitzustellende Blindleistung nach Gl. 5.10.

$$\Delta U \approx R_L \frac{\Delta P}{U} + X_L \frac{\Delta Q}{U} \quad \text{Gl. 5.9}$$

$$Q_{PV} = \frac{\Delta U \cdot U_n}{X_{netz}} \quad \text{Gl. 5.10}$$

In dieser Gleichung ist die Abhängigkeit der Spannungsanhebung von den Netzverhältnissen berücksichtigt. Der gleichzeitig auf die Spannungsänderung wirkende Einfluss der anderen Wechselrichter bei einer hohen PV-Durchdringung ist jedoch nicht enthalten. Aus diesem Grund wird noch ein Verstärkungsfaktor K eingeführt (Gl. 5.11), dessen Größe empirisch für die verschiedenen Netze ermittelt wurde.

$$Q_{PV} = \frac{\Delta U \cdot U_n \cdot K}{X_{netz}} \quad \text{Gl. 5.11}$$

Bei dieser Kalkulation ist es jedoch möglich, dass die angeforderte Blindleistung größer ist, als die vom Wechselrichter realisierbare Blindleistung. Dieses Verhalten wird durch eine Begrenzung auf die Wechselrichterscheinleistung S_{WR} in Block (6) nachgebildet.

Damit ist die maximal realisierbare Blindleistung Q_{max} von der vorgegebenen Einspeisewirkleistung P abhängig. Die maximale, zur Dämpfung von Spannungsfluktuationen verfügbare Blindleistung ergibt sich nach Gl. 5.12.

$$Q_{max} = \sqrt{S_{WR}^2 - P^2} \quad \text{Gl. 5.12}$$

Wird dabei einer möglichen Blindleistungsanforderung zur Spannungsbandeinhaltung Vorrang gegeben, ist bei voller Einspeiseleistung $P = P_n$ im Bereich $\cos(\varphi) > 0,9$ keine Blindleistungsanforderung zur Dämpfung möglich. Der resultierende nutzbare Blindleistungsbereich für die Dämpfung von Spannungsfluktuationen ist in Bild 5.36 dargestellt.

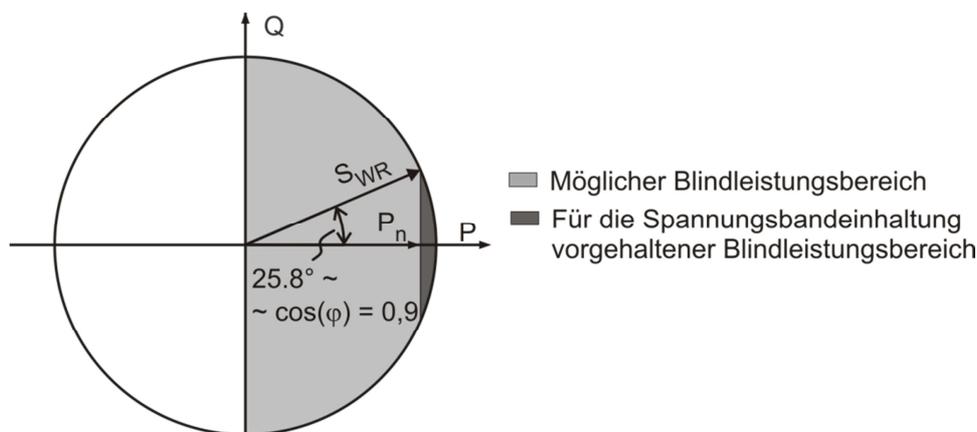


Bild 5.36: Darstellung des für die Fluktuationsdämpfung nutzbaren Blindleistungsbereiches.

5.4.3.2 Implementierung in der Simulation

Die Regelung zur Fluktuationsdämpfung wurde als Zeitschrittsimulation in einem einschlägigen Netzberechnungsprogramm implementiert. Die einzelnen Komponenten der Regelung sind diskret nachgebildet. Die einzelnen Regelungen der verschiedenen Knoten sind unabhängig voneinander und greifen nur auf die zum jeweiligen Zeitpunkt lokal vorliegenden Informationen ($U_{ist}(t)$, $P(t)$, Z_{netz} , S_{WR}) zurück. Die Simulationsschrittweite wurde zwischen 5 und 10 Sekunden gewählt. Diese gibt auch die maximale Regelgeschwindigkeit der Simulation vor und kann von realen Wechselrichtern mit einer Abtastrate im Kilohertzbereich [KER-09b] sicher erfüllt werden. Die Zeitkonstanten τ des PT1-Gliedes gibt die Zeit bis zum

Erreichen von 63 % des stationären Endwertes an und wurde im Bereich von 5 Sekunden (1 Zeitschritt) bis 150 Sekunden gewählt. Die Schrittweite ist auch klein genug, um eine ausreichende Abtastung im Vergleich zur erwarteten maximalen Änderungsgeschwindigkeit der PV-Einspeisung (vgl. Kap. 2.3.1) zu erzielen. Diese lag in Minutenschritten vor und wurde für die Zwischenwerte linear interpoliert.

Für die Bewertung der Regelung wurden die Regelung und deren Wirksamkeit in den typischen Netzen simuliert. Im Testszenario wurde an jedem Hausanschluss eine PV-Anlage mit einer Fluktuationsdämpfung angenommen. Die Leistung der Anlagen war identisch und resultierte aus der maximal übertragbaren Leistung unter Berücksichtigung der Betriebsmittelbelastbarkeit und einer Blindleistungsregelung zur Spannungsbandeinhaltung (vgl. Kap. 6.6).

Da die Regelung nur auf momentan vorhandene Werte zugreifen kann und der Regelausschlag erst im nachfolgenden Zeitschritt wirkt, treten in der Simulation bei großen Änderungsgeschwindigkeiten des Leistungsgradienten Rippel in der Größenordnung eines Zeitschrittes auf.

Im Beispiel des maximalen Leistungsgradienten der Anlage der Messe München und des daraus resultierenden Spannungsverlaufes im Beispielnetz (Bild 5.37 links) ist die Zeitverschiebung deutlich beim Beginn des Sprunges erkennbar. Auch am Ende des Sprunges kann auf die Änderung des Spannungsgradienten nur verzögert reagiert werden, woraus minimale Spannungsrippel resultieren.

In einer praktischen Realisierung werden diese Effekte nicht mehr auftreten, da die Abtastrate hoch gegenüber der Änderungsgeschwindigkeit ist. Dies wurde durch eine spätere dynamische Simulation der Regelung ebenfalls bestätigt.

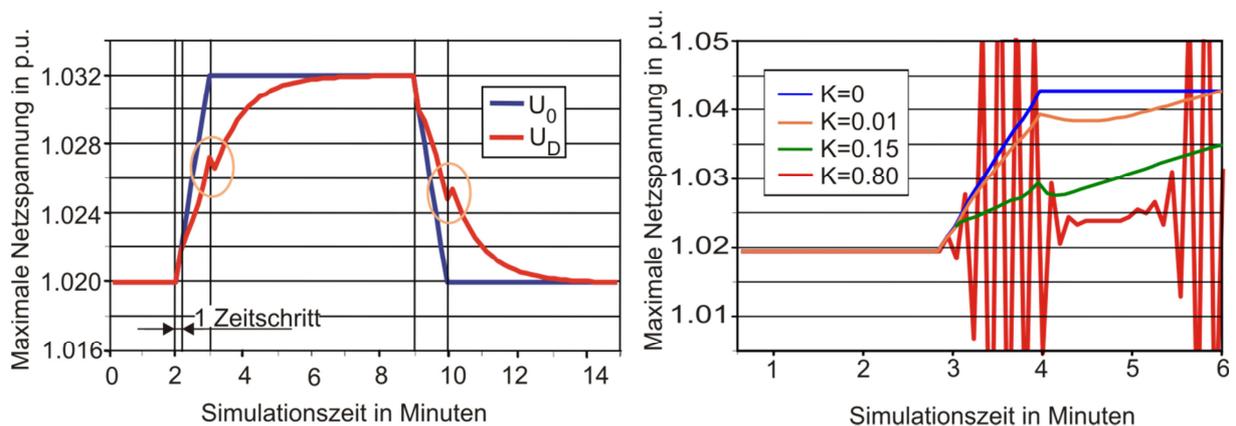


Bild 5.37: Beispiel eines Spannungssprunges der Regelung sowie die Auswirkung verschiedener Verstärkungsfaktoren in einem Beispielnetz (U_0 : Spannungsprofil ohne Dämpfung; U_D : Spannungsprofil mit Dämpfung)

Kritisch für die Wirkungsweise und Stabilität der Fluktuationsregelung ist die Wahl des Verstärkungsfaktors. In Bild 5.37 rechts ist der Beginn des Spannungsanstieges bei verschiedenen Verstärkungen dargestellt.

Der Fall $K = 0$ stellt den Spannungsverlauf ohne Regelung dar und dient als Referenz.

Wird der Spannungsanstieg nur ungenügend geregelt ($K = 0,01$), tritt keine relevante Verringerung der Spannungsänderungsgeschwindigkeit auf. Wird der Verstärkungsfaktor in der richtigen Größenordnung gewählt ($K = 0,15$), ist der Spannungsanstieg deutlich gedämpft.

Wird der Verstärkungsfaktor zu groß gewählt ($K = 0,8$), übersteuern die Wechselrichter und es entsteht eine sich aufschaukelnde Schwingung, solange die Regelabweichung groß genug ist. Vermindert werden kann dies durch eine Erhöhung der Abtastrate sowie eine geeignete Wahl des Dämpfungsgliedes (4) (Bild 5.35). In der späteren dynamischen Simulation trat der Effekt entsprechend abgeschwächt auf.

Maßgeblich für die Wahl des Verstärkungsfaktors ist die Anzahl der regelnden Wechselrichter im selben Netz, durch deren synchronen Regelausschlag sich eine Vervielfachung der Spannungswirksamkeit der Regelung ergibt. Der Einfluss der Netzstruktur ist durch Berücksichtigung der Netzreaktanz X_{Netz} (Gl. 5.11) untergeordnet.

Aus diesem Grund war es auch möglich, einen für alle Netzstrukturen wirksamen und stabilen Verstärkungsfaktor zu finden. Der Bereich der Verstärkungsfaktoren für die verschiedenen Netzkategorien ist in Tabelle 5.6 dargestellt.

Tabelle 5.6: Bereich der Verstärkungsfaktoren für die verschiedenen Netzkategorien

| Netzkategorie | Verstärkungsfaktor |
|---------------|--------------------|
| Landnetze | 0,1-0,4 |
| Dorfnetze | 0,08-0,1 |
| Vorstadtnetze | 0,02-0,04 |

Für eine in jeder Situation funktionsfähige Regelung müsste eine automatische Parametrierung des Verstärkungsfaktors vorgesehen werden. Dies könnte z. B. durch eine sukzessive Erhöhung des Verstärkungsfaktors erfolgen, bis ein gewünschter Regelausschlag bei schnellen Spannungsänderungen erreicht ist. Alternativ ist wiederum die Verwendung von Kommunikationstechnik möglich, die eine solche Autoparametrierung in Abhängigkeit von der Anzahl der Wechselrichter gezielt durchführen kann. Dies ist in [KER-09c] beschrieben und soll im entsprechenden Forschungsprojekt realisiert werden.

5.4.3.3 Ergebnisse

Zur Bewertung der Regelung konnten aufgrund der Rechenzeit keine Jahressimulationen durchgeführt werden. Aus diesem Grund wurde ein Tag mit sehr hohen Leistungsfluktuationen als Referenz ausgewählt (Bild 5.38). Zur Darstellung der dämpfenden Wirkung wird meist nur der Zeitausschnitt zwischen 9:13 und 11:13 Uhr betrachtet.

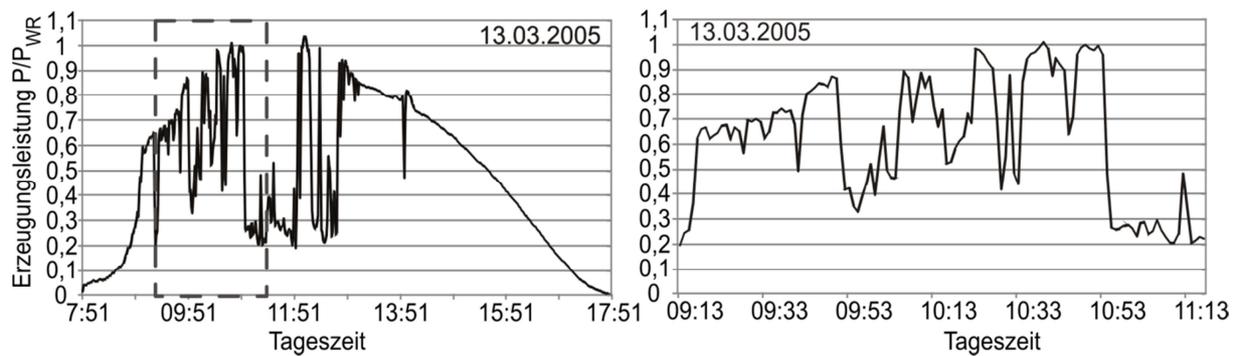


Bild 5.38: Verwendeter Tagesverlauf und Detailausschnitt aus diesem mit hohen Leistungsfluktuationen

Bei der Simulation mit verschiedenen Dämpfungszeitkonstanten τ ist der vergleichmäßigende Effekt vor allem bei den raschen Änderungen in der Zeit zwischen 10:30 und 10:40 Uhr sowie bei der abfallenden Flanke um 11:58 Uhr deutlich zu erkennen (Bild 5.39). Bei den kleinen Rippeln handelt es sich um abklingende Regelschwingungen zwischen den Wechselrichtern. Die Periodendauer der Schwingung ist die der Simulationsschrittweite. Da die Abtastfrequenz von typischen PV-Wechselrichtern in der Praxis deutlich höher ist als die Simulationsschrittweite kann dieser Effekt effektiv bedämpft und so Instabilität verhindert werden.

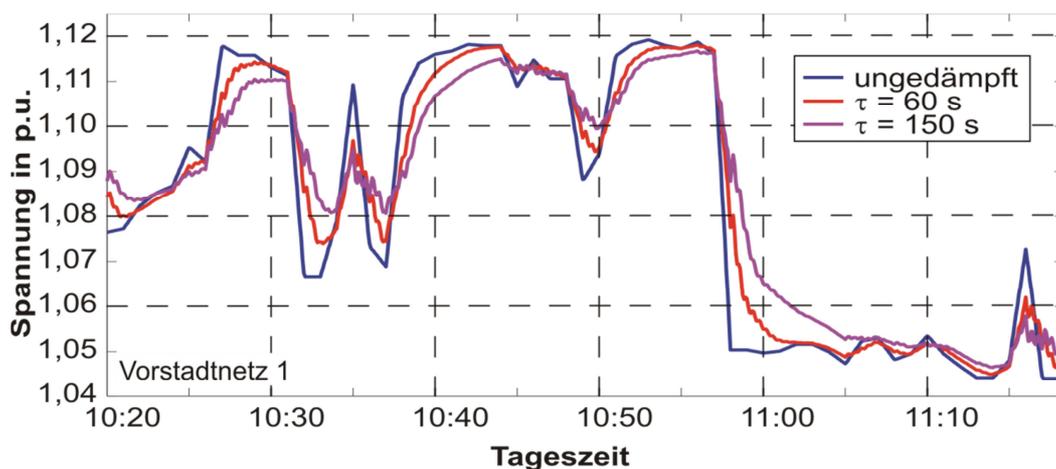


Bild 5.39: Spannungsverläufe am Netzknoten mit der höchsten Spannung bei verschiedenen Dämpfungszeitkonstanten (Ausschnitt eines Tages)

Neben der qualitativen Beurteilung im Zeitverlauf wurden die Spannungsänderungsgeschwindigkeiten ausgewertet. Die Häufigkeit der positiven und negativen Spannungsänderungen ist in Bild 5.40 dargestellt. Im ungedämpften Fall treten Spannungsänderungen bis ca. $\Delta U/\Delta T < \pm 4 \text{ \%/min}$ auf. Bei einer Dämpfungszeitkonstante von nur einer Minute werden diese auf $\Delta U/\Delta T < \pm 3 \text{ \%/min}$ begrenzt und bei $\tau = 2,5 \text{ min}$ auf unter $\Delta U/\Delta T < \pm 2 \text{ \%/min}$.

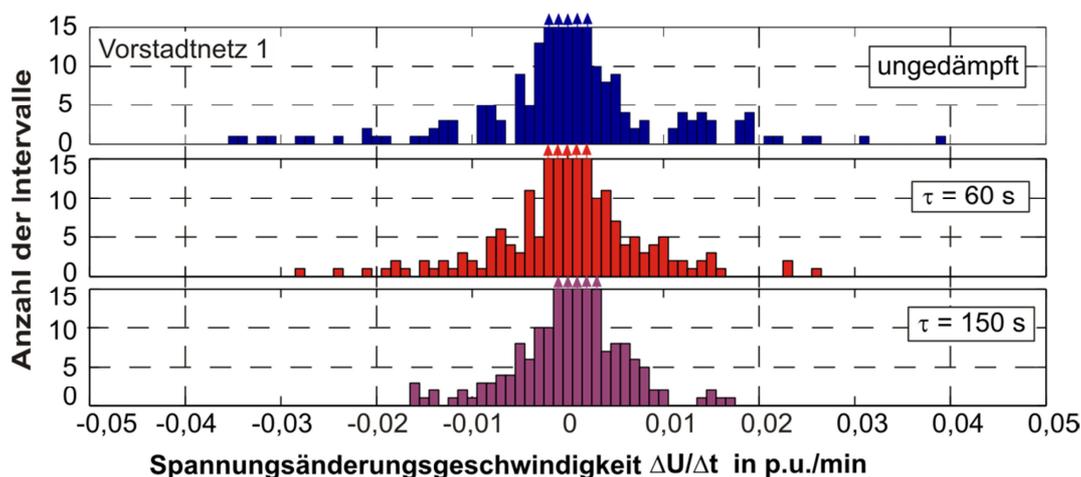


Bild 5.40: Histogramme der Spannungsänderungsgeschwindigkeiten am Beispieltag bei verschiedenen Regelungen (gesamter Tag)

Die Ergebnisse in den anderen Netzkategorien weichen nur unwesentlich von den dargestellten ab und werden daher nicht dargestellt.

Die Blindleistungsbilanz des Netzes für eine Fluktuationsdämpfung ist aufgrund der kurzen Regelzeiten und des abwechselnden Bezuges von induktiver und kapazitiver Blindleistung gering.

Eine Kombination der Regelung zur Spannungsbandeinhaltung und der Regelung zur Dämpfung von Spannungsfluktuationen ist problemlos möglich, da allein durch die Dämpfung von steilen Spannungsanstiegen die Häufigkeit der Spannungsbandverletzungen sinkt und die Anforderungen an die Regelgeschwindigkeit der Spannungsbandeinhaltung geringer werden.

Da für die Fluktuationsdämpfung die Ursache der Spannungsänderung nicht relevant ist, werden durch Verbraucher verursachte Spannungsänderungen ebenso gedämpft (z. B. Motoranlauf). Diese führt daher auch zu einer Verbesserung der Spannungsqualität, wenn keine Leistungsschwankungen aus PV-Anlagen vorliegen.

5.4.3.4 Zusammenfassung

Abschließend kann festgestellt werden, dass die schnellen Mess- und Regelmöglichkeiten moderner Wechselrichter gut geeignet sind, mittels gezielter Steuerung des Blindleistungshaushaltes die Spannungsqualität zu verbessern.

Die Blindleistungsbilanz wird nur unwesentlich erhöht, da die Dämpfungsregelung sowohl induktive Blindleistung bezieht als auch abgibt. Eine Kombination mit der Regelung zur Spannungshaltung ist problemlos möglich. Im Unterschied zu dieser sind jedoch für die Dämpfungsregelung für die Netzkategorien unterschiedliche Parameter (Verstärkungsfaktor K) zu wählen.

Zusätzlich sind Maßnahmen zur Verhinderung von Instabilitäten getroffen werden. Diese sind jedoch für alle Netze einheitlich. Aufgrund der hohen internen Taktraten der Wechselrichter im Vergleich zu den zu regelnden Spannungsänderungen ist eine Unterdrückung von Instabilitäten ohne nennenswerten Einfluss auf die Regelfähigkeit gut realisierbar.

6 Aufnahmefähigkeit der Netze

Bei der Bestimmung der Netzaufnahmefähigkeit wurden die für die Einspeisung aus Photovoltaik relevanten und statistisch untersuchten Netze der Kategorien Land, Dorf und Vorstadt verwendet. Für die mittleren Aufnahmefähigkeiten sind die typischen Netze sowie deren PV-Potenzial relevant.

Die Aufnahmefähigkeit der extremen Netze zeigt die minimale Netzaufnahmefähigkeit für dezentrale Einspeisung in süddeutschen Niederspannungsnetzen und lässt somit Aussagen über die Bandbreite der Aufnahmefähigkeit zu. Diese Ergebnisse sind aufgrund der höheren Anzahl der Extremwertnetze umfangreicher und werden daher nicht ausführlich diskutiert. Die Ergebnisse der mittleren Netzbelastbarkeit sowie der Auswirkung der einzelnen Maßnahmen für die Extremwertnetze sind in Anhang 7 dargestellt.

6.1 Definition der Netzaufnahmefähigkeit

Für die Berechnungen wurden die Netze bis zum Hausanschluss in einem einschlägigen Programm zur komplexen Lastflussberechnung nachgebildet. Die Mittelspannungsebene wurde als starres Netz (Slack) mit einer Spannung von 102 % modelliert (vgl. Kap. 3.1).

An jedem Hausanschluss wurde sowohl eine Verbraucherlast als auch eine PV-Einspeiseanlage angeschlossen. Zunächst wurde die Einspeiseleistung an den Hausanschlüssen so weit erhöht, bis eine der nachfolgenden Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit erreicht wurde.

Es wurden drei Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit definiert:

1. 2%-Spannungsgrenze

Tritt ohne Verbraucherlast eine maximale Netzspannung von 104 % auf, so entspricht dies der 2%-Spannungsgrenze ($104\% - 102\% = 2\%$). Das Erreichen dieser Grenze wurde vermerkt. Weiters wurde angenommen, dass die Möglichkeit, einen weiteren Spannungsbereich zuzulassen, genutzt wird und so die Einspeiseleistung weiter erhöht werden kann (vgl. Kap. 3.3.3).

2. Konventionelle Netzbelastbarkeit

Diese stellt die Grenze der Netzbelastbarkeit ohne die in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 beschriebenen Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dar. Die konventionelle Netzbelastbarkeit wird daher bei einer Transformatorbelastung von $S_{Tr} = 100\%$, einer Kabelbelastung von $I_z = 100\%$ oder einer Netzspannung von 110 % erreicht.

3. Erweiterte Netzbelastbarkeit

In Abhängigkeit von der erreichten Grenze der konventionellen Netzbelastbarkeit wurden die Maßnahmen zur Erhöhung der Netzbelastbarkeit berücksichtigt. Die aus diesem Prozess resultierende Leistung wurde als erweiterte Netzbelastbarkeit angesehen. Die einzelnen Faktoren bzw. die Vorgehensweise zur Ermittlung gliedern sich wie folgt:

a. Erreichen der Spannungsgrenze von 110 %

Wurde bei der konventionellen Belastbarkeit die Spannungsgrenze von 110 % erreicht, so wurde zur Erhöhung der Netzbelastbarkeit eine Blindleistungsregelung angenommen. Hierbei wurde der $\cos(\varphi)$ aller Einspeiseanlagen so lange verringert und gleichzeitig die Einspeisung weiter erhöht, bis entweder ein minimaler $\cos(\varphi) = 0,9$ oder die erweiterte Betriebsmittelbelastbarkeit erreicht war.

b. Berücksichtigung der erweiterten Betriebsmittelbelastbarkeit

Bei Transformatorbelastungen bis $S_{Tr} = 150$ % wurde davon ausgegangen, dass die thermischen Reserven genutzt werden können. Die Belastungsgrenze von Kabeln wurde bei $I_Z = 100$ % belassen.

c. Berücksichtigung der anrechenbaren Verbraucherlast

Wird die Belastungsgrenze eines Betriebsmittels erreicht, (VN-Transformator oder Leitung) wurde anhand der Anzahl der daran angeschlossenen Verbraucher die anrechenbare Verbraucherlast nach Kap. 5.2 bestimmt. Bei Erreichen der Spannungsgrenze wurde zur Bestimmung der anrechenbaren Verbraucherlast der betreffende Netzstrahl mit der höchsten Spannung verwendet. Die resultierende Verbraucherlast wurde in der Simulation den Haushalten im kritischen Netzgebiet vorgegeben und die Einspeisung weiter gesteigert, bis wiederum die Spannungs- oder Betriebsmittelgrenzen erreicht wurden.

6.2 Nachbildung des Anschlusses diskreter Anlagen im Netz

In der Realität erfolgt der Zubau von PV-Leistung durch den Anschluss von Einzelanlagen. Es ist jedoch nicht bekannt, in welcher Reihenfolge und an welchem Ort PV-Anlagen in Betrieb genommen werden. Der Zubau wird daher als zufällig und gleichverteilt im Netz angenommen.

Wird wie in Kap. 4 an jedem Hausanschluss eine vorhandene PV-Anlage angenommen, deren Leistung schrittweise erhöht wird, geht die Information verloren, welche Auswirkung der Anschluss einer Einzelanlage am Anfang oder am Ende eines Netzstrahles auf die Netzaufnahmefähigkeit hat.

Daher wurde der diskrete Zubau der Anlagen direkt im Simulationsprogramm nachgebildet. Dabei wurden für jedes Netz mittels einer Zufallsfunktion PV-Anlagen mit typischer Größe an den Hausanschlüssen platziert und das Erreichen der Netzaufnahmefähigkeit überprüft. Zur Berücksichtigung der deutlich unterschiedlichen PV-Potenziale von Wohnhäusern (WH) und landwirtschaftlichen Anwesen (LW) wurden diese unabhängig voneinander betrachtet und im Verhältnis des wahrscheinlichen Auftretens sowie der zu erwartenden Leistungen entsprechend Tabelle 6.1 nachgebildet.

Im Beispiel des Netzes Land Kabel 2 ergibt sich eine maximale Anzahl von 14 Anlagen. Für jede Anlagenzahl zwischen 1 und 14 ergeben sich weitere mögliche Kombinationen von Anlagen auf LW und Anlagen auf WH (Tabelle 6.1).

Tabelle 6.1: Mögliche Kombinationen von PV-Anlagen auf Landwirtschaften und Wohnhäusern im Netz Land, Kabel 2

Gesamtanzahl der PV-Anlagen im Netz (max 14)

| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|----|----|----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|-----|-----|---|-----|-----|---|-----|-----|---|---|-----|
| 0 | 0 | 0 | 1 | 12 | 0 | 2 | 25 | 0 | 3 | 37 | 0 | 4 | 49 | 0 | 5 | 62 | 1 | 5 | 89 | 2 | 5 | 116 | 3 | 5 | 143 | 4 | 5 | 170 | 5 | 5 | 197 | 6 | 8 | 260 | 7 | 5 | 251 | 8 | 5 | 278 | 9 | 5 | 305 |
| | 1 | 0 | 27 | 1 | 1 | 39 | 1 | 2 | 52 | 1 | 3 | 64 | 1 | 4 | 76 | 2 | 4 | 103 | 3 | 4 | 130 | 4 | 4 | 157 | 5 | 4 | 184 | 6 | 4 | 211 | 7 | 4 | 238 | 8 | 4 | 265 | 9 | 4 | 292 | | | | |
| | | 2 | 0 | 54 | 2 | 1 | 66 | 2 | 2 | 79 | 2 | 3 | 91 | 3 | 3 | 118 | 4 | 3 | 145 | 5 | 3 | 172 | 6 | 3 | 199 | 7 | 3 | 226 | 8 | 3 | 253 | 9 | 3 | 280 | | | | | | | | | |
| | | | 3 | 0 | 81 | 3 | 1 | 93 | 3 | 2 | 106 | 4 | 2 | 133 | 5 | 2 | 160 | 6 | 2 | 187 | 7 | 2 | 214 | 8 | 2 | 241 | 9 | 2 | 268 | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | 4 | 0 | 108 | 4 | 1 | 120 | 5 | 1 | 147 | 6 | 1 | 174 | 7 | 1 | 201 | 8 | 1 | 228 | 9 | 1 | 255 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 5 | 0 | 135 | 6 | 0 | 162 | 7 | 0 | 189 | 8 | 0 | 216 | 9 | 0 | 243 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Anzahl der PV-Anlagen auf Landwirtschaften a 27 kW (max. 9)

Anzahl der PV-Anlagen auf Wohnhäusern a 12,3 kW (max. 5)

Installierte PV-Wechselrichterleistung im Netz in kW

Die resultierenden 46 Fälle von diskreten Anlagenkombinationen wurden jeweils bezüglich der Auswirkung der unterschiedlichen Anlagenpositionen im Netz untersucht. Für jede Kombination wurden 1000 zufällige Anschlusspositionen im Netz simuliert und überprüft, ob die Grenze der Aufnahmefähigkeit überschritten wurde.

Mit einem Stichprobenumfang von 1000 liegt in allen Netzen der maximale Fehler der aus der Statistik ermittelten Wahrscheinlichkeitsfunktion zur realen Wahrscheinlichkeitsfunktion unter 5 % (Berechnung nach [HAU-84]).

Die sich daraus ergebenden Verteilungsfunktionen (Normalverteilung) für die verschiedenen Grenzwerte in Abhängigkeit von der Einspeisewirkleistung im Netz sind in Bild 6.1 dargestellt.

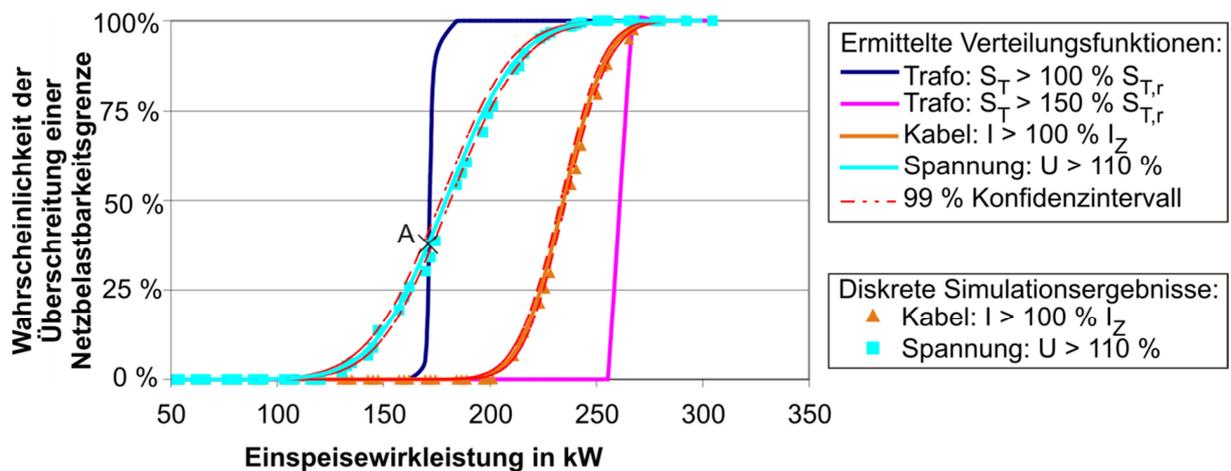


Bild 6.1: Verteilungsfunktionen für die Überschreitung der Netzbelastbarkeitsgrenzen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung für das Netz Land Kabel 2

Aufgrund des großen Stichprobenumfanges ergeben sich kaum Abweichungen zwischen den Wahrscheinlichkeiten aus einem Simulationslauf und der ermittelten Verteilungsfunktion. Für die typische Netzbelastbarkeit ist der Mittelwert oder Erwartungswert μ (50%-Wert) der jeweiligen Netzbelastbarkeitsgrenze maßgebend.

Im vorliegenden Fall wird zunächst die Transformatorbelastbarkeit von 100 % erreicht. Kurz darauf wird die Spannungsgrenze von 110 % erreicht. Später folgen die Kabelbelastbarkeit von 100 % sowie die Transformatorbelastbarkeit von 150 %.

Die Transformatorbelastbarkeit ist, bis auf unterschiedliche Netzverluste, unabhängig von der Position der Einspeiseanlagen im Netz. Aus diesem Grund verläuft die Verteilungsfunktion nahezu senkrecht.

Die Belastungsgrenze der Kabel ist im Wesentlichen von der Anzahl der Netzstrahlen sowie der Verteilung der Einspeiser auf diesen abhängig. Die Streuung ist daher größer als bei der Transformatorbelastung.

Die größte Abhängigkeit vom Anschlussort der Einspeisung und damit die größte Streuung weist die Spannungsgrenze auf. Im vorliegenden Beispiel kann eine Überschreitung des Spannungsgrenzwertes mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 37 % vor dem Erreichen der konventionellen Transformatorbelastbarkeit erfolgen (Punkt A).

Betrachtet man die Verteilungsfunktionen des Erreichens der Spannungsgrenzwerte in Abhängigkeit vom Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ der Einspeisung (Bild 6.2), so ist die Verschiebung zu höheren Leistungen gut zu erkennen.

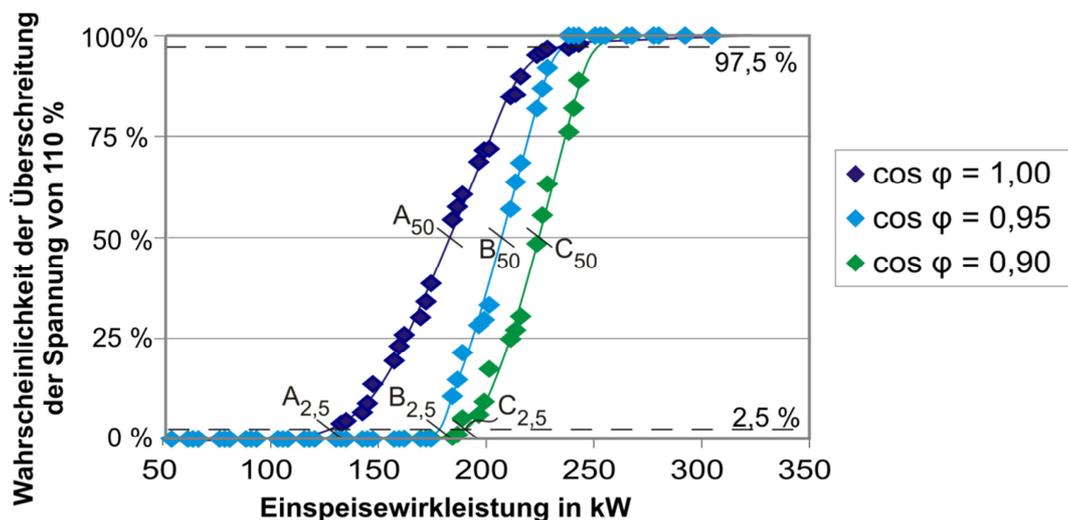


Bild 6.2: Verteilungsfunktionen der Spannungsüberschreitungen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung für verschiedene Blindleistungsbezüge im Netz Land Kabel 2

Der Mittelwert μ erhöht sich von ca. 180 kW (A_{50}) schon bei einem geringen Blindleistungsbezug bei $\cos(\varphi) = 0,95$ auf ca. 210 kW (B_{50}). Bei $\cos(\varphi) = 0,90$ wird die Spannungsgrenze im Mittel erst bei ca. 230 kW (C_{50}) erreicht. Damit wird eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von ca. 50 kW erreicht, was in etwa vier weiteren PV-Anlagen auf WH oder fast zwei Anlagen auf LW entspricht (bei insgesamt 14 Anlagen im Netz).

Aufgrund der starken Ortsabhängigkeit der Spannungsanhebung und der resultierenden breiten Streuung der Verteilungsfunktion treten Spannungsprobleme auch dann auf, wenn im Mittel Transformator- oder Kabelbelastung kritischer sind. Betrachtet man hierfür das 2,5%-Quantil der Spannungsgrenzwerte (Bild 6.2, Punkte $A_{2,5}$, $B_{2,5}$, $C_{2,5}$), so ist eine größere Steigerung der Netzaufnahmefähigkeit aufgrund des Blindleistungsbezuges als beim Mittelwert zu erkennen (Punkte A_{50} , B_{50} , C_{50}).

Weiters wird auch die Streuung der Verteilungsfunktion und damit die Ortsabhängigkeit mit zunehmendem Blindleistungsbezug geringer. Daraus kann geschlossen werden, dass eine

Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit vor allem bei Anlagen an Netzausläufern effektiv ist.

Ein Blindleistungsbezug im Netz erhöht jedoch auch die Betriebsmittelbelastung und kann so auch die Netzbelastbarkeit reduzieren. In Bild 6.3 sind die vom Blindleistungsbezug abhängigen Einspeiseleistungen im Netz bis zum Erreichen der Grenzwerte dargestellt.

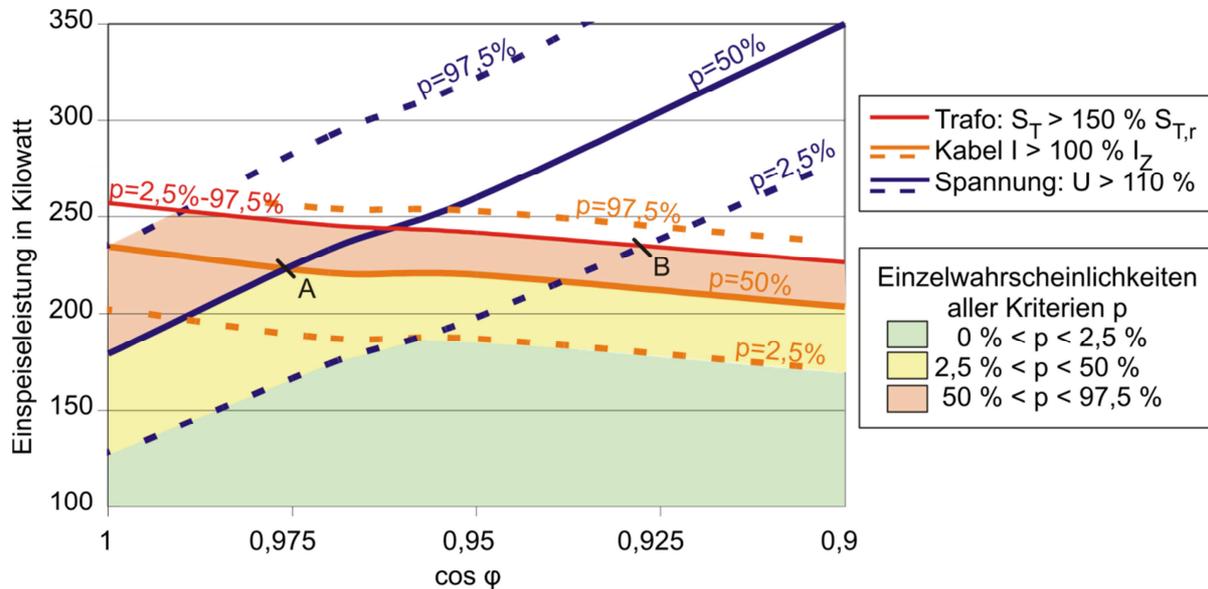


Bild 6.3: Darstellung der Einspeiseleistung bis zum Erreichen der Grenzwerte für verschiedene Blindleistungsbezüge im Netz Land Kabel 2

Während mit zunehmendem Blindleistungsbezug die mögliche Einspeiseleistung zum Erreichen der Spannungsgrenze steigt, sinkt diese bei der Kabel- und Transformatorbelastung. Das Optimum ist abhängig von der Netzkonfiguration. Im gezeigten Beispiel liegt dies im Mittel bei einem $\cos(\varphi)$ von etwa 0,975 (Pkt. A). Das bei einem diskreten Zubau tatsächlich vorhandene Optimum ist auch von der lokalen Verteilung der Einspeiseanlagen abhängig und kann bis zu einem $\cos(\varphi) = 0,925$ (Pkt. B) gehen. Bei noch geringeren Verschiebungsfaktoren sinkt die Netzaufnahmefähigkeit im vorliegenden Beispiel aufgrund der Transformatorbelastung in jedem Fall wieder.

Für eine allgemeine Aussage über die Netzaufnahmefähigkeit wird im Folgenden auf die Darstellung der Verteilungsfunktionen verzichtet und jeweils nur der Mittelwert dargestellt.

Soll ausschließlich der Mittelwert der Netzaufnahmefähigkeit ermittelt werden, kann auf die Simulation diskreter PV-Anlagen und die Auswertung der Verteilungsfunktion verzichtet werden. Werden identische Einspeiseleistungen an jedem Hausanschluss vorgesehen, deren Leistung kontinuierlich bis zum Erreichen der Grenze der Netzaufnahmefähigkeit erhöht wird, erhält man direkt den Mittelwert der Netzaufnahmefähigkeit. Dieser Zusammenhang wurde durch die Berechnungen in den typischen Netzen belegt und ist auf die angenommene Gleichverteilung der Anlagen zurückzuführen.

6.3 Aufnahmefähigkeit nach der 2-%-Spannungsgrenze

Wird als Grenze zur Bestimmung Netzaufnahmefähigkeit die 2-%-Spannungsgrenze nach der VDEW-Richtlinie verwendet, so liegt die Netzbelastbarkeit der typischen Netze zwischen

2 kW und 6 kW je Hausanschluss (Bild 6.4, blau). Die Belastung der Betriebsmittel liegt hierbei immer unter 100 % des Bemessungswertes und ist somit nicht relevant.

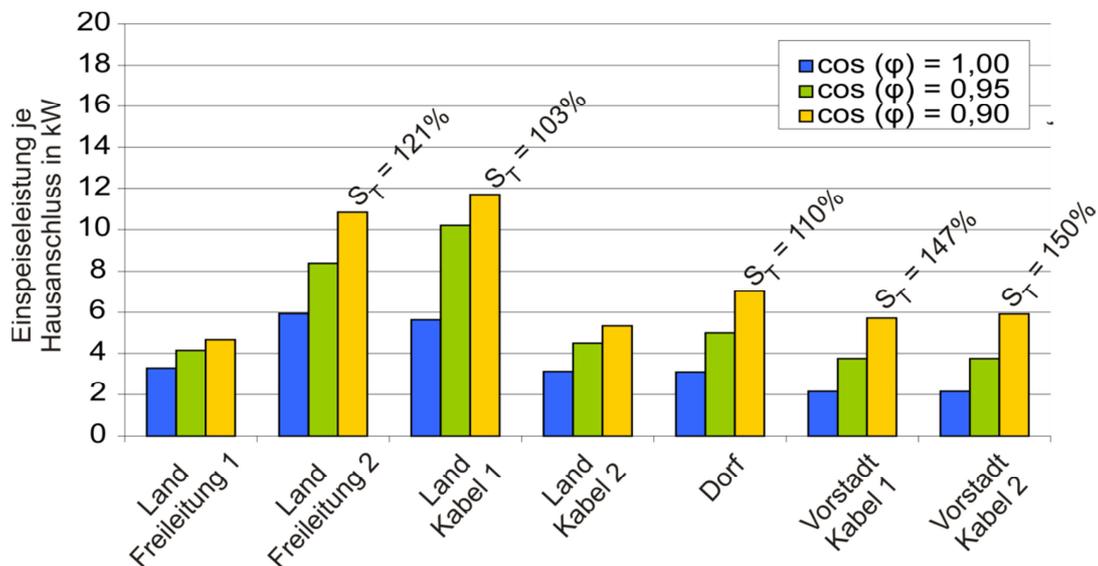


Bild 6.4: Belastbarkeit der typischen Netze und Auswirkung eines Blindleistungsbezuges für die 2-%-Spannungsgrenze

Die 2-%-Spannungsgrenze bezieht sich auf eine maximal mögliche Spannungsänderung in Relation zum Lastzustand ohne Einspeisung (vgl. Kap. 3.3.3). Da dieser Wert nicht direkt messbar ist, kann auch keine spannungsabhängige Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit erfolgen. Es ist nur möglich, die Spannungsanhebung in jedem Fall durch einen fest eingestellten Verschiebungsfaktor zu begrenzen.

Die erzielbare Netzaufnahmefähigkeit für Einspeisung aus PV-Anlagen kann damit auf 4 kW bis 12 kW erhöht werden (Bild 6.4). Dies entspricht einer möglichen Mehrleistung zwischen 42 % (Land Freileitung 1) und 175 % (Vorstadt Kabel 2). Hierbei wurde eine erweiterte Belastbarkeit des Transformators zugrunde gelegt, welche bei Transformatorbelastungen von $S_T > 100 \% S_{T,r}$ explizit gekennzeichnet ist.

Eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung ist hier nicht möglich, da sich das 2-%-Spannungskriterium auf die Spannungsänderung gegenüber dem Spannungswert ohne Einspeisung bezieht. Der Spannungswert ohne Einspeisung kann im Betrieb nicht gemessen werden. Damit ist keine Sollwertvorgabe möglich. Bei der Verwendung eines fest eingestellten Verschiebungsfaktors ist zu beachten, dass bei einer Einspeisung immer Blindleistung bezogen wird. Diese muss vom Netzbetreiber bereitgestellt werden und führt zu einer Erhöhung der Netzverluste.

6.4 Konventionelle Netzbelastbarkeit

Da die Anwendung der 2-%-Spannungsgrenze nicht bindend ist (Kap. 3.3.3), ergeben sich bei einem Verzicht auf diese einzuhaltenen Spannungsgrenzen nach DIN-EN 50160 (Kap. 3.3.2), welche ein deutlich größeres Spannungsband erlaubt. Ohne Betrachtung der erhöhten

thermischen Belastbarkeit von Transformatoren und Kabeln bei PV-Lastprofilen sowie eventuell anrechenbarer Verbraucherlasten ergibt sich die „Konventionelle Netzbelastbarkeit“.

Für die typischen Netze ist die Netzbelastbarkeit in Bild 6.5 dargestellt. In Bild 6.6 sind die Netzbelastbarkeitsgrenzen auf das PV-Potenzial in den Netzen bezogen. Da in den Bildern sowohl die Grenzen für die konventionelle als auch für die erweiterte Belastbarkeit dargestellt sind, sind sie am Ende von Kap. 6.5 abgedruckt.

Die konventionelle Belastbarkeit ist durch die blauen Balken gekennzeichnet. In den Landnetzen können hierbei zwischen 11 kW und 13 kW je Hausanschluss aufgenommen werden. Dieser Wert ist in den Dorfnetzen geringer und sinkt bei den Vorstadtnetzen weiter bis auf ca. 4,5 kW je Hausanschluss. Ursache ist die Netzauslegung mittels der Maximallastschätzung (vgl. Kap. 3.4.1), bei der die angenommene gleichzeitige Spitzenlast je Verbraucher mit der Anzahl der Verbraucher sinkt. In allen typischen Netzen können zwischen 50 % und 60 % des vorhandenen, auf 30 kWp begrenzten PV-Potenzials ohne Zusatzmaßnahmen aufgenommen werden. Als begrenzendes Kriterium tritt am häufigsten die Transformatorbelastbarkeit auf. Kabelüberlastungen (Land Freileitung 1) sind ebenfalls relevant.

Aufgrund des hohen zugelassenen Spannungsbereiches von 102 % bis 110 % wird in keinem Fall die Spannungsgrenze vor einer Grenze der Betriebsmittelbelastung erreicht. Wird ein geringerer Bereich für Einspeiseanlagen in der Niederspannung zugelassen, werden vermehrt Spannungsprobleme auftreten und die konventionelle Belastbarkeit wird geringer. Berücksichtigt man in diesem Fall jedoch die Möglichkeit einer Blindleistungsregelung (erweiterte Belastbarkeit), so kann dies zu großen Teilen wieder kompensiert werden.

6.5 Erweiterte Netzbelastbarkeit

Werden die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsverteilsnetze berücksichtigt, ergibt sich die erweiterte Netzbelastbarkeit.

6.5.1 Auswirkungen einer erhöhten Betriebsmittelbelastbarkeit

Bis auf das Netz Land Freileitung 1 ist in allen Netzen zunächst die konventionelle Transformatorbelastbarkeit limitierend. Durch die Berücksichtigung der erhöhten Transformatorbelastbarkeit kann die maximale Aufnahmefähigkeit in diesen Netzen deutlich erhöht werden. Die Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit durch diese Maßnahme ist als roter Balken dargestellt. Die größte Wirkung wird in den Vorstadtnetzen erreicht, da aufgrund der hohen Verbraucherzahl die Transformatorleistung je Hausanschluss am geringsten bemessen werden kann. Zudem treten aufgrund der dichten Bauweise und der deshalb kurzen Leitungen kaum Spannungsprobleme auf. Die auf das PV-Potenzial bezogene Aufnahmefähigkeit der typischen Netze wird durch die erhöhte Transformatorbelastbarkeit auf 55 % bis 90 % erhöht.

6.5.2 Auswirkungen einer Blindleistungsregelung

Bei den angenommenen Randbedingungen tritt bei der Betrachtung der Mittelwerte der Verteilungsfunktion nur im Netz Land Kabel 2 ein Spannungsproblem auf. Wird die Spannung durch den Bezug induktiver Blindleistung reduziert, kann die Aufnahmefähigkeit von 13 kW auf 16 kW je Hausanschluss gesteigert werden (grüner Balken).

Aufgrund der größeren Streuung der Verteilungsfunktion der Spannungsüberschreitungen ist, je nach Zubauszenario, eine Blindleistungsregelung auch in Netzen relevant, in denen bei Betrachtung der Mittelwerte vorher eine Betriebsmittelbelastung zu erwarten ist (Bild 6.7). Beispiel hierfür ist das Netz Land Freileitung 1 sowie einige Extremwertnetze (Anhang 7).

Die Art der Regelung ist für die absolute Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit von untergeordneter Bedeutung, solange darauf geachtet wird, dass kein zusätzlicher Blindleistungsbezug in Netzen ohne Spannungsprobleme stattfindet.

Dies kann, bevorzugt bei hohen zugelassenen Spannungsbereichen, durch eine automatische Anpassung der Regelung erfolgen (Kap.5.4.2). Bei engen Spannungsbändern und der daraus resultierenden sehr flachen Spannungsverteilung in allen Netzen ist es auch möglich, einheitliche Kennlinien zu definieren, wie es in [KER-09b] vorgeschlagen wird.

Durch die Vorgabe von festen Leistungsfaktoren der Einspeiser in Netzen mit Spannungsproblemen kann dieselbe Aufnahmefähigkeit erreicht werden, es werden jedoch im Vergleich zu einer spannungsabhängigen Regelung deutlich höhere Blindleistungsbezüge und Netzverluste in Kauf genommen (Kap. 5.4.2.3).

Eine Regelbarkeit bis $\cos(\varphi) = 0,9$ ist sowohl in den typischen als auch in den extremen Netzen ausreichend, um die Spannung bis zum Erreichen der Grenze der Betriebsmittelbelastbarkeit im Band zu halten. Die erweiterte Transformatorbelastbarkeit bezieht sich hierbei auf die installierte Wechselrichterscheinleistung.

Eine Einhaltung des Spannungsbandes mittels eines unter Last schaltbaren Stufenstellers am Verteilnetztransformator ist ebenfalls möglich. Bei den verwendeten Spannungsgrenzen ist hier eine Absenkung der Spannung an der Niederspannungssammelschiene von - 4 % ausreichend. Bei geringeren zugelassenen Spannungsbändern (z. B. 2-%-Spannungskriterium) kann sich dieser Wert erhöhen.

6.5.3 Auswirkungen der anrechenbaren Verbraucherlast

Können die Betriebsmittel nicht weiter belastet werden, kann die Aufnahmefähigkeit nur durch die Berücksichtigung der lokal vorhandenen, gesicherten Verbraucherlast weiter erhöht werden. Aufgrund der Abhängigkeit der gesicherten Verbraucherlast von der Anzahl der Verbraucher ist dies vor allem bei den Vorstadtnetzen und hoch ausgelasteten extremen Netzen wirksam (Bild 6.5 und Bild 6.6, violette Balken). In diesen Netzen erhöht sich die Belastbarkeit zwischen 5 % und 8 %. Die Auswirkung bei den Landnetzen ist dementsprechend gering, vor allem im Vergleich zur auslegungsbedingt deutlich höheren Grundbelastbarkeit je Hausanschluss. Eine Betrachtung des Verbrauches wird erst ab ca. 50 Haushalten für sinnvoll erachtet, da sich dann eine Summenleistung von ca. 10 kW, ergibt.

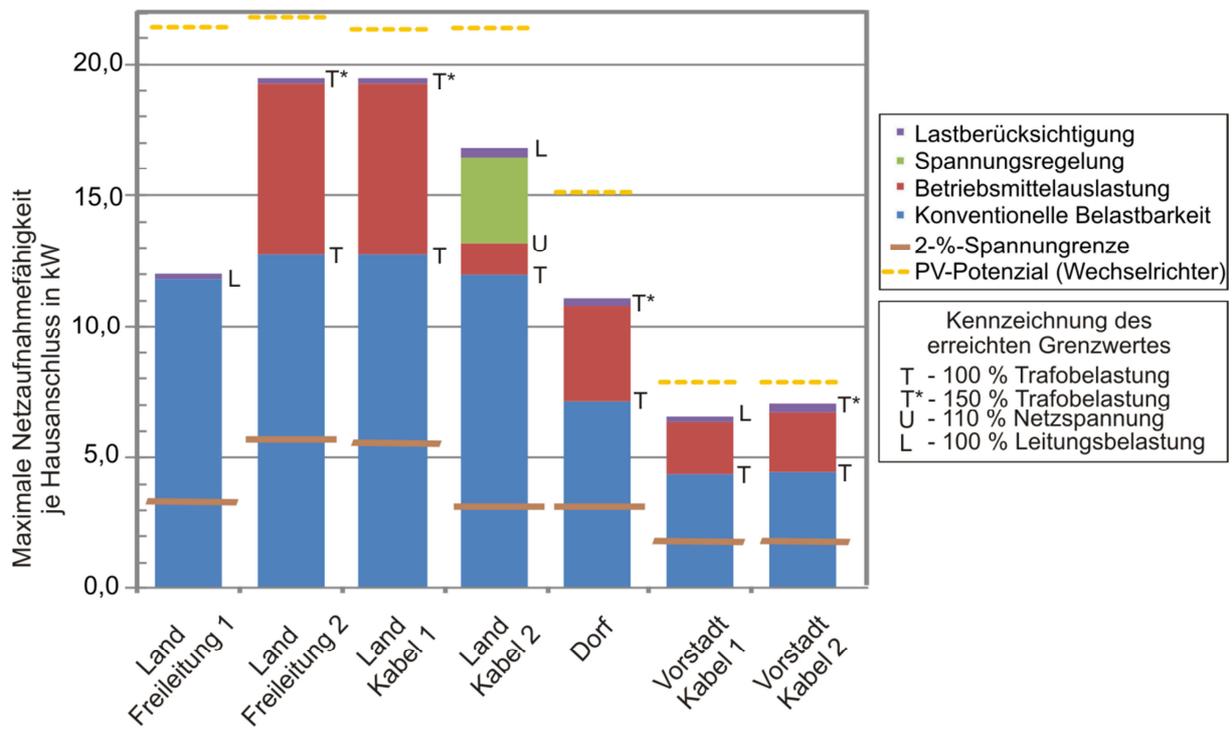


Bild 6.5: Maximale Netzaufnahmefähigkeit für die verschiedenen Belastungsgrenzen und das vorhandene PV-Potenzial in den typischen Netzen

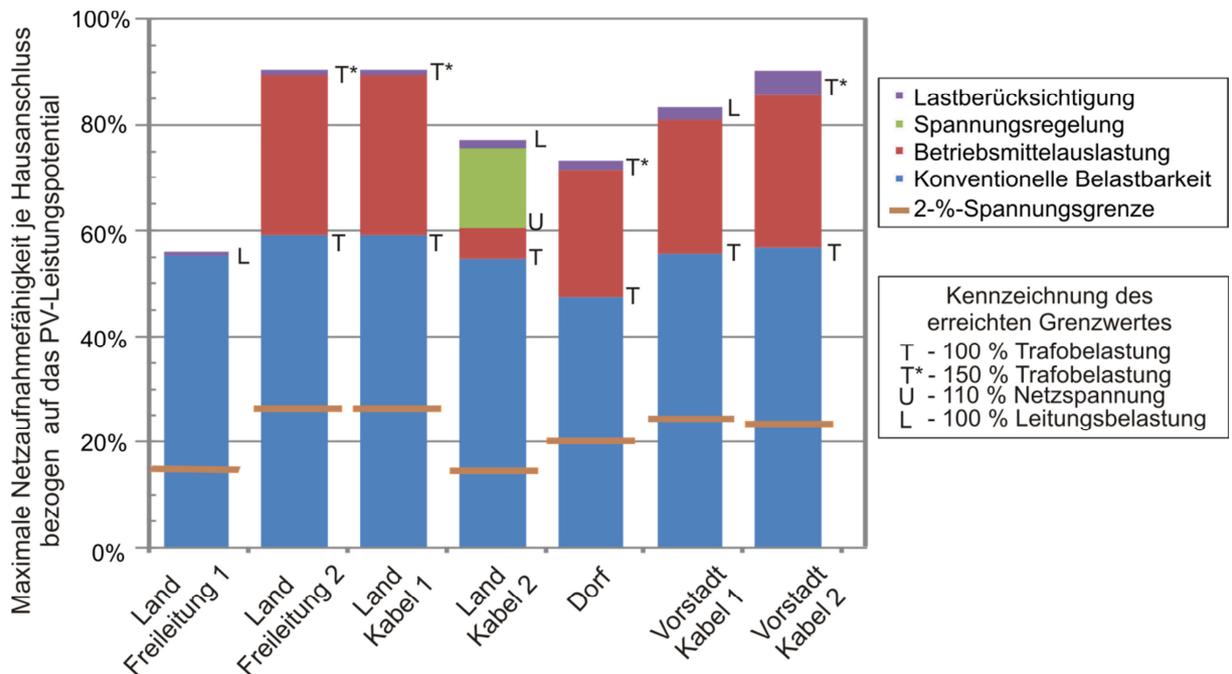


Bild 6.6: Auf das PV-Potenzial bezogene maximale Netzaufnahmefähigkeit für die verschiedenen Belastungsgrenzen in den typischen Netzen

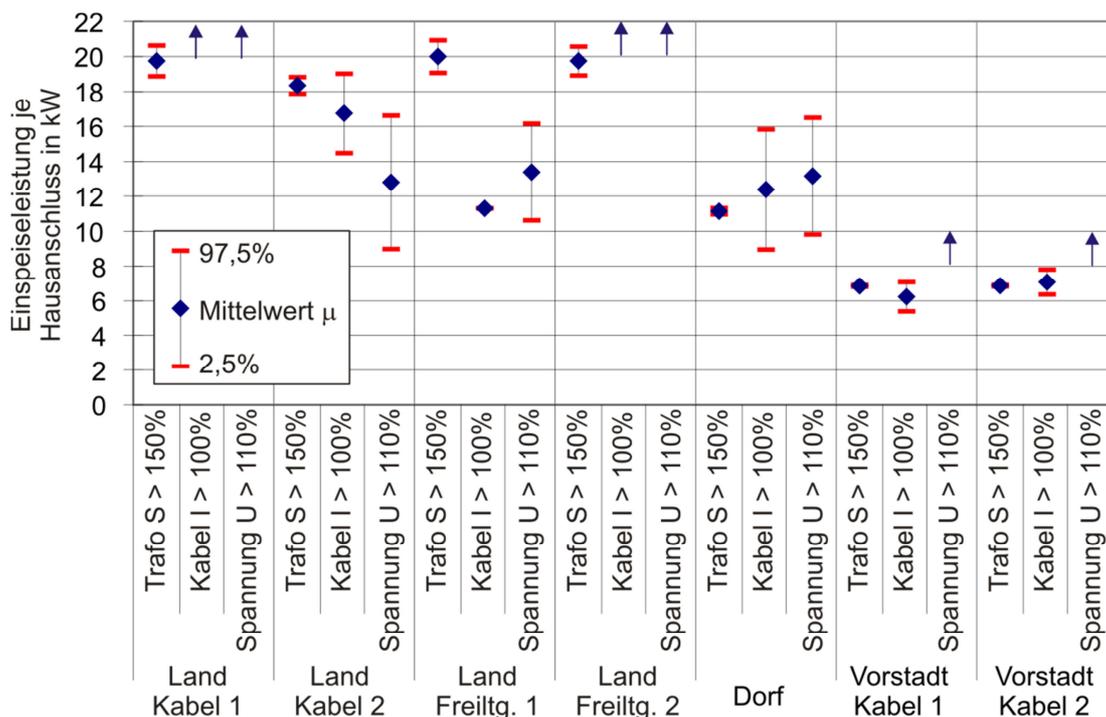


Bild 6.7: Vergleich der Mittelwerte der erreichten Belastungsgrenzen mit 2- σ -Streuintervall für die typischen Netze (2,5 % - 97,5 % = 2σ)

6.6 Abschließende Aussagen zur Aufnahmefähigkeit

Die Aufnahmefähigkeit für PV-Anlagen typischer Land-, Dorf- und Vorstadtnetze liegt ohne zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit im Bereich von 50 % bis 60 % des auf 30 kWp begrenzten PV-Potenzials. In typischen Landnetzen entspricht dies ca. 12 bis 14 kW Wechselrichterleistung je Hausanschluss. In den Vorstadtnetzen sinkt der Wert auf ca. 4,5 kW. Bei Nutzung der Betriebsmittelreserven, einer Blindleistungsregelung zur Spannungsbandeinhaltung und der Anrechnung der Verbraucherlast erhöht sich die Aufnahmefähigkeit auf 60 % bis 90 % des auf 30 kWp begrenzten PV-Potenzials (Land 12 kW/HAS – 19 kW/HAS; Vorstadt 6 kW/HAS – 7 kW/HAS).

Auch in den extremen Netzen beträgt mit den genannten Maßnahmen die Aufnahmefähigkeit durchschnittlich 30 %. Nur 5 % der Niederspannungsnetze weisen eine geringere Netzbelastbarkeit auf (Anhang 7).

Ohne eine Begrenzung der Anlagenleistung beträgt die Aufnahmefähigkeit je Hausanschluss in den Landnetzen zwischen 35 % und 45 %, im Dorfnetz ebenso 45 % und in den Vorstadtnetzen unverändert zwischen 80 % und 90 % des PV-Potenzials (typische Netze).

Bei einer Beachtung der 2-%-Spannungsgrenze haben die genannten Maßnahmen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit keinen Einfluss bzw. können aufgrund der Definition des Kriteriums nicht sinnvoll verwendet werden. Die Aufnahmefähigkeit liegt in diesem Fall unter 25 % des PV-Potenzials (typische Netze).

Tabelle 6.2: Übersicht über die Belastbarkeit der Typischen Netze bei verschiedenen Belastungsgrenzen. (Kennzeichnung der Grenzwerte analog zu Bild 6.7)

| | | Land | | | | Dorf | Vorstadt | |
|---|--------|------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| | | Kabel | | Freileitung | | | Kabel | |
| | | 1 | 2 | 1 | 2 | | 1 | 2 |
| PV Potenzial | kW | 21,5 | 21,8 | 21,4 | 21,5 | 15,1 | 7,8 | 7,8 |
| 2-%- Spannungsgrenze | kW | 5,6 | 3,1 | 3,3 | 5,9 | 3,1 | 2,2 | 2,2 |
| | % | 26 | 14 | 15 | 28 | 21 | 27 | 27 |
| | Grenze | ΔU | ΔU | ΔU | ΔU | ΔU | ΔU | ΔU |
| Konventionelle Belastbarkeit | kW | 12,7 | 11,9 | 11,8 | 12,7 | 7,2 | 4,4 | 4,5 |
| | % | 59 | 55 | 55 | 59 | 47 | 56 | 57 |
| | Grenze | T | T | L | T | T | T | T |
| Erhöhte Betriebsmittelbe- lastbarkeit | kW | 19,2 | 13,2 | 11,8 | 19,2 | 10,8 | 6,3 | 6,3 |
| | % | 89 | 60 | 55 | 89 | 71 | 81 | 81 |
| | Grenze | T* | T* | L | U | T* | T* | T* |
| Spannungsrege- lung | kW | 19,2 | 13,2 | 11,8 | 16,0 | 10,8 | 6,3 | 6,3 |
| | % | 89 | 60 | 55 | 73 | 71 | 81 | 81 |
| | Grenze | T* | T* | L | L | T* | T* | T* |
| Lastberücksich- tigung | kW | 19,5 | 16,8 | 12,0 | 19,5 | 11,1 | 6,5 | 7,1 |
| | % | 91 | 77 | 56 | 91 | 73 | 83 | 90 |
| | Grenze | T* | T* | L | L | T* | T* | T* |

7 Photovoltaik-Zubauszenario

Im vorhergehenden Kapitel wurde dargelegt, dass bei Anwendung der erweiterten Kriterien zur Netzaufnahmefähigkeit mehr als die Hälfte des PV-Potenzials in die Netze integrierbar ist. Wenn weitere Anlagen angeschlossen werden sollen, müssen Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt werden. Für eine Planung des zu erwartenden Aufwandes und der resultierenden Investitionen ist es sinnvoll, auf Basis der zu erwartenden Kosten- und Effizienzentwicklungen von PV-Anlagen ein Szenario für den erwarteten Zubau von Anlagen zu entwickeln. Auf der Grundlage der zeitlichen Entwicklung können dann die Zeitpunkte der zu erwartenden Investitionen in das Netz abgeschätzt werden.

7.1 Grundidee des Szenarios

Für die Errichtung von PV-Anlagen werden verschiedene Gründe angegeben. So spielt gewiss Streben nach energetischer Autarkie oder der Umweltgedanke oft eine Rolle. Der Hauptgrund für die Zubauentwicklung in Deutschland ist jedoch die staatlich gesicherte Abnahme und Vergütung der erzeugten Energie und die damit gut kalkulierbare erwartete Rendite.

Nach Angaben verschiedener Hersteller und Verkäufer von PV-Anlagen wurden 2007 private Anlagen mit einem erwarteten Jahresenergieertrag von mindestens 850 kWh verkauft. Anlagen mit einem geringeren Energieertrag stellen trotz vieler nicht monetärer Motive die Ausnahme dar.

Daraus lässt sich ein wirtschaftlicher Mindestertrag für das Jahr 2007 ermitteln, ab welchem PV-Anlagen errichtet werden. Als wirtschaftlicher Ertrag wurde das Verhältnis des Gewinnes über die 20 Jahre zu den im selben Zeitraum aufgewendeten Kosten definiert (Kap. 7.2). 20 Jahre ergeben sich aus der erwarteten Lebensdauer der PV-Anlage und sind zugleich der Zeitraum der garantierten EEG-Vergütung [EEG-09].

Für eine zukünftige Entwicklung wird angenommen, dass sich dieser Mindestertrag nicht ändert. Alle Dachflächen mit einer potenziell höheren Rendite gelten als wirtschaftlich und werden als das wirtschaftliche PV-Potenzial definiert. Anlagen mit einer geringeren Rendite werden nach diesem Szenario auch in Zukunft nicht installiert.

Aufgrund der sich in Zukunft ändernden Rahmenbedingungen wie der Degression der Einspeisevergütung oder der Verbesserung der Anlagenwirkungsgrade verändert sich die Anzahl der Dachflächen, welche den wirtschaftlichen Mindestertrag erreichen. Damit verändert sich auch das wirtschaftliche PV-Potenzial im Laufe der Zeit.

Das wirtschaftliche PV-Potenzial entspricht der momentan installierbaren Leistung in den Netzen, welche den wirtschaftlichen Mindestertrag erreichen würde, aber nicht der tatsächlich installierten Leistung. Das wirtschaftliche PV-Potenzial ist die Zielgröße, welche durch sukzessiven Anlagenzubau von heute an erreicht werden soll. Die Annahme des Anlagenzubaus hin zu dieser Zielgröße ergibt das PV-Zubauszenario.

7.2 Bestimmung des wirtschaftlichen PV-Potenzials

Da das wirtschaftliche PV-Potenzial auf der Bestimmung des wirtschaftlichen Anlagenenertrags beruht, sind neben der Ermittlung der erwarteten Energieerträge die Entwicklung der Anlagenkosten und der Einspeisevergütung maßgeblich.

Die Berechnung des wirtschaftlichen Anlagenenertrags erfolgt anhand der üblichen Praxis wirtschaftlicher Berechnung. Eine ausführliche Berechnung ist im Anhang 8 dargestellt.

Wesentliche Bestandteile sind:

1. Investitionskosten
2. Laufende Kosten
3. Stromeinnahmen
4. Steuer
5. Abschreibung
6. Kapitalkosten
7. Inflation

Die einzelnen Einflussgrößen und deren Entwicklung werden im Folgenden erörtert.

7.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten umfassen vor allem Material und Montagekosten. Bei den Materialkosten wird zwischen den Kosten für die PV-Module, die Wechselrichter sowie die Elektroinstallation unterschieden.

7.2.1.1 Entwicklung der PV-Modulkosten

Die Module stellen ca. 60 % der Investitionskosten dar (vgl. Anhang 8). Aufgrund der erhöhten Produktionsmenge und der effizienteren Fertigungstechnologien werden hier deutlich sinkende spezifische Kosten erwartet. Die European Photovoltaic Industry Association (EPIA) rechnet mit Degressionsraten zwischen 15 % und 18 % in Abhängigkeit von der weltweit zugebauten Leistung [EPI-08]. Eine Degression von 20 % könnte bei einer weltweit geringen Förderung erreicht werden und wurde als zusätzliches Szenario in die Berechnungen aufgenommen (Bild 7.1 links). Die zeitliche Entwicklung der spezifischen Modulpreise wird aus dem erwarteten Zubau der weltweiten Photovoltaikleistung ermittelt (Bild 7.2). Die Werte bis 2012 basieren ebenfalls auf [EPI-08]. Ab 2012 wird mangels weiterer Angaben die Zuwachsrate auf 25 % als konstant angenommen. Aus beiden Werten resultieren die erwarteten Modulpreise für den Weltmarkt und damit auch für Deutschland (Bild 7.1 rechts).

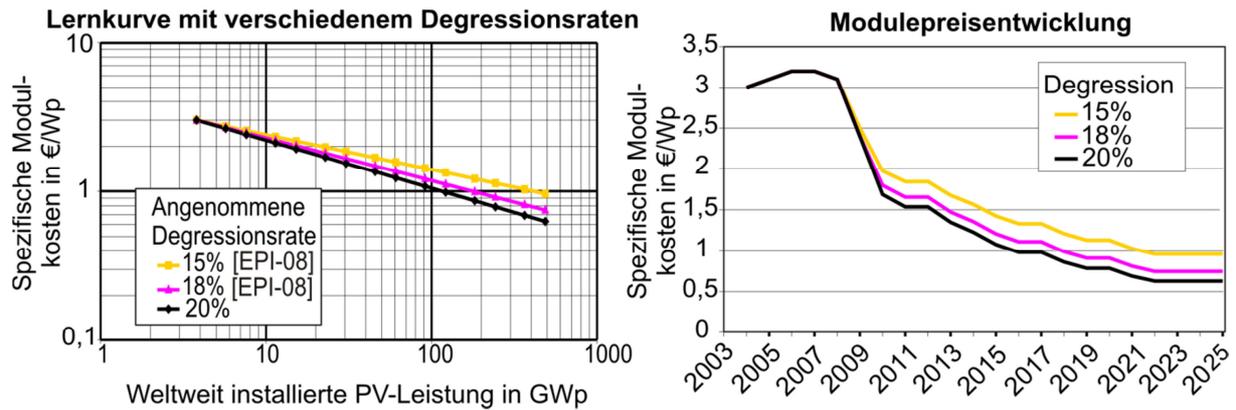


Bild 7.1: Entwicklung der spezifischen Modulpreise in Abhängigkeit von der installierten Leistung [EPI-08] und der angenommenen Zubauentwicklung

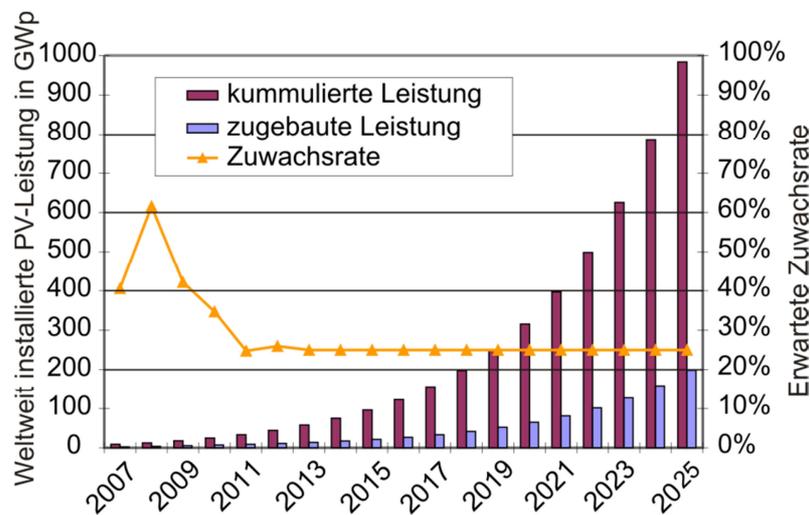


Bild 7.2: Entwicklung der weltweit installierten PV-Leistung, bis 2012 basierend auf [EPI-00], nach 2012 mit einer konstanten Zuwachsrate von 25 %/a

7.2.1.2 Entwicklung der Wechselrichterkosten

In den Jahren 2007 und 2008 lagen die spezifischen Wechselrichterkosten für Anlagen kleiner 30 kWp zwischen 400 €/kWp und 500 €/kWp [MEI-07]. Für 2010 werden Kosten zwischen 300 €/kWp und 400 €/kWp, für 2020 zwischen 150 €/kWp und 200 €/kWp angegeben [MEI-07]. Für die Studie wurden die Zwischenwerte linear interpoliert und der Zwischenbereich durch drei Szenarien nachgebildet.



Bild 7.3: Entwicklung der spezifischen Wechselrichter-kosten extrapoliert nach Angaben in [MEI-07]

7.2.1.3 Entwicklung der Kosten für Montage und Nebenmaterial

Die wesentlichen Kostenanteile für das Nebenmaterial entstehen aus den Modulträgern sowie der erforderlichen Elektroinstallation mit Zählplatz und Verkabelung. Die Kosten für Montage und Nebenmaterial werden für das Jahr 2007 auf 950 €/kWp geschätzt.

Da hier keine wesentlichen Kostensparpotenziale enthalten sind, werden die zukünftigen Kosten nur durch die Anpassung an die Inflationsrate (Kap. 7.2.6) verändert.

7.2.2 Laufenden Kosten

Die laufenden Kosten einer PV-Anlage setzen sich aus Wartungskosten, Zählkosten und der Anlagenversicherung zusammen:

- Die Wartungskosten beinhalten einen Ersatz des Wechselrichters nach 10 Jahren sowie kleinere Reparaturen und werden zu 0,6 % der Investitionskosten pro Jahr angenommen.
- Die Zählkosten werden zu 0,5 % der Investitionskosten pro Jahr angenommen.
- Die Kosten für die Versicherung werden zu 0,22 % der Investitionskosten angenommen und über den gesamten betrachteten Zeitraum verteilt.

Die Quellen der Werte sind direkte Auskünfte von PV-Anlagenherstellern und Versicherern, da keine statistisch abgesicherten Werte verfügbar waren.

7.2.3 Stromeinnahmen

Die erzeugte Energie aus PV-Anlagen wird derzeit fast ausschließlich nach den im EEG festgelegten Sätzen vergütet [EEG-09]. Dabei bleibt der Vergütungssatz für eine Anlage für 20 Jahre konstant, ist aber vom Jahr der Inbetriebnahme abhängig. Vor 2009 wurden die Vergütungssätze nach [EEG-04] verwendet.

Die Entwicklung der Vergütungssätze nimmt ab 2011 mit der Degression von 9 % pro Jahr ab. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die Stromkosten für den Haushaltsverbrauch zunehmen. Extrapoliert man den heutigen Strompreis für Haushaltskunden von ca. 0,20 €/kWh mit der durchschnittlichen Preissteigerung elektrischer Energie der letzten zehn Jahre von

3,53 % pro Jahr [STA-06], so ist der Schnittpunkt der PV-Vergütung nach dem EEG und dem Strompreis im Jahr 2015 zu erwarten (Bild 7.4).

Für die Berechnung wurde vereinfachend angenommen, dass die Vergütung für die eingespeiste Energie ab 2015 dem erwarteten Strompreis folgen wird.

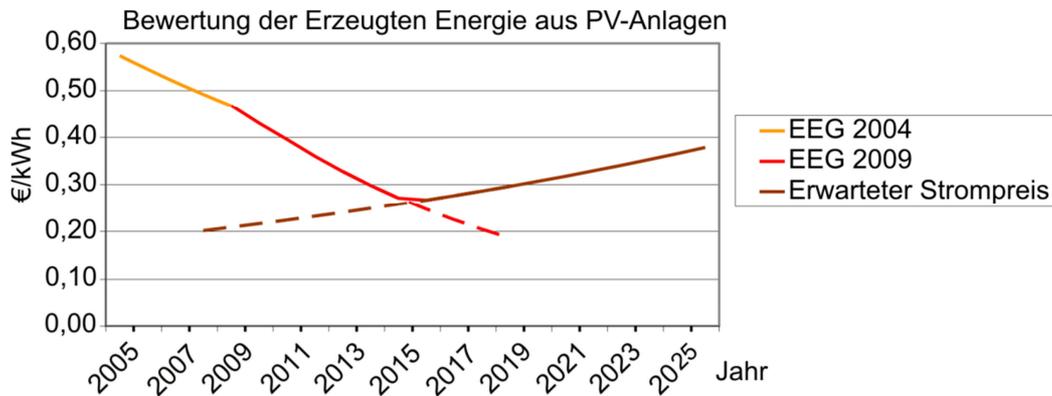


Bild 7.4: Entwicklung der EEG-Vergütung und des erwarteten Strompreises

7.2.4 Steuer und Absetzung für Abnutzung

Für den Gewinn aus einer Erzeugungsanlage ist Einkommensteuer zu entrichten. Dieser ist stark betreiberabhängig und liegt zwischen 0 % und 42 %. Für die Ermittlung der Rendite wird ein Steuersatz von 30 % angenommen.

Über die Abschreibung bzw. Absetzung für Abnutzungen (AfA) wird steuerlich eine Wertminderung der Anlage berücksichtigt. Es wird hierzu eine lineare Abschreibung über 20 Jahre verwendet.

7.2.5 Kapitalkosten

Grundsätzlich sind zur Bewertung jeder Investition die Kapitalkosten zu berücksichtigen. Werden die Kapitalkosten für den betrachteten Zeitraum als konstant angenommen, verändern sie die wirtschaftliche Grenze nicht. Daher wird auf die Berechnung der Kapitalkosten bei der Ermittlung des wirtschaftlichen PV-Potenzials verzichtet.

Für die Berechnungen der Netzausbaukosten wird ein Zinssatz von 4 % angenommen. Grundlage bilden die Zinsen für öffentliche Pfandbriefe der Bundesregierung, welche einen mittleren Zinssatz von 4,1 % im Zeitraum von 1999 bis 2009 ergaben [DBB-10].

7.2.6 Inflation

Die Inflation ist zur Bewertung der Netzinvestitionen nach der Barwertmethode relevant und wird auch zur Abschätzung der Kostenentwicklung für Montage und Nebenmaterial sowie der Investitionskosten verwendet. Die Inflationsrate bewegte sich in den letzten 10 Jahren zwischen 1,5 % und 2 % [STA-08]. Es wird daher von einem mittleren Wert von 1,75 % ausgegangen.

7.2.7 Bestimmung des Anlagen-Energieertrages

Der Energieertrag einer Photovoltaikanlage ist im Wesentlichen von folgenden Einflussgrößen abhängig:

1. Anlagenausrichtung und Standort
2. Wechselrichterwirkungsgrad
3. Modulwirkungsgrad
4. Degradation
5. Zusatzverluste

Mit Hilfe dieser Werte kann für jede beliebig ausgerichtete Anlage der zu erwartende jährliche Energieertrag während ihrer Lebensdauer bestimmt werden.

7.2.7.1 Anlagenausrichtung und Standort

Die solare Einstrahlung ist vom Standort der Anlage abhängig. Die Werte variieren im 10-jährigen Mittel in Deutschland von 900 kWh/m^2 bis 1220 kWh/m^2 [DWD-04]. Zur besseren Detaillierung der Wirtschaftlichkeitsberechnung bzw. der Hochrechnung wird für Südbayern und Nordbayern ein unterschiedlicher Wert für die Einstrahlung verwendet. Für Südbayern wurde 1285 kWh/m^2 und für Nordbayern 1207 kWh/m^2 angenommen.

Die eingestrahlte Leistung auf ein PV-Modul ist maßgeblich von dessen Ausrichtung abhängig. Die Ermittlung erfolgte auf Basis von Messwerten der Wetterstation München Haar des Agrarmeteorologischen Messnetzes Bayern für 2005 und des PV-Anlagenmodells (Kap. 2.3.2.1). Das Ergebnis für den ausrichtungsabhängigen Energieertrag (Bild 7.5) entspricht weitgehend der Literatur [QUA-98]. Die leichte Abweichung nach Westen scheint ein lokales Phänomen der zugrunde gelegten Messdaten aus München Haar zu sein, hat aber auf die abgeleiteten grundsätzlichen Aussagen zur Wirtschaftlichkeit keinen Einfluss.

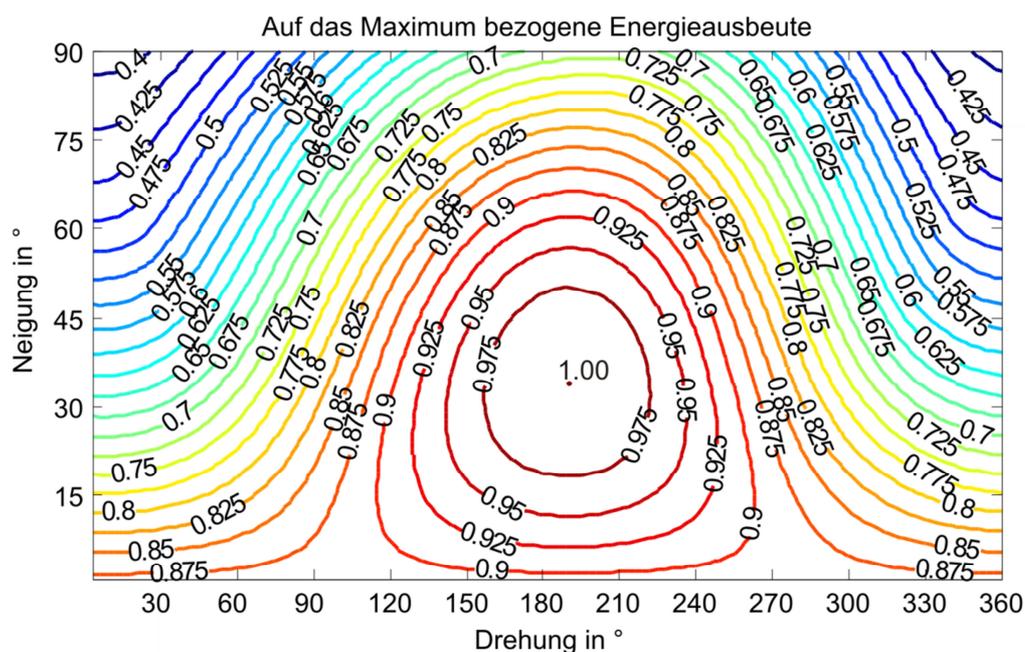


Bild 7.5: Auf das Maximum bezogener Energieertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung. Berechnet auf Basis von gemessenen Wetterdaten in München Haar [LFL-09].

7.2.7.2 Wechselrichterwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad η der PV-Wechselrichter hat in den letzten Jahren deutliche gesteigert. Dabei konnten die auf die Wechselrichterbemessungsleistung bezogene Verlustleistung p_V seit 1995 von $p_V = 8\%$ auf $p_V = 2\%$ im Jahr 2005 verringert werden. Dies entspricht einer Halbierung der Verluste alle 5 Jahre. Für die Extrapolation wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend in Zukunft fortsetzt [MEI-07].

Für den Energieertrag ist der Europäische Wirkungsgrad η_E der Wechselrichter aussagekräftiger, da er auch die Teillastbereiche mit berücksichtigt. Dieser liegt im Mittel 1 % bis 2 % unterhalb des nominalen Wirkungsgrades [KER-08b]. Für die Entwicklung wird angenommen, dass sich die fünf-jährliche Halbierung der Verluste auch auf diesen auswirkt (Bild 7.6).

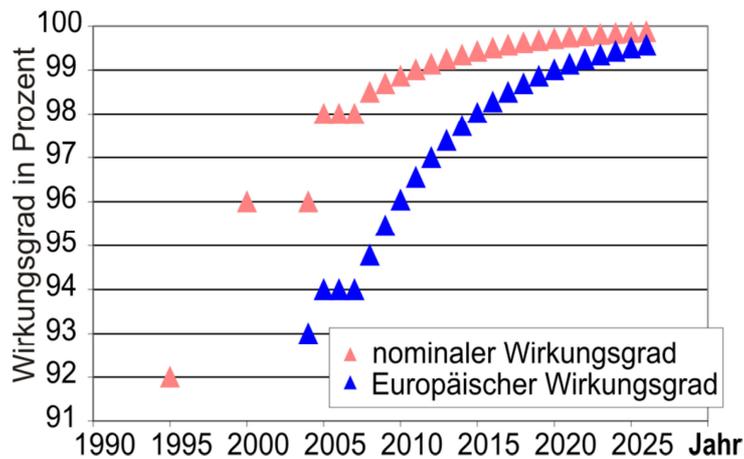


Bild 7.6: Angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade von PV-Wechselrichtern (Werte bis 2007 aus [MEI-07])

7.2.7.3 Modulwirkungsgrad

Die Entwicklung der PV-Module ist nur vage einzuschätzen, da hier verschiedene Technologierichtungen parallel vorangetrieben werden und Entwicklungsfortschritte oft durch Technologiesprünge erreicht werden, welche nicht vorhersehbar sind.

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung wird die Roadmap der europäischen Photovoltaikindustrie (EPIA) verwendet, welche als Ziel einen Modulwirkungsgrad von $\eta_M = 22\%$ für das Jahr 2020 angibt [EPI-04]. Der Vergleich mit dem durchschnittlichen Wirkungsgrad der installierten Module [PHO-08] zeigt, dass dieser um ca. 3,5 % unterhalb der EPIA-Roadmap liegt. Es wurde angenommen, dass diese Diskrepanz konstant bleibt. Für 2030 ergibt die Strategic Research Agenda der europäischen Photovoltaik-Technologieplattform einen maximalen Modulwirkungsgrad von 25 % [SOL-07] an. Berücksichtigt werden müsste auch der wachsende Einfluss der Dünnschichttechnologie, welcher den durchschnittlichen Wirkungsgrad verringert. Dieser ist jedoch nicht quantifizierbar. Für die vorliegende Arbeit wird daher eine Wirkungsgradentwicklung entsprechend Bild 7.7 verwendet.

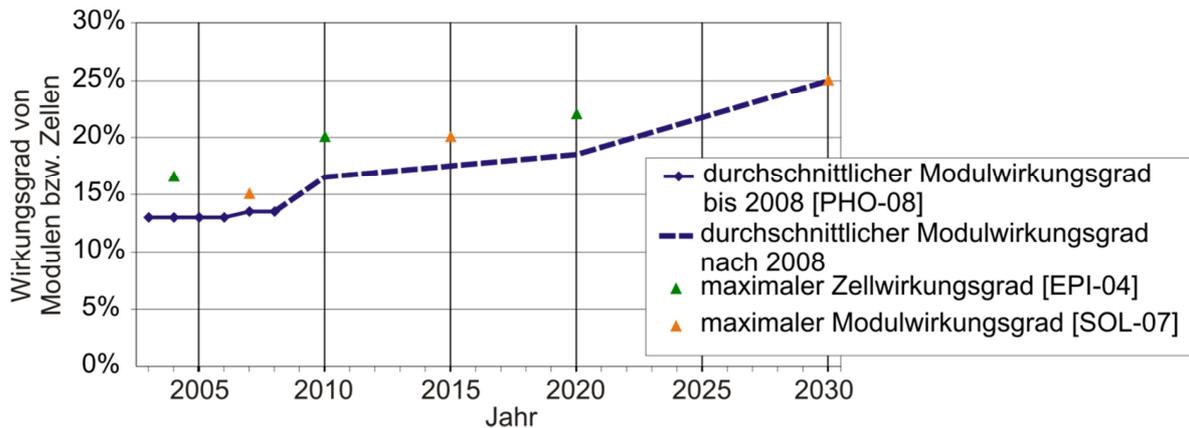


Bild 7.7: Angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade von PV-Wechselrichtern (Werte bis 2007 aus [MEI-07])

7.2.7.4 Degradation

Zur Bestimmung des Energieertrages über einen Zeitraum von 20 Jahren ist die zeitliche Abnahme des Modulwirkungsgrades (Degradation) zu berücksichtigen. Oft geben die Hersteller von Solarzellen eine Mindestgarantie auf ihre Produkte. Diese liegt typischerweise bei einem Wirkungsgrad von 90 % des Anfangswirkungsgrades nach 10 Jahren oder 80 % nach 20 bis 25 Jahren [SOL-07]. Dies entspricht einer mittleren Wirkungsgradabnahme von 0,9 % pro Jahr bezogen auf den Anfangswirkungsgrad, welcher für die Bestimmung der Jahresenergieerträge mit berücksichtigt wird.

7.2.7.5 Zusatzverluste

Zur Bestimmung des jährlichen Energieertrages einer PV-Anlage sind weiters zusätzliche Verluste zu berücksichtigen. Diese ergeben sich aus

- ohmsche Verluste in Kabeln
- Verschmutzung der Module
- erhöhte Modultemperatur gegenüber Standardbedingungen
- Teillastbetrieb der Module

Die Zusatzverluste werden von den Anlageninstallateuren mit ca. 8 % angegeben. Es wird angenommen, dass diese keiner zeitlichen Entwicklung unterliegen.

7.2.8 Wirtschaftliches Potenzial in Bayern 2007

Wie bereits erwähnt wurden nach Aussagen von Anlagenherstellern im Jahr 2007 Anlagen bis zu einem erwarteten Mindestertrag von 850 kWh/a verkauft. Ermittelt man mit den für 2007 angenommenen Werten für die Wirkungsgrade den möglichen Bereich der Anlagen mit einem Energieertrag von mindestens 850 kWh/a, ergibt sich für Nord- und Südbayern ein unterschiedlicher Bereich möglicher Modulausrichtungen (Bild 7.8). Da nur Aufdachanlagen berücksichtigt werden, ist nur der Neigungsbereich zwischen 20° und 50° relevant. Das wirtschaftliche Potenzial entspricht daher dem Flächenanteil aller Anlagen zwischen 90° und 300° Drehung.

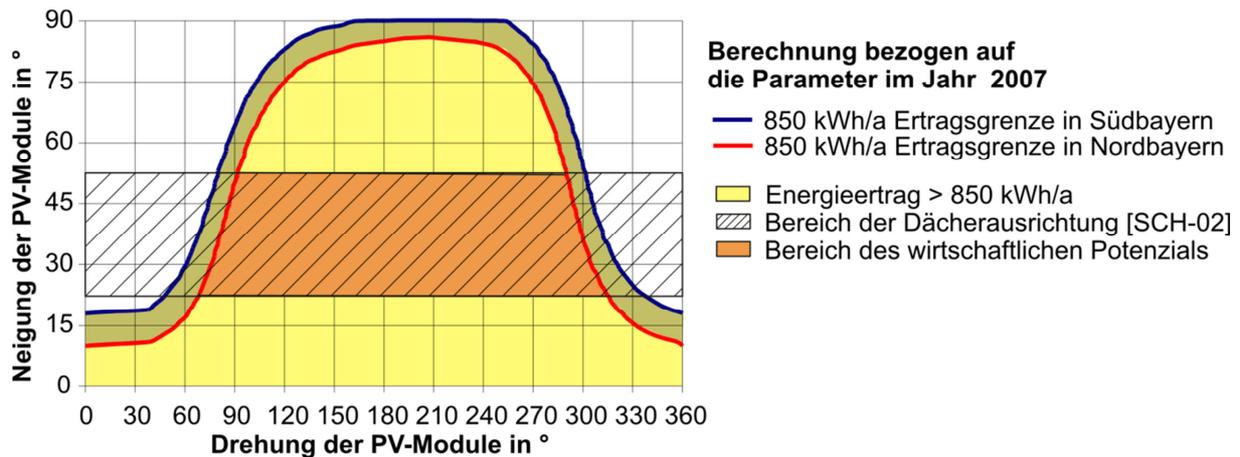


Bild 7.8: Modulausrichtungen mit einem Ertrag von 850 kWh/a für das Jahr 2007 und resultierender Bereich des wirtschaftlichen PV-Potenzials für Aufdachanlagen

Im Laufe der angenommenen 20 Jahre Lebensdauer einer im Jahr 2007 in Betrieb genommenen Anlage mit einem Jahresenergieertrag von 850 kWh/a werden ca. 40 % mehr Einnahmen erzielt als Kosten verursacht. Im Folgenden wird angenommen, dass dieser wirtschaftliche Ertrag für den Berechnungszeitraum konstant bleibt.

7.2.9 Entwicklung des wirtschaftlichen PV-Potenzials

Zur Abschätzung der Entwicklung des wirtschaftlichen PV-Potenzials sind sowohl die Entwicklung des Energieertrages künftiger Anlagen als auch die Entwicklung von Kosten und Einnahmen miteinander zu vergleichen.

Die Grenze der Wirtschaftlichkeit ist ein minimaler wirtschaftlicher Ertrag von 40 %. Da sowohl für die Bestimmung des minimalen Mehrertrages von 40 % als auch für die Berechnungen der Ausrichtungsgrenze künftiger Anlagen dieselbe Berechnungsmethode verwendet wurde hebt sich der Einfluss zeitlich konstanter Parameter wie Inflation, Steuersatz, Zusatzverluste etc. weitgehend auf. Dies wurde durch eine Sensitivitätsanalyse der Berechnung bestätigt.

Bei der Ermittlung des minimalen erforderlichen Energieertrages je kWp installierter Modulleistung zeigt sich bis 2011 eine abnehmende Tendenz (Bild 7.9 links). Durch die zu diesem Zeitpunkt einsetzende verstärkte Regression der Vergütungssätze steigt der Wert bis ca. 2015 wieder an. Da 2015 der Schnittpunkt der Vergütung mit den Energiepreisen für Haushaltskunden erwartet wird (vgl. Bild 7.4), nimmt aufgrund der erwarteten Energiepreissteigerungen der minimale Ertrag fortan wieder ab.

Das wirtschaftliche Potenzial folgt annähernd diesem Verlauf (Bild 7.9 rechts), wobei hierbei zusätzlich die Effizienzsteigerungen von Modulen und Wechselrichtern mit berücksichtigt werden (vgl. Kap. 7.2.7.2 und 7.2.7.3). Ab 2020 ist nach diesem Szenario die gesamte Dachfläche wirtschaftlich für PV-Anlagen nutzbar und daher sind keine weiteren Steigerungen mehr möglich.

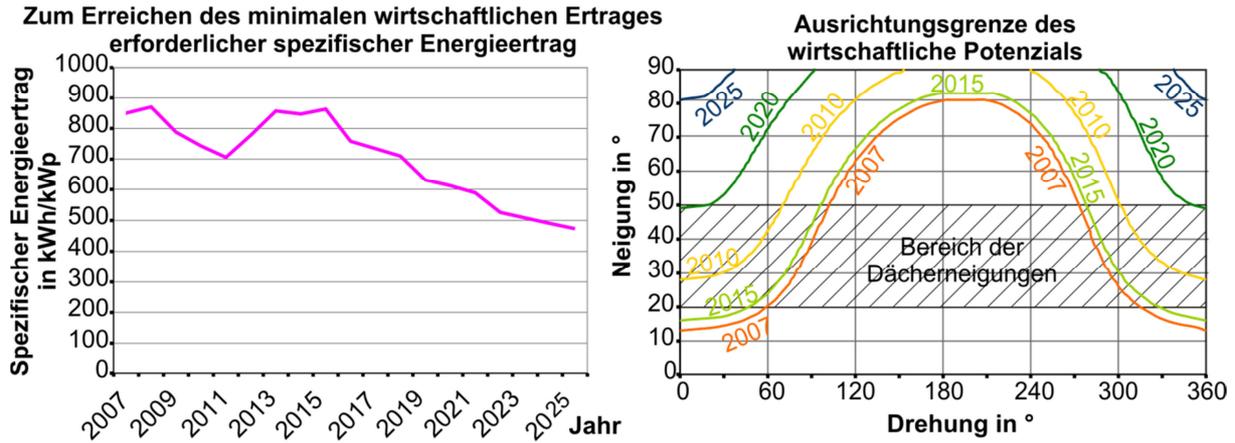


Bild 7.9: Minimaler wirtschaftlicher Energieertrag je kWp Modulleistung sowie die resultierende Ausrichtungsgrenze der PV-Anlagen bis zum Jahr 2025.

Die Veränderung des Bereiches des wirtschaftlichen Ertrages wurde auf die Ermittlung des in den typischen Netzen vorhandenen Dachflächenpotenzials nach Kap. 5.1.4.3 bezogen. Das resultierende Potenzial in den Netzen (Bild 7.10) nimmt ähnlich zur Abnahme des erforderlichen minimalen spezifischen Energieertrages zu. Die weitere Steigerung ab 2020 ist auf die Wirkungsgradsteigerungen des PV-Anlagensystems zurückzuführen, wodurch auf derselben Dachfläche mehr Leistung installiert werden kann.

Aufgrund der Begrenzung der maximalen Leistung je Hausanschluss auf 30 kWp bzw. 27 kW Wechselrichterleistung wirkt sich die Verbesserung des Wirkungsgrades nur auf Gebäude aus, welche diesen Wert noch nicht erreicht haben. Aufgrund des großen Anteils von landwirtschaftlichen Gebäuden in den Landnetzen ist die Steigerung des Potenzials in diesen Netzen geringer als in den Vorstadtnetzen mit Wohnhäusern geringer Dachfläche.

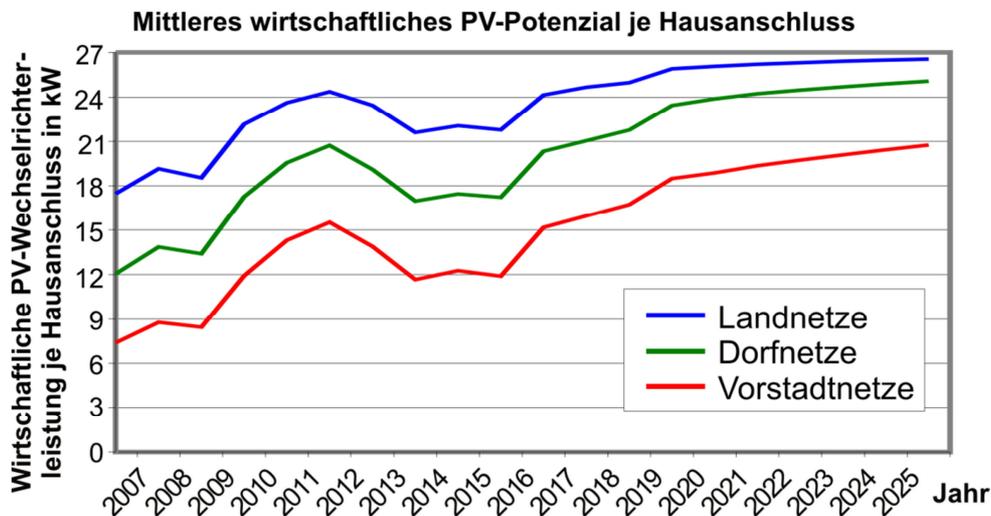


Bild 7.10: Angenommene Entwicklung des wirtschaftlichen Dachflächenpotenzials je Hausanschluss, differenziert nach Netzkategorien

7.3 Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung

Für Netzausbauplanung ist die Kenntnis des wirtschaftlich möglichen PV-Potenzials nur bedingt geeignet. Dies stellt die Grenze der zu erwartenden Leistung dar, welche durch Anlagenbau sukzessive erreicht wird.

Zur Abschätzung der zukünftig installierten Leistung wird eine Wachstumsfunktion definiert. Diese muss den bisher erfolgten PV-Zubau in Relation zum vorhandenen PV-Potenzial abbilden. Da sich veränderte Rahmenbedingungen auf die installierte Leistung erst verzögert auswirken ist dies ebenfalls in der Wachstumsfunktion zu berücksichtigen.

Die Nachbildung dieses Verhaltens erfolgt durch die Übertragungsfunktion einer PT2-Regelung. Diese bildet im Anfangsbereich den flachen Anstieg der installierten Anlagenleistung bis 2003, aber auch das nahezu exponentielle Wachstum der letzten Jahre (vgl. Bild 1.1) gut ab. Die Bestimmung der installierten PV-Leistung $L(t)$ ergibt sich aus dem PV-Potenzial $P(t)$. Die Parameter K , D und ω_0 der Übertragungsfunktion wurden aus einer Regressionsrechnung des für die Jahre 2004 bis 2007 ermittelten wirtschaftlichen PV-Potenzials und der installierten PV-Leistung gewonnen.

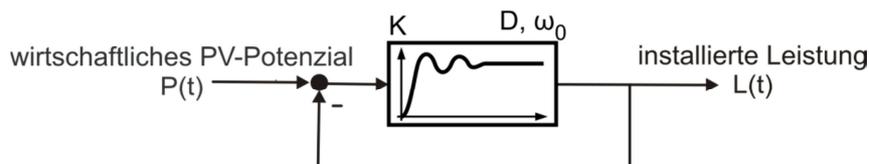


Bild 7.11: Blockschaltbild der zur Ermittlung der installierten Leistung verwendeten PT2-Funktion

Die Bestimmung des in den Netzkategorien installierten Potenzials erfolgte auf Basis der bundesweit installierten Leistung in Deutschland [BMU-08] und den Bundesländern [PHO-09]. Die Aufteilung der installierten Leistung in den Bundesländern auf den verschiedenen Netzkategorien erfolgte nach der in [LOE-10] beschriebenen Methodik. Hierbei wird jede Gemeinde den Netzkategorien auf Basis von Einwohnerdichte, Wohnungsdichte, und Wohngebäudedichte zugeordnet.

7.4 Szenario der installierten Photovoltaikleistung

Mit dem beschriebenen Verfahren wurden basierend auf den Annahmen der weiteren Entwicklung von Kosten und Wirkungsgraden Szenarien der installierten PV-Leistung in den Netzen abgeleitet. Fast alle der zugrunde gelegten Werte sind nicht genau bekannt und weisen eine nicht zu beziffernde Unsicherheit auf. Um diese Unsicherheiten zu verdeutlichen bzw. den Einfluss einzelner Faktoren auf das Ergebnis abschätzen zu können, wurden sowohl für die Wachstumsfunktion als auch für das wirtschaftliche Potenzial mehrere Berechnungen durchgeführt.

Haupt-Einflussfaktoren auf die Entwicklung der installierten PV-Leistung sind:

- das wirtschaftliche Potenzial, abhängig von Energiepolitik, Technologieentwicklung, wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Bestimmung der vorhandenen Dachflächen.
- die Parameter der Wachstumsfunktion, welche durch die Aufteilung der bisher installierten Leistung in Bayern in Netzkategorien beeinflusst werden.

Die Kennlinien für Land- und Dorfnetze für wirtschaftliche Potenziale sowie Wachstumsparameter sind in Bild 7.12 dargestellt. Zu erkennen ist, dass aufgrund des bisher hauptsächlich in den Landnetzen erfolgten Zubaus die Wachstumsfunktion viel dynamischer verläuft als in den Dorfnetzen. In den Landnetzen wird daher eine Abflachung der Kurve ab 2014 erwartet. In den Dorfnetzen ist bisher nur ein geringer Teil der Dächer mit PV-Anlagen ausgestattet. Die resultierenden längeren Zeitkonstanten der Wachstumsfunktion führen daher zu einer stärkeren Vergleichmäßigung des Zubaus. Für Vorstadtnetze (nicht dargestellt) trifft dies verstärkt zu. Aufgrund des für Bayern deutlich größeren PV-Potenzials in Dorf- und Vorstadt- als in Landnetzen ist jedoch weiterhin von einem beschleunigten gesamten Wachstum auszugehen.

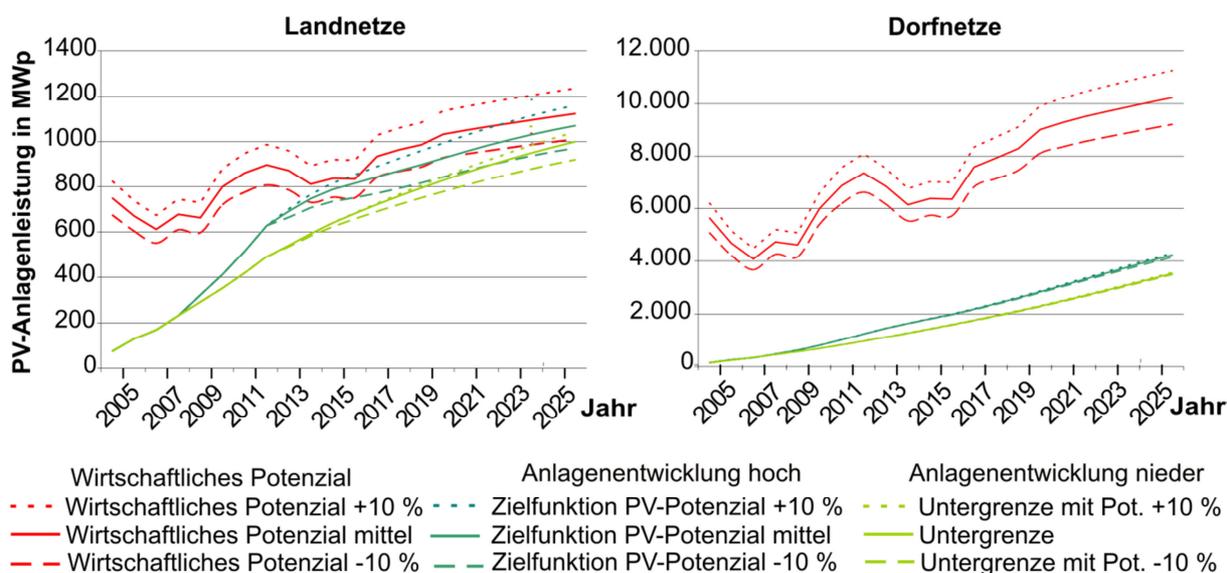


Bild 7.12: Verläufe des wirtschaftlichen Potenzials und der installierten PV-Leistung in verschiedenen Szenarien für Land- und Dorfnetze in Bayern

Betrachtet man die minimalen und maximalen erwarteten Werte der installierten Wechselrichterleistung je Hausanschluss und setzt sie in Relation zur mittleren Aufnahmefähigkeit (Bild 6.5; Land 12-20 kW; Dorf 7-12 kW, Vorstadt 4-7 kW), so ist zu erkennen, dass in Landnetzen ab 2010 in den meisten Fällen ein Netzausbau erforderlich sein wird. In Dorf- und Vorstadtnetzen sind, sofern man auf die Anwendung des 2%-Spannungskriteriums verzichtet, im nächsten Jahrzehnt bei weitem geringere Probleme zu erwarten.

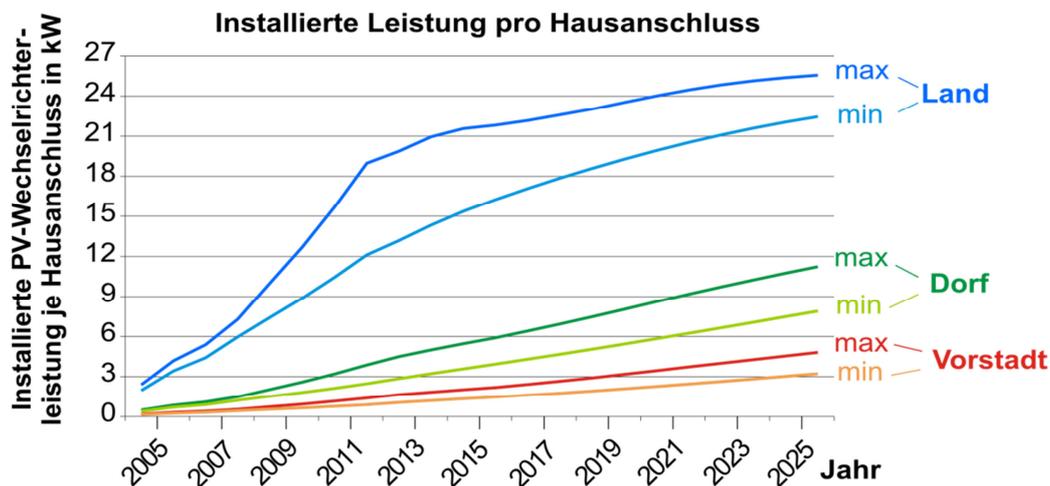


Bild 7.13: Installierte PV-Wechselrichterleistung je Hausanschluss in den verschiedenen Netzgebieten jeweils für das Maximal- und Minimal-Szenario

7.5 Bestimmung der Netzausbaukosten

Ziel der entwickelten Szenarien für die installierte PV-Leistung ist es, abzuschätzen, inwieweit die Anwendung der verschiedenen Kriterien und Maßnahmen zur Netzbelastbarkeit eine langfristige Kostenreduktion bewirken können.

Zu diesem Zweck wurden Netzsimulationen mit einer sukzessiven Erhöhung der mittleren installierten Leistung durchgeführt. Wurde ein Grenzwert überschritten, so wurden Leitungen und Transformatoren bis zur Einhaltung der Grenze verstärkt.

Zur Vergleichbarkeit wurden die Kapitalwerte der Maßnahmen mittels der angenommenen Inflationsraten und Kapitalkosten (Kap. 7.2.5 und 7.2.6) auf das Jahr 2025 bezogen und addiert.

7.5.1 Rahmenbedingungen für die Ausbauszenarien

Wie der Netzausbau in realen Netzen erfolgt, ist von sehr vielen Randbedingungen abhängig, welche in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt werden können. Einige Faktoren, welche die Entscheidung beeinflussen können sind:

- Altersstruktur des vorhandenen Netzes bzw. der Betriebsmittel
- Kürzlich durchgeführte Baumaßnahmen (Dorferneuerung etc.)
- In absehbarer Zeit entstehende Neubaugebiete
- Erwartete anderweitige Baumaßnahmen für Straßen, Kanal, Wasser etc.
- Widerstand oder erwartete Kooperationsbereitschaft der Bevölkerung und Behörden
- etc.

Für die Kostenberechnung in den typischen Netzen wurden keine Fixkosten je Baumaßnahme angenommen. Die einzelnen Netzausbaumaßnahmen sind im Folgenden dargelegt:

1. Transformatortausch

Dieser wird erforderlich, wenn die Grenzen der Transformatorbelastbarkeit überschritten sind. Bei einem Tausch auf den nächstgrößeren Transformator wird angenommen, dass die vorhandene Netzstation weiterhin verwendet werden kann. Dies ist in der Praxis bei Stationen neuerer Bauart der Fall, welche in der Regel für mehrere Trafogrößen ausgelegt sind. Bei einer weiteren Erhöhung der Trafoleistung oder einer Erhöhung von mehr als 630 kVA wird in jedem Fall eine neue Station errichtet.

Beim Tausch eines Transformators gegen einen mit größerer Bemessungsleistung sinkt die Längsreaktanz. Damit verringert sich auch die Spannungsanhebung im Netz.

2. Verkabelung von Freileitungen

Werden in Netzen mit Niederspannungsfreileitungen diese überlastet oder die Spannungsgrenze überschritten, so werden diese, ausgehend von der Netzstation, durch Kabel ersetzt, bis das Problem behoben ist. Der verbleibende, nicht überlastete Teil der Freileitung bleibt weiterhin bestehen. Aufgrund der unterschiedlichen Streckenführung weisen Freileitungen und Kabel in der Praxis unterschiedliche Längen auf. Dies wird in der vorliegenden Berechnung durch einen Vergleich mit den auftretenden Längen in den Netzen mit Kabeln berücksichtigt. Die Rückbaukosten der Freileitung werden ebenfalls berücksichtigt.

3. Zusätzliche Kabel im Straßenzug

Wird in Netzen ein Kabel überlastet oder die Spannungsgrenze überschritten, so wird die betreffende Kabeltrasse durch ein Parallelkabel desselben Querschnitts von der Netzstation ausgehend verstärkt. Am Ende des Parallelkabels wird ein Kabelverteiler gesetzt und eine Verbindung mit dem Bestandskabel a (Bild 7.14) für eine rückwärtige Einspeisung erstellt. Zur Lastaufteilung bei Beibehaltung des Strahlennetzes wird jedoch nur der Teil b versorgt. Das neue Kabel wird an den Niederspannungsverteiler der Station angeschlossen. Ist hier kein Platz mehr vorhanden, wird zusätzlich eine Erneuerung der vorhandenen Kabelverteiler erforderlich. Des Weiteren wird aus Platzgründen die Anzahl der Parallelkabel je Straßenseite auf maximal 3 begrenzt.

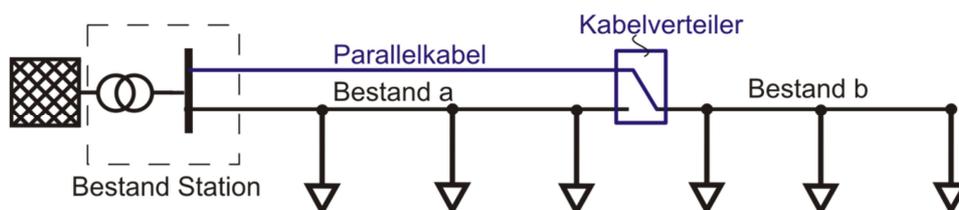


Bild 7.14: Schema einer Netzverstärkung mittels Parallelkabel

4. Zusätzliche Netzstation

Ist keine der vorher genannten Netzverstärkungsmaßnahmen ausreichend oder möglich um bei der gewünschten Einspeisung die Grenzwerte einzuhalten, wird eine neue Netzstation an das letzte Drittel des am höchsten belasteten Stranges gesetzt (Bild 7.15). Hierbei fallen die Kosten für eine neue Netzstation mit Transformator sowie für das versorgende Mittelspannungskabel und die Anbindung an die vorhandene Mittelspannungstrasse an. Für eine eventuelle rückwärtige Einspeisung wird an der Trennstelle zwischen Bestand a und b ein Kabelverteiler gesetzt. Mit dieser Netzstation können die Grenzwerte in jedem Fall eingehalten werden.

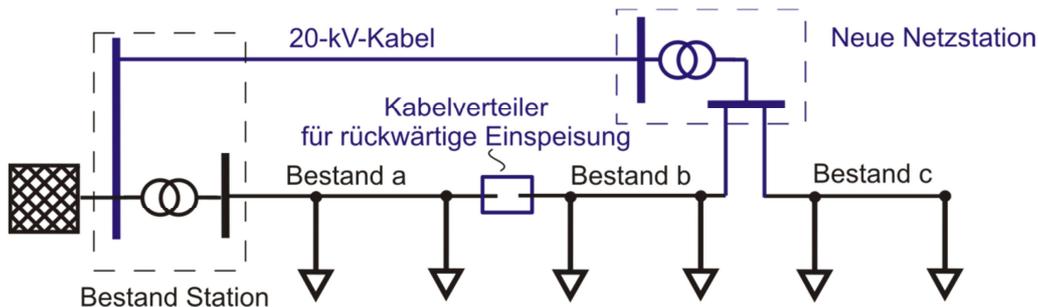


Bild 7.15: Schema einer Netzverstärkung durch eine neue Netzstation

7.5.2 Kostenschätzung

Die Kosten der einzelnen Maßnahmen sind geschätzte Kosten und in Anhang 9 angegeben. Datengrundlage sind Angebote von Energieversorgern und Herstellern im Jahr 2007.

Es wurden für alle Maßnahmen pauschale Kosten ohne Differenzierung nach dem Umfang der Maßnahme angesetzt. Bis auf die Indexanpassung wurden hierbei die Kosten als konstant angenommen. Die zwischenzeitlich starke Preisänderung aufgrund direkt an den Weltmarkt gebundenen Kupfer- und Aluminiumzuschläge wurden nicht berücksichtigt.

Bei der Durchführung der Netzverstärkungen wurden zwei extreme Szenarien berücksichtigt:

1. Netzausbau mit minimalen Momentankosten

Es wird immer nur der minimal erforderliche Netzabschnitt verstärkt, um die momentanen Kosten zu minimieren. Diese Variante erfordert keine Zielnetzplanung und stellt eine reine Reaktion auf eine verstärkte Einspeiseleistung dar. Dadurch ist sie auch nicht von Prognosen der Zubauleistung abhängig.

2. Netzausbau mit Minimierung der Summenkosten im Jahr 2025

Es werden die bis zum Jahr 2025 auftretenden Gesamtkosten bzw. deren Barwert minimiert. Dies entspricht der optimalen Netzplanung unter der Annahme, dass die prognostizierten Leistungen und Kosten korrekt sind. Treten die erwarteten Leistungszuwächse in der Praxis nicht oder verspätet ein, kann dies zu Fehlinvestitionen führen.

7.6 Kostenvergleich der Strategien

Für jedes Netz erhält man mit der vorgestellten Methodik Kosten für den Netzausbau in Abhängigkeit von der Einspeiseleistung je Hausanschluss. Zunächst erhält man bei der Bestimmung der Netzausbaukosten von der Einspeiseleistung abhängige Werte (Bild 7.16 links). Hierbei wurden die Kosten unter Berücksichtigung des 2%-Spannungskriteriums sowie den Kriterien der erweiterten Aufnahmefähigkeit verwendet. Bei den erweiterten Kriterien wurden keine unterschiedlichen Szenarienberechnungen dargestellt, da die resultierenden Differenzen gering waren. Unter Berücksichtigung der erwarteten installierten Leistung und veränderten Kosten ergeben sich die zeitlich gestuften Ausbaukosten (Bild 7.16, rechts). Dabei müssen die unterschiedlichen Szenarien der installierten Leistung (vgl. Bild 7.13, minimale und maximale Zubauszenarien) mit berücksichtigt werden. Aufgrund der unterschiedlichen zeitlichen Realisierung Investitionen in Netzverstärkungsmaßnahmen treten geringe Abweichungen zwischen den zeitunabhängig ermittelten Grenzkosten (Bild 7.16 links; Einspeiseleistung bei 26 kW) und den maximalen Barwertkosten (Bild 7.16 rechts; Jahr 2025) auf.

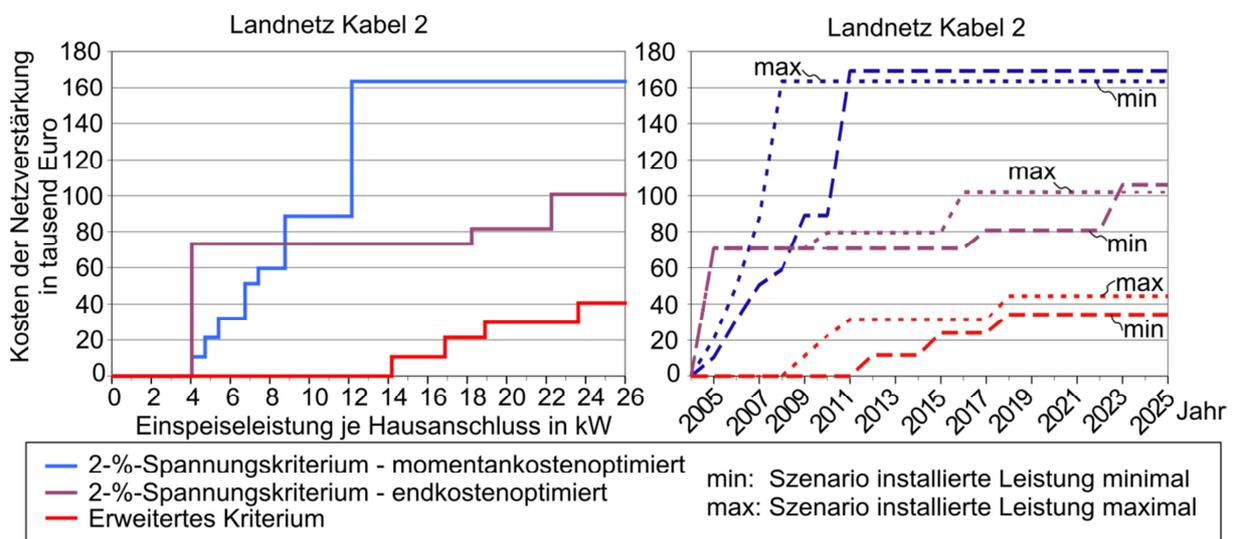


Bild 7.16: Entwicklung der Netzausbaukosten bei verschiedenen Szenarien am Beispiel des Netzes Land Kabel 2

Betrachtet man die Barwerte der bis 2025 erforderlichen Netzausbaumaßnahmen, sind diese aufgrund der erwarteten Zinsen geringer als die Gesamtkosten bis 2025 (Bild 7.17). Es zeigt sich auch, dass die Minimierung der Endkosten aufgrund der vorgezogenen Investitionen in manchen Fällen zu höheren Barwerten führen kann (Netz Vorstadt Kabel 1). Die Kosten für den Ausbau nach dem 2%-Spannungskriterium sind erwartungsgemäß deutlich höher als bei Berücksichtigung des erweiterten Kriteriums. In den Dorf- und Vorstadtnetzen ist nach dem erweiterten Kriterium unter Berücksichtigung des erwarteten Zubaus keine Netzverstärkung erforderlich.

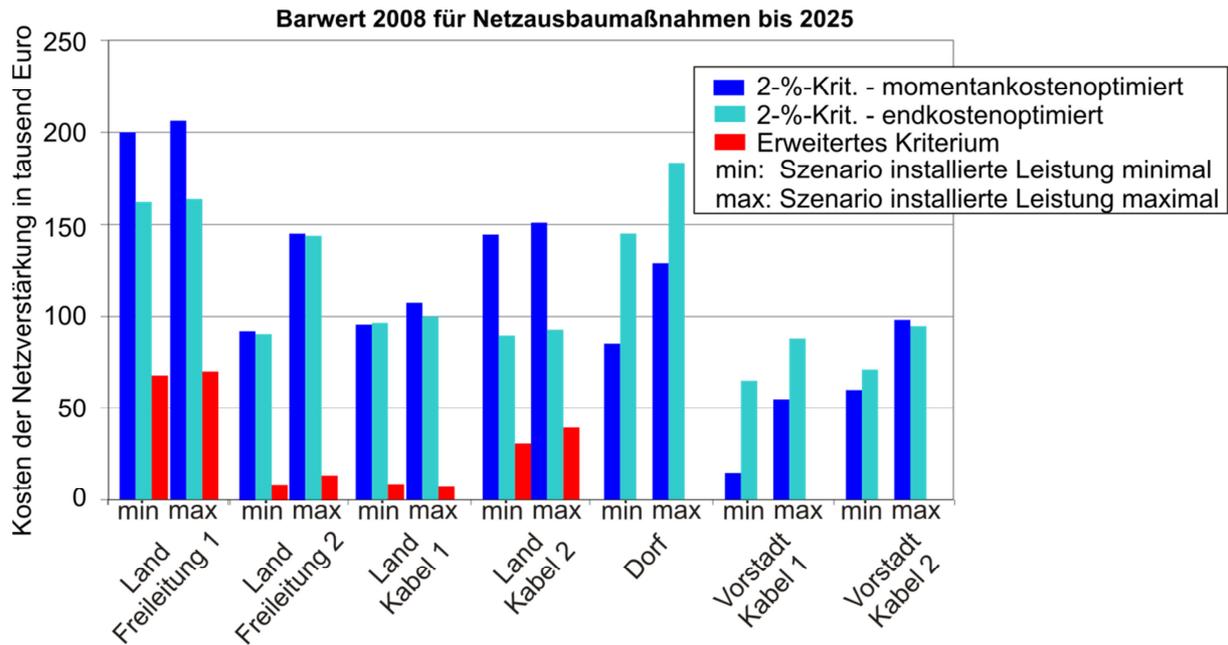


Bild 7.17: Barwert im Jahr 2008 der bis 2025 erforderlichen Netzausbaukosten für die typischen Netze nach verschiedenen Szenarien

Daraus lässt sich jedoch nicht die Aussage ableiten, dass in der Praxis hier keine Netzverstärkungen erforderlich werden.

Abgeleitet werden kann nur, dass in der Mehrzahl der Land- und Dorfnetze nach dem erweiterten Kriterium bei den betrachteten Szenarien und deren Unsicherheiten (vgl. Kap. 7.4) keine Netzverstärkung erforderlich wird. Damit können in bis zu 50 % der Netze Netzverstärkungen erforderlich werden. In den Landnetzen ist hingegen bei über 50 % der Netze von einer erforderlichen Netzverstärkung auszugehen.

Zudem kann belegt werden, dass ein Überdenken des 2-%-Spannungskriteriums das höchste Einsparpotenzial aufweisen würde.

Auf eine Hochrechnung der Ergebnisse auf Bayern oder Deutschland wurde aufgrund der hohen Prognoseunsicherheiten sowie der deren Verstärkung durch die Extrapolation verzichtet, kann aber unter Zuhilfenahme, der in [LOE-10] dargelegten Systematik erfolgen.

8 Zusammenfassung

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus photovoltaischen Energiewandlungsanlagen (PV-Anlagen) kleiner Leistung (bis 30 kWp) in Niederspannungsverteilnetze wurden in der vorliegenden Arbeit die Auswirkungen dieser Einspeisung auf die vorhandenen Netze untersucht.

Hierzu wurde zunächst die Aufnahmefähigkeit von verschiedenen Beispielnetzen der Kategorien Land, Dorf, Vorstadt, Blockbebauung, Stadt und Gewerbegebiet vereinfacht bestimmt und mit dem dort vorhandenen PV-Dachflächenpotenzial in Beziehung gesetzt. Dabei wurden verschiedene die Aufnahmefähigkeit begrenzende Kriterien ausgewertet und diskutiert. Netze der Kategorien Blockbebauung, Stadt und Gewerbegebiet können das auf 30 kWp begrenzte PV-Dachflächenpotenzial aufnehmen und wurden daher nicht weiter untersucht. Als problematisch hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit erwiesen sich vor allem Land-, Dorf- und Vorstadtnetze.

Für diese Netzkategorien wurde zur Absicherung der Ergebnisse eine statistische Analyse von über 80 Netzgebieten durchgeführt. Daraus wurden typische Netze abgeleitet, welche die Grundlagen für die weiteren Berechnungen bildeten. Zusätzlich wurde das vorhandene PV-Dachflächenpotenzial ermittelt. Das wirtschaftliche, auf 30 kWp je Hausanschluss begrenzte PV-Potenzial beträgt in Landnetzen ca. 22 kW, in Dorfnetzen ca. 15 kW und in Vorstadtnetzen ca. 8,5 kW Wechselrichterleistung je Hausanschluss.

Zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit wurden dabei die verschiedenen begrenzenden Kriterien im Detail betrachtet um mögliche nicht genutzte Reserven zu identifizieren. Folgende Eckpunkte konnten dabei festgehalten werden:

- Die Anrechnung der Verbraucherlast bei der Einspeisung ist in Niederspannungsnetzen aufgrund der hohen Unsicherheiten der Leistungsabnahme bei geringen Verbraucherzahlen nur eingeschränkt möglich. Ab ca. 50 Haushalten kann mit ca. 12 kW Verbräuche gerechnet werden, was in etwa einer PV-Anlage entspricht.
- Öl-Verteilnetz-Transformatoren in Deutschland sind aufgrund der Erzeugungscharakteristik von PV-Anlagen mit dem 1,5-fachen ihrer Bemessungsscheinleistung belastbar. Für Gießharztransformatoren kann aufgrund fehlender allgemein anerkannter Berechnungsmodelle keine Aussage gemacht werden.
- Niederspannungsenergiekabel sind bei einem PV-Belastungsprofil mit deren Bemessungsstrom nach EVU-Last belastbar. Weitere Reserven sind vorstellbar, aufgrund der eingeschränkten Berechnungsmodelle jedoch nicht quantifizierbar.
- Spannungsprobleme treten bei Vernachlässigung des 2%-Spannungskriteriums nur eingeschränkt auf. Eine Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter stellt eine effektive Methode zur Spannungsbandeinhaltung dar.
- Mittels der vorgestellten autonomen Blindleistungsregelung ist es möglich, ohne Kommunikationsverbindung generische Parametersätze vorzugeben, die zuverlässig eine Einhaltung der Spannungsbänder gewährleisten. Die Netzaufnahmefähigkeit

durch eine Erhöhung der Belastungsströme in Netzen ohne Spannungsprobleme wird bei dieser Regelung nicht verringert.

- Eine Erweiterung der Blindleistungsregelung der Wechselrichter zur Dämpfung von Spannungsfluktuationen ist stabil möglich.

Basierend auf den typischen Netzen wurden die möglichen Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit im Detail diskutiert. Dabei wurden auch statistische Untersuchungen zur Auswirkung eines diskreten Zubaus von PV-Anlagen untersucht. Wesentliche Aussagen sind:

- Bei Anwendung des in der VDEW-Richtlinie genannten Spannungsänderungskriteriums ($\Delta U < 2\% U_{N,n}$) ist die Aufnahmefähigkeit auf 15 % bis 25 % des PV-Potenzials begrenzt.
- Bei Anwendung von konventionellen Kriterien zur Bestimmung der Netzbelastbarkeit, jedoch ohne Berücksichtigung des 2-%-Spannungskriteriums, können zwischen 45 % und 60 % des vorhandenen, auf 30 kWp je Hausanschluss begrenzten PV-Potenzials aufgenommen werden.
- Unter Berücksichtigung der möglichen Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit kann diese auf 60 % bis 90 % des vorhandenen begrenzten PV-Potenzials erhöht werden. Eine vollständige Integration des Potenzials ist jedoch nicht möglich.

Zur Beurteilung der finanziellen Auswirkungen wurden abschließend Szenarien der erwarteten Veränderungen des wirtschaftlichen PV-Potenzials in den Netzen ermittelt und basierend auf den Zuwachsraten der vergangenen Jahre eine Prognose der zu erwartenden installierten PV-Leistung entwickelt. Die Barwerte der in den Netzen bis 2025 erwarteten Netzverstärkungsmaßnahmen bei Beachtung der VDEW-Richtlinie betragen zwischen 90.000 € und 200.000 € für Landnetze und 20.000 € bis 100.000 € für Dorf- und Vorstadtnetze. Wird die erweiterte Netzbelastbarkeit als Ausbaukriterium verwendet, so reduzieren sich die Barwerte in den Landnetzen auf 10.000 € bis 70.000 € Euro. In Dorf- und Vorstadtnetzen sind diese rechnerisch gleich null. Dies besagt nicht dass hier keine Netzverstärkungsmaßnahmen vorgenommen werden müssen sondern lediglich, dass in der Mehrzahl der Dorf- und Vorstadtnetze nach den erweiterten Netzbelastbarkeitskriterien und bei den betrachteten Szenarien keine Netzverstärkung erforderlich wird. Damit bleiben noch bis zu 50 % der Netze, in welchen eine Netzverstärkung erforderlich sein kann. In den Landnetzen hingegen ist auch unter Anwendung der erweiterten Kriterien bei über 50 % der Netze von einer erforderlichen Netzverstärkung auszugehen.

Die Arbeit stellt eine grundlegende Untersuchung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen im Vergleich zum vorhandenen PV-Dachflächenpotenzial dar. Basis sind vorhandene Netze mit ihren Betriebsmitteln. Bei den vorgestellten Maßnahmen zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit ist der Einsatz von Kommunikation oder Energiespeichern nicht erforderlich und wurde auch nicht berücksichtigt. Sind diese Technologien technisch und wirtschaftlich verfügbar, kann eine weitere Optimierung der Maßnahmen erreicht werden.

9 Literaturverzeichnis

- [ABB-99] Gremmel, H.
Schaltanlagen
ABB Calor Emag Taschenbuch; 10. Auflage 1999; Cornelsen Verlag Berlin;
ISBN 3-464-48235-9
- [BAS-08] Basse H.
Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung
Diplomarbeit; Universität Karlsruhe, August 2008
- [BDE-08] n.n.
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Juni 2008, Berlin
- [BMU-04] (19 Autoren)
Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Energieverbrauch der Privaten Haushalte, und des Sektors Gewerbe, Handel Dienstleistung
Projektnummer 17/02; April 2004;
- [BMU-08] n.n.
Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung
BMU-Publikation, Referat KI III 1, Stand: 2008
- [BMU-09] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Roadmap Energiepolitik 2020
BMU Berlin, Januar 2009
- [BOD-06] Bodach M.
Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen
<http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=980922577> 20.07.2009 14:30
Dissertation TU Chemnitz, 2006;
- [BRA-09] Braun M., Arnold G., Laukamp H.
Plugging into the Zeitgeist
IEEE power & energy magazine 7 (2009), Nr.3, S.63-76 ISSN: 1540-7977

- [DBB-10] n. n.
Zeitreihe WU0019: Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Öffentliche Pfandbriefe / Monatsdurchschnitte
http://www.bundesbank.de/statistik/statistik_zeitreihen.php?lang=de&open=&func=row&tr=WU0019 06.01.2010 10:00
Deutsche Bundesbank, Frankfurt am Main
- [DWD-04] n. n.
Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland – Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981 – 2000
Deutscher Wetterdienst, Geschäftsfeld Klima und Umweltberatung, 19.01.2004
- [EEG-04] n. n.
Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, ausgegeben zu Bonn am 31. Juli 2004
- [EEG-09] n. n.
Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und Änderung damit zusammenhängender Vorschriften
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Okt. 2008
- [ENG-00] Dr.-Ing. Klaus Engels
Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen
Dissertation RTWH Aachen; 2000
- [EPI-04] n.n.
EPIA Roadmap
<http://www2.epia.org/05Publications/OtherRoadmaps.htm> 18.12.2009 10:30
European Photovoltaic Industry Association.
- [EPI-08] n.n.
Global Market Outlook for Photovoltaic until 2012
Market Publication, EPIA, February 2008
- [VDE-09] n. n.
Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
<http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/Seiten/entwuerfe.aspx> 18.12.2010 10:30
Entwürfe von VDE-Anwendungsregeln (FNN)
- [FLO-01] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.
Elektrische Energieversorgung. 8. Auflage
Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden B.G. Teubner, 2003

- [HAU-84] Hauschild, W.; Mosch, W.
Statistik für Elektrotechniker
VEB-Verlag Berlin, 1984
- [HEI-01] Heinhold, R.; Stubbe, R. (Hrsg.)
Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5.Auflage
Erlangen: Publicis MCD Verlag, 1999
- [HUE-95] Hübner M.
Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme
Dissertation; Universität Paderborn; 1995
- [HEU-02] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann
Elektrische Energieversorgung
Vieweg 2002, ISBN 3-528-48547-7
- [KAL-90] Kaltschmitt M.
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württemberg
Dissertation Universität Stuttgart; 1990
- [KAU-95] Kaufmann, W.
Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme
VVEW-Verlag, Berlin, 1995, ISBN 3-8022-0469-7;
- [KER-07] Kerber, G.; Witzmann, R.
Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik
EW Jg. 106 (2007), Heft 4, pp. 50-54
- [KER-08a] Kerber G.
Umrichter und Steuerverfahren für einen Umrichter
Europäisches Patent EP 1 906 505 A1; Patentblatt 2008/14; 02.04.2008
- [KER-08b] Kerber, G.; Witzmann, R.:
Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles
World Renewable Energy Congress (WRECX) Glasgow, 24. July 2008; pp. 1198-1203
- [KER-09a] Kerber, G.; Witzmann, R., Sappl, H.:
Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters
Conference on Compatibility and Power Electronics, May 20 - 22, 2009; pp. 129-133;
IEEE Catalog Number: CFP09851; ISBN: 978-1-4244-2856-4

- [KER-09b] Kerber G.
Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz
<http://www.een.ei.tum.de/> 01.06.2010
Fachgebiet elektrische Energieversorgungsnetze; Technische Universität München; Prof. Dr.-Ing Rolf Witzmann;
- [KER-09c] Kerber, G.; Witzmann, R.; Grass, N.; Sebeck, M.; Keck, R.
Increasing Grid Transmission Capacity and Power Quality by new Solar Inverter Concept and Inbuilt Data Communication
4th International Telecommunication-Energy special conference, Vienna, 10.-13.05.09
- [LAU-08a] Laukamp H., Cobben S., Gaiddon B.
Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas with High PV Population
<http://www.pvupscale.org> 01.06.2009
European founded project PV-Upscale (contract EIE/05/171/SI2.420208) Report WP4-4.3;
- [LAU-08b] Laukamp H., Caamano E., Cobben S., Erge T., Thornycroft J.
Recommendations for Utilities
<http://www.pvupscale.org> 01.06.2009
European founded project PV-Upscale (contract EIE/05/171/SI2.420208) Report WP4-4.4;
- [LFL-09] Landesanstalt für Landwirtschaft
Agrarmeteorologisches Messnetz Bayern
<http://www.lfl.bayern.de/agm/start.php> (30.07.2009 09:00)
Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, München
- [LOE-10] Lödl, Martin; Witzmann, Rolf
Abschätzung des Photovoltaik-Potenzials auf Dachflächen in Deutschland
11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [MAN-91] G. Manier, S. Traup
Kurzzeitvariationen der solaren Bestrahlung
Meteorologische Rundschau 43. Jg., Heft 6, 1991
- [MEI-07] Meinhardt M. (SMA-Technologie AG)
Wirkungsgradverbesserungen bei Photovoltaik-Wechselrichter: Ziele, Wege, Grenzen
9. IISB Jahrestagung Erlangen, 4.10.2007

- [QUA-09] Quaschnig V.
Regenerative Energiesysteme
Carl Hanser Verlag, München, Wien, 1998
- [PHO-04] Nickel J.
Auf den Spuren von „Euro-Eta“
Zeitschrift Photon; Ausgabe 06/2004; Seiten 62-65
- [PHO-08] n. n.
Marktübersicht Solarzellen
Zeitschrift Photovoltaik; Ausgabe 11/2008; Seiten 78-82; Verlagsgemeinschaft Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG
- [PHO-11] n. n.
In Deutschland installierte Photovoltaikleistung nach Netzbetreibern
http://www.photon.de/photon/photon-aktion_install-leistung.htm 14.05.2011 11:30
PHOTON Europe GmbH Jülicher Str. 376 52070 Aachen
- [SAK-05] Sakulin M., Fickert L., Hipp W., Stranner B., Renner H., Schmutzger E.
Einfluss dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze
Studie im Auftrag des Verbands der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) 2005
- [SBD-04] n. n.
Landwirtschaft in Zahlen (Broschüre)
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pk/2004/Landwirtschaft/BroschuereLandwirtschaftZahlen03.property=file.pdf> 30.07.2009 09:00
Statistisches Bundesamt, Wiesbaden,
- [SCH-91] Schumacher J.
Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme
Doktorarbeit, Universität Oldenburg, 1991
- [SCH-02] Scheffler J.
Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energie-wandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten
Doktorarbeit, Universität Chemnitz, 2002
- [SCH-07] Schlabbach J.
Vortrag: POWER QUALITY
http://www.hems-renewables.de/uploads/media/Wechselrichter_PV_Anlagen.pdf
2009-06-30
Power Quality Vertiefungsseminar März 2007; Hochschule Mannheim

- [SCH-91] Schilling M.
Raum- und Siedlungsstrukturmodell zur vereinfachten Beschreibung der räumlichen Verteilung photovoltaisch nutzbarer Flächen,
Dissertation Universität Paderborn; 1992
- [SOL-07] n. n.
Forschungsagenda liefert eine Vision für die Photovoltaik in Europa
http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_1107.html 06.01.2010 11:00
Heindl Server GmbH; Redaktion www.solarserver.de, D-72070 Tübingen
- [STA-06] Bayer W., Burghardt M., Hirner S., Loschky A., Mayer H, Pötzsch K.
Energie in Deutschland
Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, Sept. 2006, <http://www.destatis.de>
- [STA-08] n. n.
Harmonisierter Verbraucherpreisindex Veränderungsraten zum Vorjahr in %
<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Basisdaten/Content50/vpi120j.templateId=renderPrint.psm1> 18.12.2009: 13:15
Statistisches Bundesamt, , Wiesbaden
- [VDE-85] n. n.
Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke-VDEW-Verlag, Frankfurt, 1985
- [VDE-01] n. n.
Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz Richtlinie für Anschluss u. Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDEW-Richtlinie; 4. Ausgabe 2001; VDEW 2001
- [VDE-05] n. n.
Fragen und Antworten zum neuen EEG (II)
VDEW-Materialien M03/2005; Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW - e.V.; Berlin 20.05.2005
- [VEO-05] Sakulin M.; Fickert L.; Hipp W.; Stranner B.; Renner H.; Schmutzger E.
Der Einfluss dezentraler Erzeugung auf die Verteilnetze
Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs – VEÖ; Juni 2005
- [VOS-97] Vosen, H.
Kühlung und Belastbarkeit von Transformatoren
1. Auflage 1997; VDE-Verlag, Berlin, Offenbach

-
- [WOY-03] Achim Woyte, Ronnie Belmans, Iohan Nijs
Analysing Short-Time Irradiance Fluctuations by their Characteristic Time Scales
3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11-18. 2003 Osaka,
Japan
- [WOY-06] Achim Woyte, Vu Van Thong, Ronnie Belmans, Johan Nijs;
Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems
IEEE Transactions on Energy Conversion; Vol. 21, No. 1; March 2006

Zitierte Normen

| | |
|---|--|
| DIN-IEC 61215 | <i>Terrestrische Photovoltaik-(PV-)Module mit Silizium-Solarzellen – Bauartegnung und Bauartzulassung; Dez. 2001</i> |
| VDE 0126-1-1 | <i>Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigen-erzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz</i> |
| DIN-IEC 60038 VDE 0175; | <i>IEC-Normspannungen (IEC 60038:1983 + A1:1994 + A2:1997); Umsetzung von HD 472 S1:1989 + Cor. zu HD 472 S1:2002-02</i> |
| DIN-EN 50160 | <i>Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversor-gungsnetzen; 2007</i> |
| DIN 42508 | <i>Transformatoren Öltransformatoren mit Umsteller oder mit Stu-fenschalter für Drehstrom 50 Hz, 12 500 bis 80 000 kVA und Um bis 123 kV, Mai 1983</i> |
| DIN 42 500-1 | <i>DIN 42500-1, Dezember 1993. Drehstrom-Öl-Verteilungstransformatoren 50 Hz, 50 bis 2500 kVA; Allgemeine Anforderungen und Anforderungen für Transforma-toren $U < (\text{Index})_m >$ bis 24 kV; 1992</i> |
| DIN EN 60076-1 | <i>Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:1993, modifiziert + A1:1999);</i> |
| IEC 64000-4-15:203 | <i>Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4: Testing and meas-urement techniques- Section 15: Flickermeter – Functional de-sign specifications</i> |
| E DIN EN 60076-7 VDE 0532-76-7 :2004-1 | <i>Leistungstransformatoren Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren</i> |

Auszüge aus E DIN EN 60076-7 (VDE 0532-76-7):2004-1 sind für die angemeldete limitierte Auflage wiedergegeben mit Genehmigung 82.011 des DIN Deutsches Institut für Normung e.V. und des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.. Für weitere Wiedergaben oder Auflagen ist eine gesonderte Genehmigung erforderlich.

10 Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Bild 1.1: Installierte PV-Anlagenleistung in Bayern seit 2000 [PHO-11]..... | 2 |
| Bild 2.1: Definition der Winkel von Sonnenstand und Einstrahlungsflächen [QUA-98]..... | 3 |
| Bild 2.2: Beispiele der Leistungserzeugung an Tagen der Klassen „gut“, „schlecht“ und „wechselhaft“ | 7 |
| Bild 2.3: Vergleich des Energieinhaltes des Clearness-Indexes bei unterschiedlichen Frequenzen für die Tagesklassen „gut“, „schlecht“ und „wechselhaft“ mit Angabe der Toleranzbereiche. | 8 |
| Bild 2.4: Darstellung der aufgetretenen Änderungen der Einspeiseleistung und deren Dauer basierend auf Messdaten der PV-Anlage Messe München für das Jahr 2005 | 9 |
| Bild 2.5: Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit, basierend auf Messungen der PV-Anlage Messe München für das Jahr 2005..... | 10 |
| Bild 2.6: Verdeutlichung des Leistungsrückgangs bei Erwärmung der Module (links: Tagesverlauf; rechts: Ausschnitt über 40 Minuten) | 10 |
| Bild 2.7: Blockschema des verwendeten PV-Anlagenmodells. Eingabeparameter sind als Parallelogramme dargestellt, Berechnungsfunktion als Rechtecke | 12 |
| Bild 2.8: Darstellung der Einstrahlungsleistung auf Flächen verschiedener Neigung; Vergleich eines „guten“ Tages im Winter und Sommer..... | 13 |
| Bild 2.9: Darstellung der Einstrahlungsleistung auf Flächen verschiedener Drehung; Vergleich eines „guten“ Tages im Winter und Sommer..... | 14 |
| Bild 2.10: Darstellung des Bereichs für die Untersuchung von Ausrichtungsverteilungen..... | 14 |
| Bild 2.11: Darstellung der untersuchten Bereiche für die Ausrichtungsverteilungen..... | 15 |
| Bild 3.1: Schematische Darstellung der üblichen Netzstrukturen in Niederspannungsnetzen, angelehnt an [KAU-95]..... | 18 |
| Bild 3.2: Beispielhafter Aufbau eines Niederspannungsnetzes als offenes Ringnetz mit den wesentlichen Elementen..... | 19 |
| Bild 3.3: Spitzenlastanteile vollelektrifizierter Haushalte nach Gl. 3.2..... | 23 |
| Bild 3.4: Vereinfachte Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl bei Einspeisung und Verbrauch..... | 25 |
| Bild 3.5: Schematische Darstellung der Spannung an einem Netzstrahl | 26 |
| Bild 4.1: Erreichte Spannungsgrenzwerte und PV-Dachflächenpotenzial nach Netzkategorien in Abhängigkeit der Einspeiseleistung je Hausanschluss | 32 |
| Bild 4.2: Erreichte Belastungsgrenzen der Betriebsmittel und PV-Dachflächenpotenzial nach Netzkategorien in Abhängigkeit der Einspeiseleistung je Hausanschluss | 32 |

| | |
|--|----|
| Bild 5.1: Beispiel eines überzeichneten Netzplans zur halbautomatischen Digitalisierung | 36 |
| Bild 5.2: Schematische Darstellung der Hausanschlussarten mit angenommener Verlegung der Hausanschlussleitung | 37 |
| Bild 5.3: Abweichung der Hauptleitungslängen in Dorfnetzen | 39 |
| Bild 5.4: Abweichung der Hausanschlusslängen in Dorfnetzen | 39 |
| Bild 5.5: Eingesetzte Transformatoren und spezifische Transformatorleistung je Haushalt für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze | 41 |
| Bild 5.6: Verwendete Leitungstypen für Netzstrahlen für Land-, Dorf- und Vorstadtnetze; VPE- und PE-Leitungen sind in der Darstellung den PVC-Leitungen desselben Querschnittes zugeordnet. | 42 |
| Bild 5.7: Schema der Verzweigungscharakteristik von Netzstrahlen | 43 |
| Bild 5.8: Beispiel eines Netzstrahles ohne Verzweigungen..... | 43 |
| Bild 5.9: Verbrauchersummenwiderstand und Anzahl der angeschlossenen Verbraucher; Ausgewertet für alle Netzstrahlen der Land- Dorf- und Vorstadtnetze | 45 |
| Bild 5.10: Histogramme und zugehörige Weibullverteilung des mittleren Hausabstandes für Land, Dorf und Vorstadt..... | 46 |
| Bild 5.11: Auswahl der Werte für verschiedene Netzstrahlen am Beispiel der Hausanschlüsse eines Netzstrahles in den Dorfnetzen | 48 |
| Bild 5.12: Ermittlung, Klassifizierung und Zuordnung der Gebäudegrundflächen zu einem Hausanschluss | 49 |
| Bild 5.13: Summenhäufigkeit der Gebäudegrundflächen von Wohnhäusern und landwirtschaftlichen Gebäuden in den verschiedenen Netzkategorien..... | 50 |
| Bild 5.14: Anzahl der landwirtschaftlichen Gebäude in Abhängigkeit von der Anzahl der vorhandenen Hausanschlüsse..... | 50 |
| Bild 5.15: Beispielhafte Gegenüberstellung eines PV-Einspeiseprofiles und des VDEW-Standardlastprofils..... | 52 |
| Bild 5.16: Anrechenbare Verbraucherlast in Abhängigkeit der Netzbelastbarkeit..... | 53 |
| Bild 5.17: Ermittelte anrechenbare Verbraucherlast bei PV-Einspeisung in Abhängigkeit der Anzahl der Hausanschlüsse und der, auf die Netzbelastbarkeit ohne Verbrauch bezogene Einspeiseleistung m | 54 |
| Bild 5.18: Blockdiagramm des thermischen Differenzialgleichungsmodells für Öl-Verteilnetztransformatoren (Auszug aus dem zwischenzeitlich überholten Norm-Entwurf E DIN EN 60076-7 (VDE 0532-76-7):2004-12; Urheberrechtl. Hinweise Seite 120). Genaue Beschreibung der Parameter in E DIN EN 60076-7 enthalten. | 55 |

| | |
|--|----|
| Bild 5.19: Öl-, Hotspottemperatur und relative Alterungsgeschwindigkeit als Ergebnis einer Transformator-Jahressimulation mit einer reinen PV-Einspeisung ohne Verbraucherlast ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$) | 57 |
| Bild 5.20: Leistung und Temperaturen am Tag der maximalen Hotspot-Temperatur ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$) | 57 |
| Bild 5.21: Leistungen und Temperaturen am Tag der maximalen Leistungseinspeisung ($S_{Tr} = 400$ kVA, $EF = 1,5$; $LF = 0$) | 58 |
| Bild 5.22: Temperaturen und kumulierter Lebensdauerverbrauch in Abhängigkeit des Einspeisefaktors ($S_{Tr} = 400$ kVA, $LF = 0$) | 58 |
| Bild 5.23: Auswirkung einer zusätzlichen Verbraucherlast von 330 Haushalten auf Temperaturen und kumulierter Lebensdauerverbrauch ($S_{Tr} = 400$ kVA, $LF = 330$) | 59 |
| Bild 5.24: Vereinfachtes Wärmeersatzschaltbild für Niederspannungsenergiekabel | 60 |
| Bild 5.25: Tageslastgang und Bestimmung des Belastungsgrades. Beispielfhaft dargestellt für einen Belastungsgrad $m = 0,73$ [ABB-99] | 61 |
| Bild 5.26: Beispielhafter Verlauf der Kabeltemperaturen und Einspeiseleistungen am Tag der maximalen Leistungsspitze und am Tag der maximalen Kabeltemperatur | 63 |
| Bild 5.27: Isothermen der bei Jahressimulationen aufgetretenen, maximalen Kabeltemperatur in Abhängigkeit vom Einspeisefaktor für ein Kabel des Typs NAYY 4x150mm ² | 64 |
| Bild 5.28: Zeigerdiagramm der Wechselrichterströme bei $\cos(\varphi) = 0,9_{ind}$ | 66 |
| Bild 5.29: Schematische Darstellung der Spannungsverteilung bei verteilter Einspeisung | 67 |
| Bild 5.30: Beispielschema einer verwendeten Q-U-Kennlinie mit der zugehörigen impedanzabhängigen Festlegung des Kennlinienparameters $limit_O$ | 68 |
| Bild 5.31: Beispiel eines Konvergenzverlaufes der Regelung in der Simulation an Verschiedenen Netzknoten (Parameter: $limit_O = 1,02$ p.u.; $U_{MAX} = 1,1$ p.u.; $\cos(\varphi)_{min} = 0,9$) | 70 |
| Bild 5.32: Maximalspannung und Blindleistungsbezüge im Netzbezirk für jede Regelung in Abhängigkeit von der Einspeiseleistung für das Extremwertnetz Land Kabel 2 | 71 |
| Bild 5.33: Tagessimulation mit verschiedenen Blindleistungsregelungen im Extremwertnetz Land Kabel 2 | 72 |
| Bild 5.34: Grundlegendes Funktionsschema der Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen | 74 |
| Bild 5.35: Detailrealisierung der Regelung zur Dämpfung von Spannungsänderungen | 75 |
| Bild 5.36: Darstellung des für die Fluktuationsdämpfung nutzbaren Blindleistungsbereiches. | 76 |

| | |
|--|-----|
| Bild 5.37: Beispiel eines Spannungssprunges der Regelung sowie die Auswirkung verschiedener Verstärkungsfaktoren in einem Beispielnetz (U_0 : Spannungsprofil ohne Dämpfung; D_U : Spannungsprofil mit Dämpfung)..... | 77 |
| Bild 5.38: Verwendeter Tagesverlauf und Detailausschnitt aus diesem mit hohen Leistungsfluktuationen..... | 79 |
| Bild 5.39: Spannungsverläufe am Netzknoten mit der höchsten Spannung bei verschiedenen Dämpfungszeitkonstanten (Ausschnitt eines Tages)..... | 79 |
| Bild 5.40: Histogramme der Spannungsänderungsgeschwindigkeiten am Beispieltag bei verschiedenen Regelungen (gesamter Tag)..... | 80 |
| Bild 6.1: Verteilungsfunktionen für die Überschreitung der Netzbelastbarkeitsgrenzen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung für das Netz Land Kabel 2..... | 83 |
| Bild 6.2: Verteilungsfunktionen der Spannungsüberschreitungen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung für verschiedene Blindleistungsbezüge im Netz Land Kabel 2..... | 84 |
| Bild 6.3: Darstellung der Einspeiseleistung bis zum Erreichen der Grenzwerte für verschiedene Blindleistungsbezüge im Netz Land Kabel 2..... | 85 |
| Bild 6.4: Belastbarkeit der typischen Netze und Auswirkung eines Blindleistungsbezuges für die 2-%-Spannungsgrenze..... | 86 |
| Bild 6.5: Maximale Netzaufnahmefähigkeit für die verschiedenen Belastungsgrenzen und das vorhandene PV-Potenzial in den typischen Netzen..... | 89 |
| Bild 6.6: Auf das PV-Potenzial bezogene maximale Netzaufnahmefähigkeit für die verschiedenen Belastungsgrenzen in den typischen Netzen..... | 89 |
| Bild 6.7: Vergleich der Mittelwerte der erreichten Belastungsgrenzen mit 2- σ -Streuintervall für die typischen Netze (2,5 % - 97,5 % = 2σ)..... | 90 |
| Bild 7.1: Entwicklung der spezifischen Modulpreise in Abhängigkeit von der installierten Leistung [EPI-08] und der angenommenen Zubauentwicklung..... | 95 |
| Bild 7.2: Entwicklung der weltweit installierten PV-Leistung', bis 2012 basierend auf [EPI-00], nach 2012 mit einer konstanten Zuwachsrate von 25 %/a..... | 95 |
| Bild 7.3: Entwicklung der spezifischen Wechselrichterkosten extrapoliert nach Angaben in [MEI-07]..... | 96 |
| Bild 7.4: Entwicklung der EEG-Vergütung und des erwarteten Strompreises..... | 97 |
| Bild 7.5: Auf das Maximum bezogener Energieertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung. Berechnet auf Basis von gemessenen Wetterdaten in München Haar [LFL-09]...... | 98 |
| Bild 7.6: Angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade von PV-Wechselrichtern (Werte bis 2007 aus [MEI-07])..... | 99 |
| Bild 7.7: Angenommene Entwicklung der Wirkungsgrade von PV-Wechselrichtern (Werte bis 2007 aus [MEI-07])..... | 100 |

| | |
|---|-----|
| Bild 7.8: Modulausrichtungen mit einem Ertrag von 850 kWh/a für das Jahr 2007 und resultierender Bereich des wirtschaftlichen PV-Potenzials für Aufdachanlagen..... | 101 |
| Bild 7.9: Minimaler wirtschaftlicher Energieertrag je kWp Modulleistung sowie die resultierende Ausrichtungsgrenze der PV-Anlagen bis zum Jahr 2025..... | 102 |
| Bild 7.10: Angenommene Entwicklung des wirtschaftlichen Dachflächenpotenzials je Hausanschluss, differenziert nach Netzkategorien..... | 102 |
| Bild 7.11: Blockschaltbild der zur Ermittlung der installierten Leistung verwendeten PT2-Funktion | 103 |
| Bild 7.12: Verläufe des wirtschaftlichen Potenzials und der installierten PV-Leistung in verschiedenen Szenarien für Land- und Dorfnetze in Bayern | 104 |
| Bild 7.13: Installierte PV-Wechselrichterleistung je Hausanschluss in den verschiedenen Netzgebieten jeweils für das Maximal- und Minimal-Szenario..... | 105 |
| Bild 7.14: Schema einer Netzverstärkung mittels Parallelkabel | 106 |
| Bild 7.15: Schema einer Netzverstärkung durch eine neue Netzstation | 107 |
| Bild 7.16: Entwicklung der Netzausbaukosten bei verschiedenen Szenarien am Beispiel des Netzes Land Kabel 2 | 108 |
| Bild 7.17: Barwert im Jahr 2008 der bis 2025 erforderlichen Netzausbaukosten für die typischen Netze nach verschiedenen Szenarien..... | 109 |

11 Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 5.1: Übersicht der direkt aus den Quelldaten ausgewerteten Netzparameter..... | 40 |
| Tabelle 5.2: Übersicht der typischen Netze mit Verteilung der Dachflächenpotenziale | 51 |
| Tabelle 5.3: Näherung der anrechenbaren Verbraucherlast durch drei Bereiche | 53 |
| Tabelle 5.4: Übersicht der simulierten Kabel und Leitungen | 62 |
| Tabelle 5.5: Simulierte Kabel und Leitungen | 64 |
| Tabelle 5.6: Bereich der Verstärkungsfaktoren für die verschiedenen Netzkategorien..... | 78 |
| Tabelle 6.1: Mögliche Kombinationen von PV-Anlagen auf Landwirtschaften und Wohnhäusern im Netz Land, Kabel 2 | 83 |
| Tabelle 6.2: Übersicht über die Belastbarkeit der Typischen Netze bei verschiedenen Belastungsgrenzen. (Kennzeichnung der Grenzwerte analog zu Bild 6.7)..... | 91 |

Anhang 1: Kenndaten der PV-Anlage Messe München

Standort: Dächer der 6 nördlichen Hallen B1-B6 am Gelände der Neuen Messe München

Sonnendaten für München:

Mittlere Einstrahlung: 1200 W/m² und Jahr

Mittlere Sonnenscheindauer: 1650 h/a

Volllaststunden: ca. 1000 h/

Typ: Fix montierte Dachanlage, netzgekoppelt

Dachfläche: 38.100 m²

Aufstellung: Leichtmetall-Gestelle direkt auf der Dachhaut der Hallen

Ausrichtung: Südlich (ca.180°) mit 28° zur Horizontale

Anlagengröße: 1.016 kW (DC)

Gesamte PV-Modulfläche: 7.750 m²

Module: 7.812 rahmenlose Module mit je 84 monokristallinen Silizium-Zellen
(Typ: Siemens Solar SM 130-L)

Zellenkonfiguration: 21 Module in Serie, 372 parallel (340-420 V DC)

Wechselrichter: 3 x 330 kVA Wechselrichter, im Master-Slave Betrieb.

Betriebsart: Netzgekoppelt

Inbetriebnahme: 19.11.1997

Die Messdaten wurden von den Stadtwerken München (SWM) und dem Solarenergieförderverein Bayern e. V. für das Jahr 2005 zur Verfügung gestellt. Weitere Informationen sind unter: <http://www.sev-bayern.de> abrufbar.

Anhang 2: Übersicht der verwendeten Beispielnetze

Die angeschlossenen Verbraucher sind wie folgt abgekürzt:

EFH: Einfamilienhaus

ZFH: Zweifamilienhaus

MFH: Mehrfamilienhaus

LW: Landwirtschaft (mit Wohngebäude)

GE: Gewerbebetrieb

MI: Mischnutzung (Kleingewerbe, Büros, Praxen, Wohnungen etc.)

S: Sondernutzung (Theater, Schule, Wohnheim etc.)

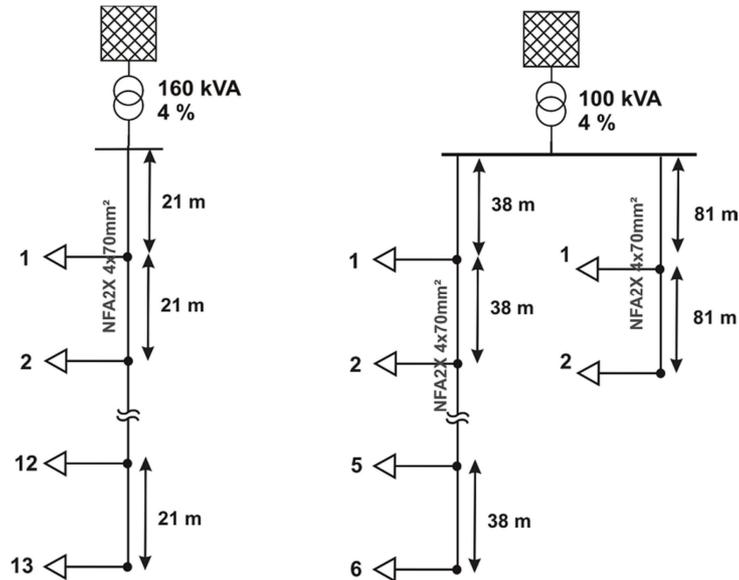
| Ortschaft | Klasse | Verbraucher | Transformatorleistungen |
|---|--------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Thalreit Gem. Raubling / Oberbayern | Land | 9 EFH; 7 LW | 1x 160 kVA |
| Glaubenwies Gem. Luhe / Oberpfalz | Land | 2 EFH; 5 LW | 1x 100 kVA |
| Baierfeld Gem. Buchdorf / Donau - Ries | Dorf | 28 EFH; 7 LW | 1x 400 kVA |
| Döltsch Gem. Kirchendemenreuth / Oberpfalz | Dorf | 45 EFH; 7LW | 2x 250 kVA |
| Hart Gem. Chieming / Traunstein | Dorf | 131 EFH; 8LW | 3x 125 kVA |
| Reichelsdorfer Keller Nürnberg | Vorstadt | 330 EFH; ZFH | 1x 400 kVA |
| Gartenstadt Bad Neustadt a. d. Saale | Vorstadt | 95 EFH; ZFH | 2x 250 kVA |
| Plato- Wild Straße (Umgebung) Regensburg | Blockbebauung | 175 MFH; 2 GE; 2S | 3x 630kVA |
| Humboldtstraße Regensburg | Blockbebauung | 66 MFH | 1x 500 kVA 1x 630 kVA |
| Johann Hösl Straße Regensburg | Gewerbegebiet | 17 GE; 2S | 3x 400 kVA 1x 630 kVA |
| Gewerbepark Regensburg | Gewerbegebiet | 38 GE | 10x 630 kVA |
| Altstadt Landsberg am Lech | Altstadt / Innenstadt | 145 MI; 3S | 2x 400 kVA 2x 630kVA |

Anhang 3: Übersicht der Datenbasis der Statistischen Netzanalyse

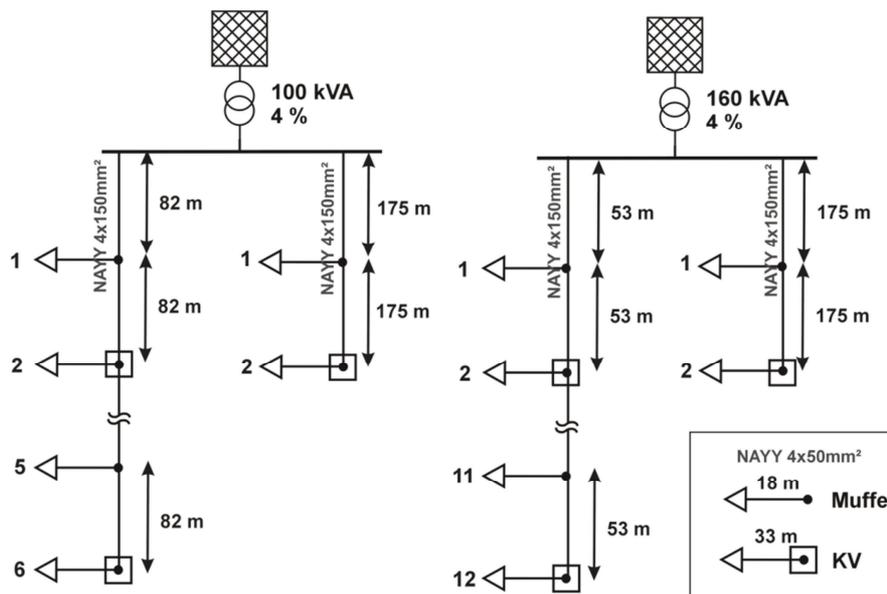
| | Netzklasse | | | Gesamt |
|------------------------------|---------------------|----------------------|---------------------|--------|
| | Land | Dorf | Vorstadt | |
| Anzahl der Trafostationen | 43 | 51 | 38 | 132 |
| Versorgte Fläche (Schätzung) | 9,6 km ² | 11,3 km ² | 4,6 km ² | |
| Anzahl der Hauptstrahlen | 105 | 281 | 221 | 607 |
| Anzahl der Nebenstrahlen | 143 | 225 | 303 | 671 |
| Länge der Hauptleitungen | 53 km | 117 km | 80 km | 250 km |
| Anzahl der Hausanschlüsse | 622 | 2807 | 4856 | 8285 |

Anhang 4: Übersicht der typischen Netze

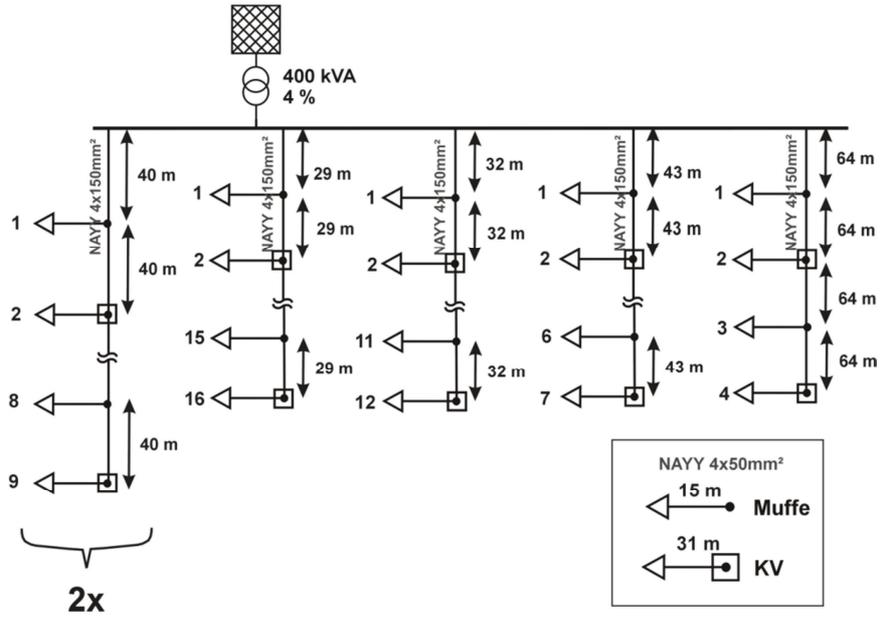
Landnetz Freileitung 1 und Freileitung 2:



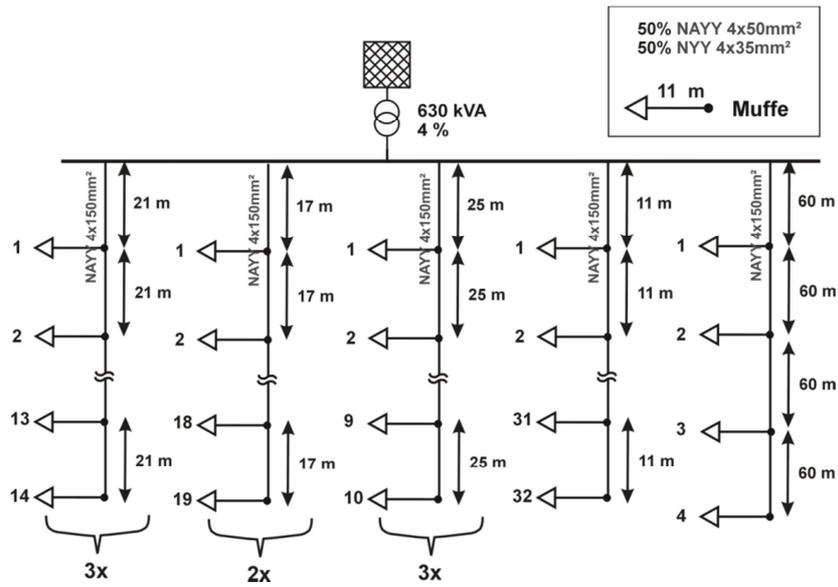
Landnetze Kabel 1 und Kabel 2:



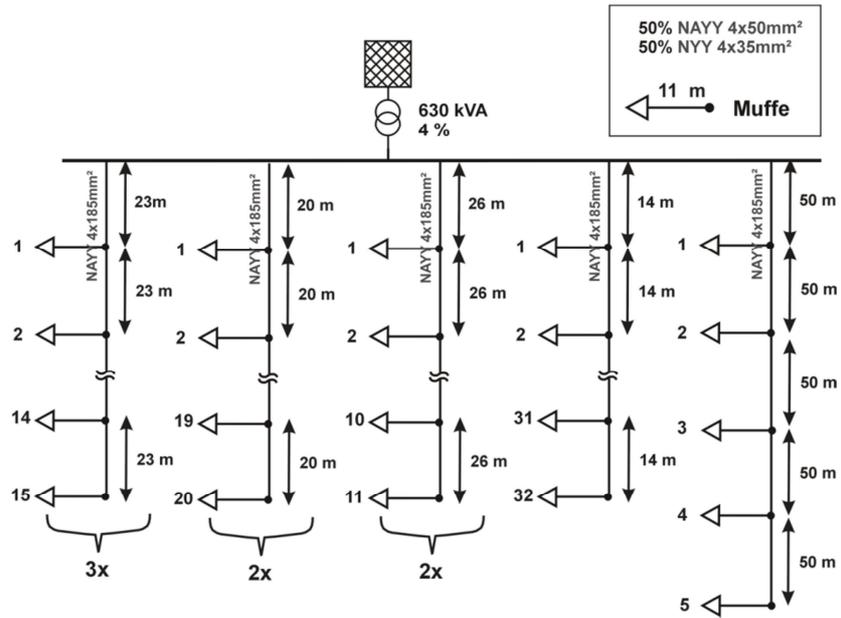
Dorfnetz:



Vorstadtnetz Kabel 1:



Vorstadtnetz Kabel 2:

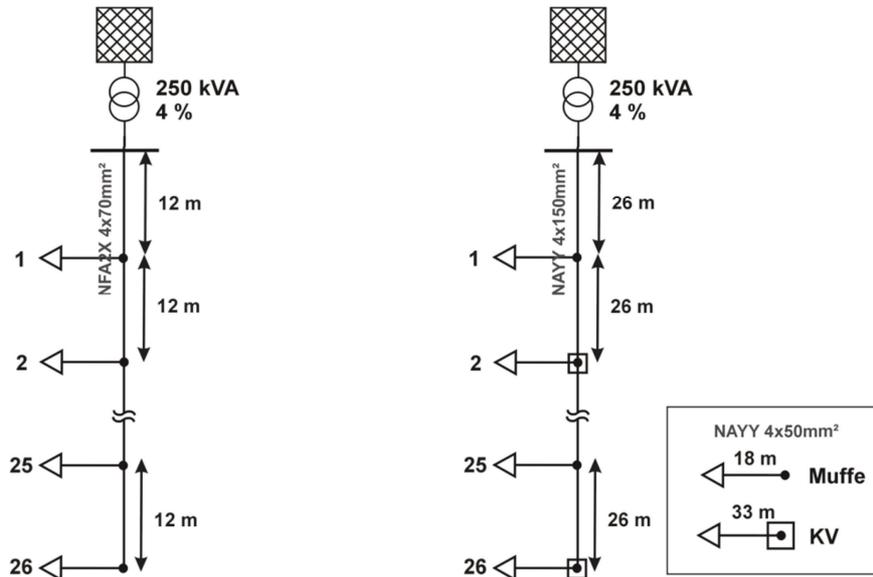


Anhang 5 Übersicht der Extremwert-Netze:

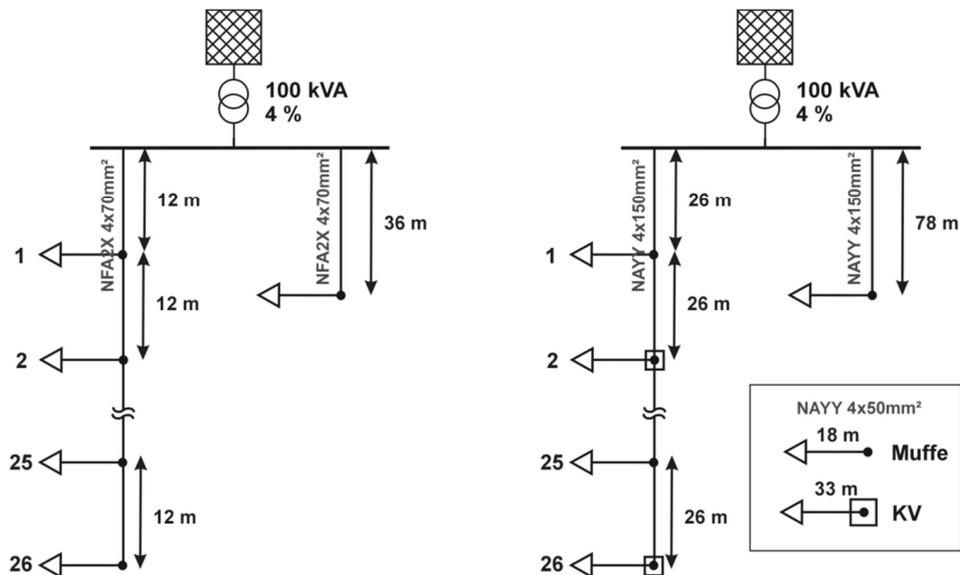
Unterteilt in zwei Unterkategorien:

1. Netze mit hoch belasteten Netzstrahlen
2. Netze mit hoch belasteten Transformatoren und Netzstrahlen

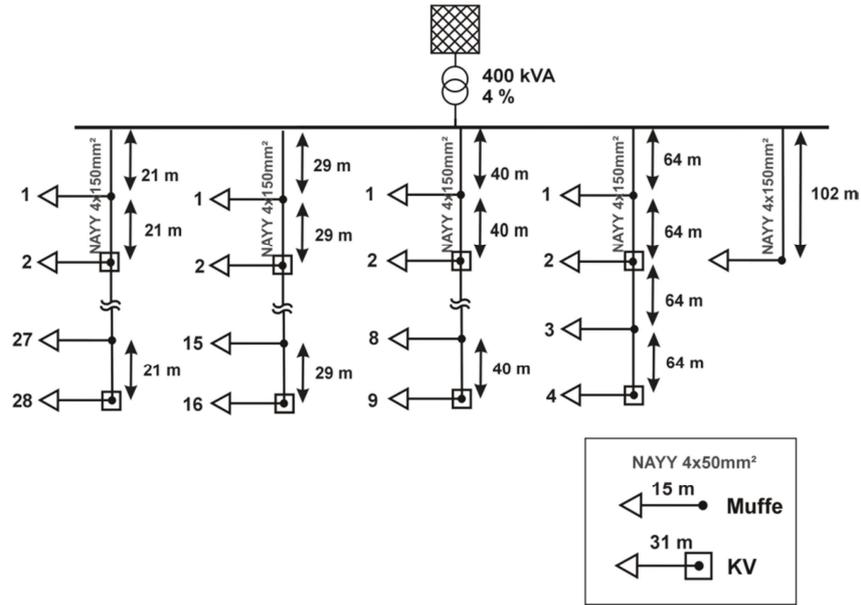
Landnetze mit extremen Netzstrahlen:



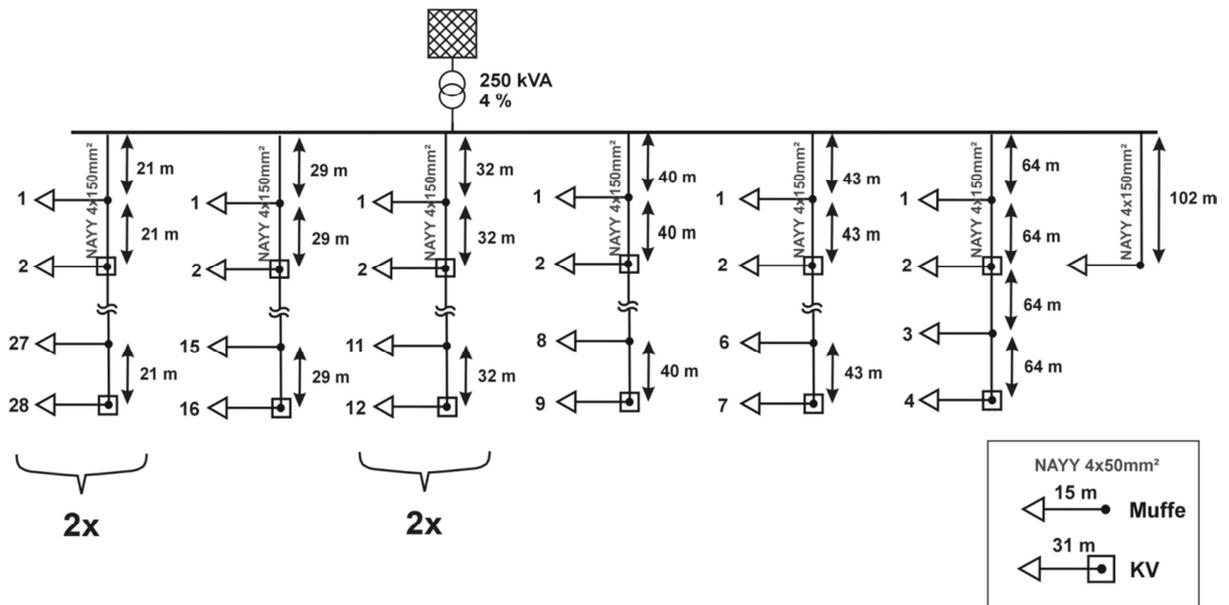
Landnetze mit extremen Netzstrahlen und hoch ausgelastetem Transformator:



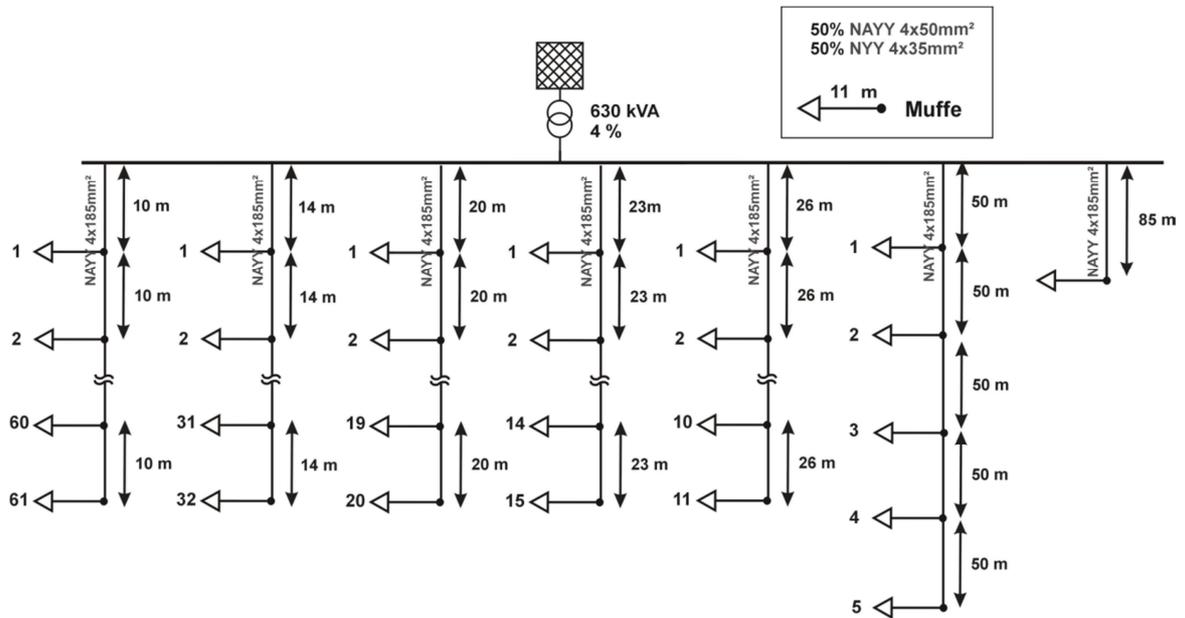
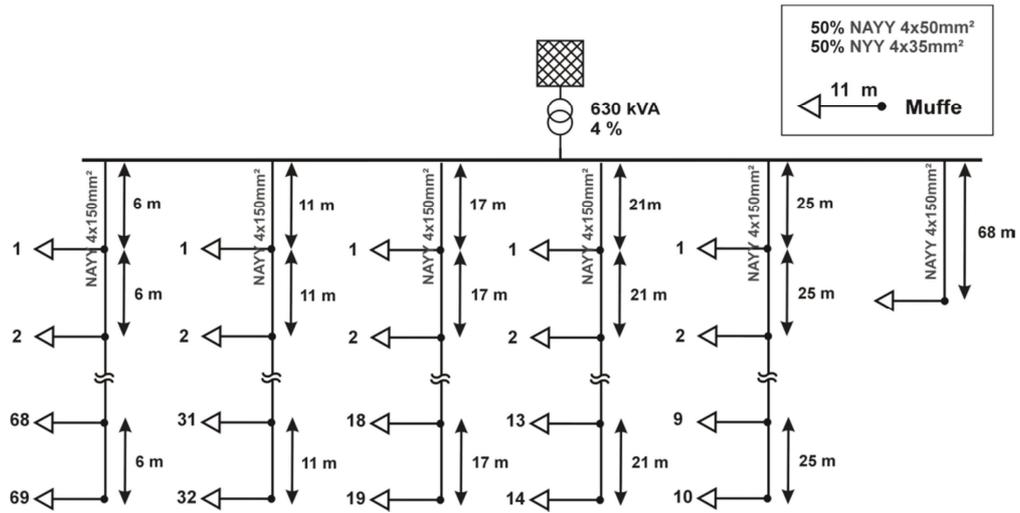
Dorfnetz mit extremen Netzstrahlen Transformator:



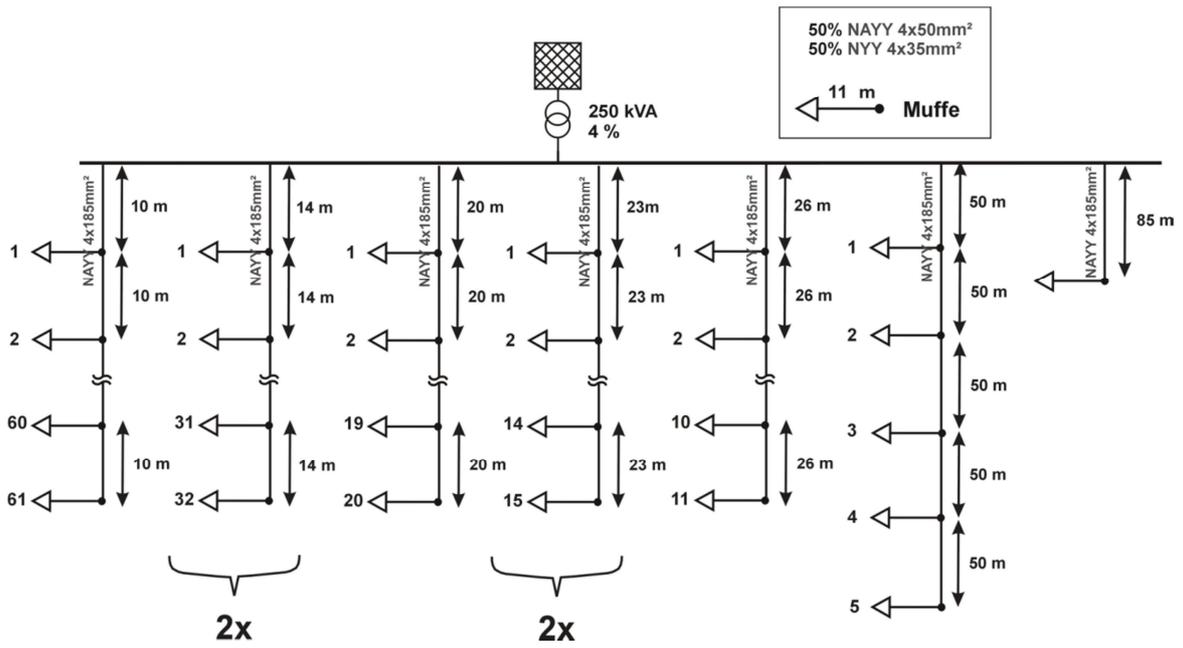
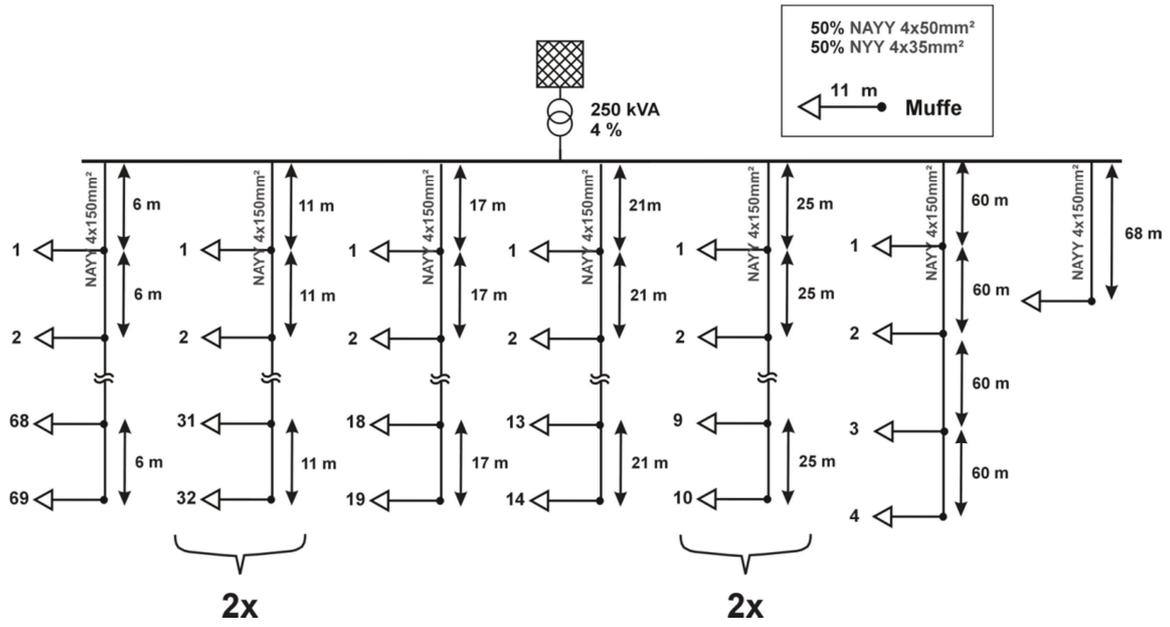
Dorfnetz mit extremen Netzstrahlen und hoch ausgelastetem Transformator:



Vorstadtnetze mit extremen Netzstrahlen:



Vorstadtnetze mit extremen Netzstrahlen und hoch ausgelastetem Transformator:

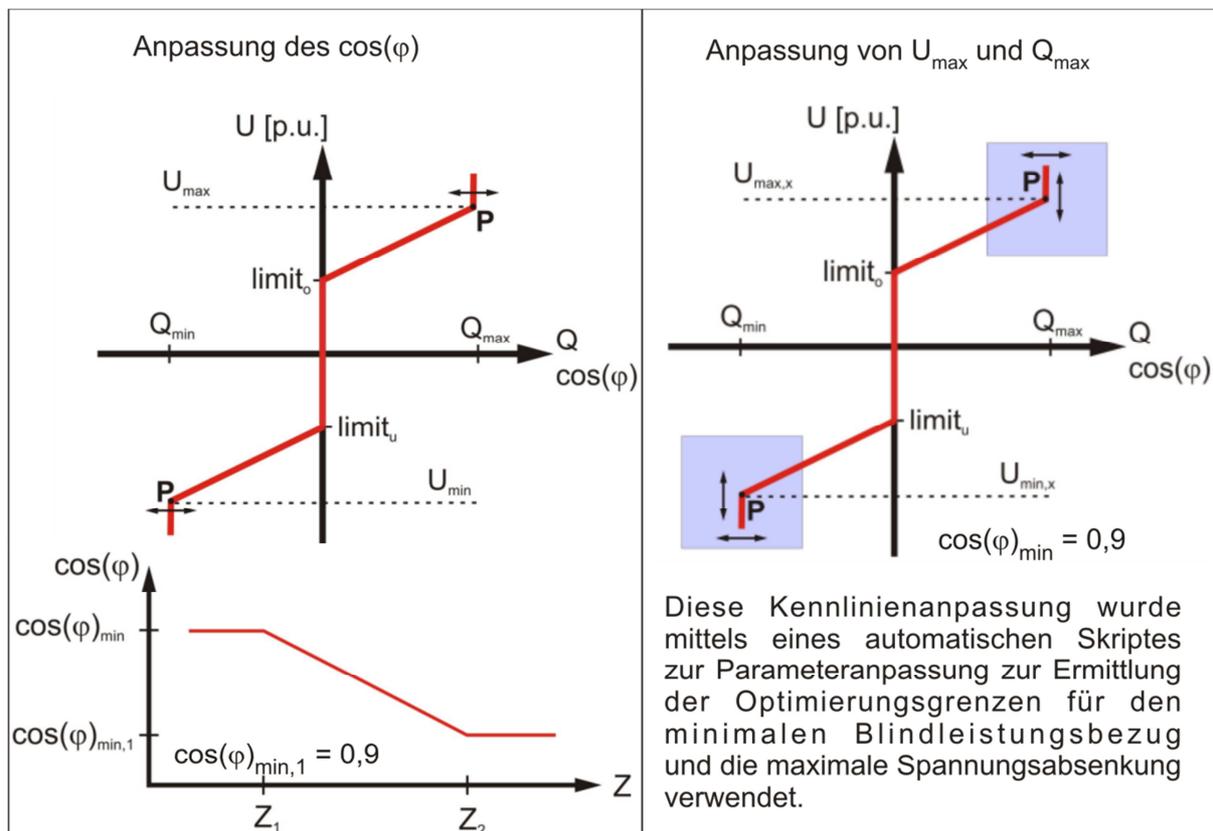


Anhang 6 : Verwendete Parametersätze der Q-U-Regelkennlinien

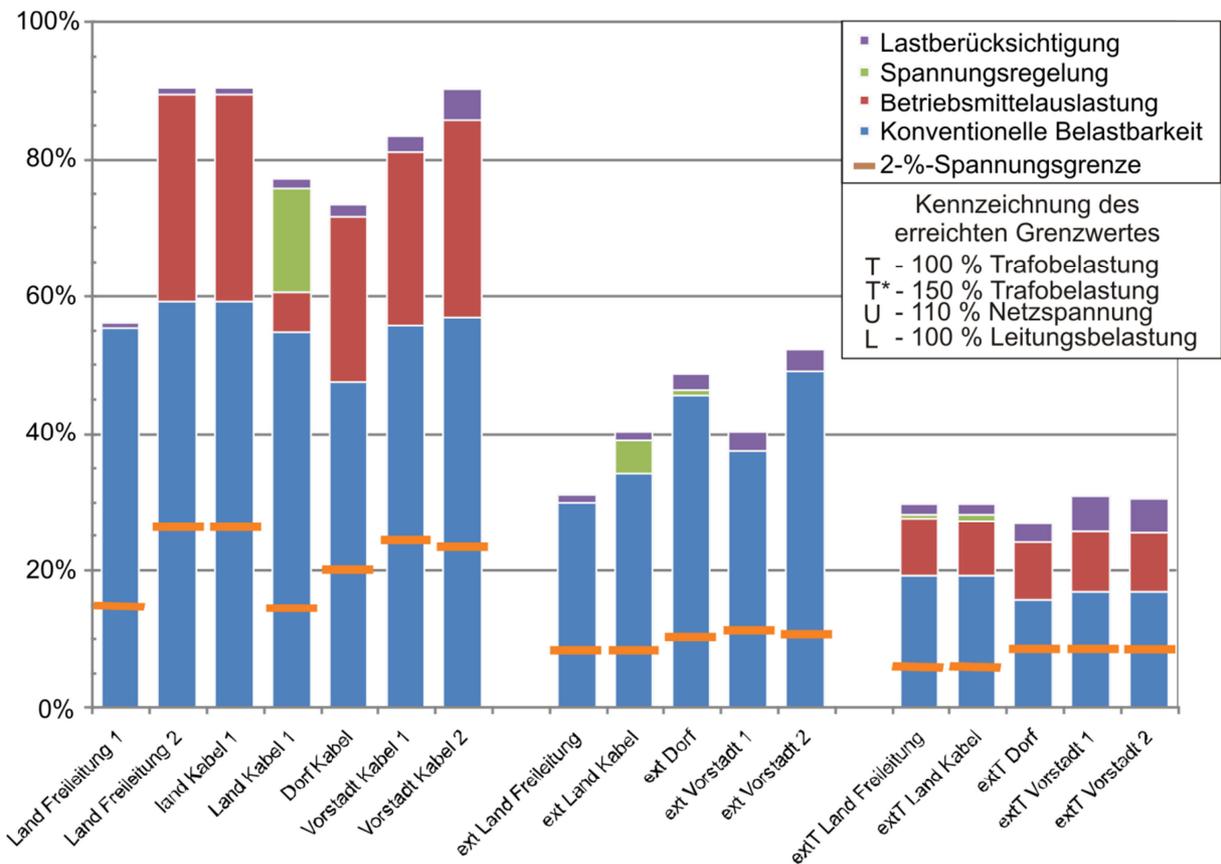
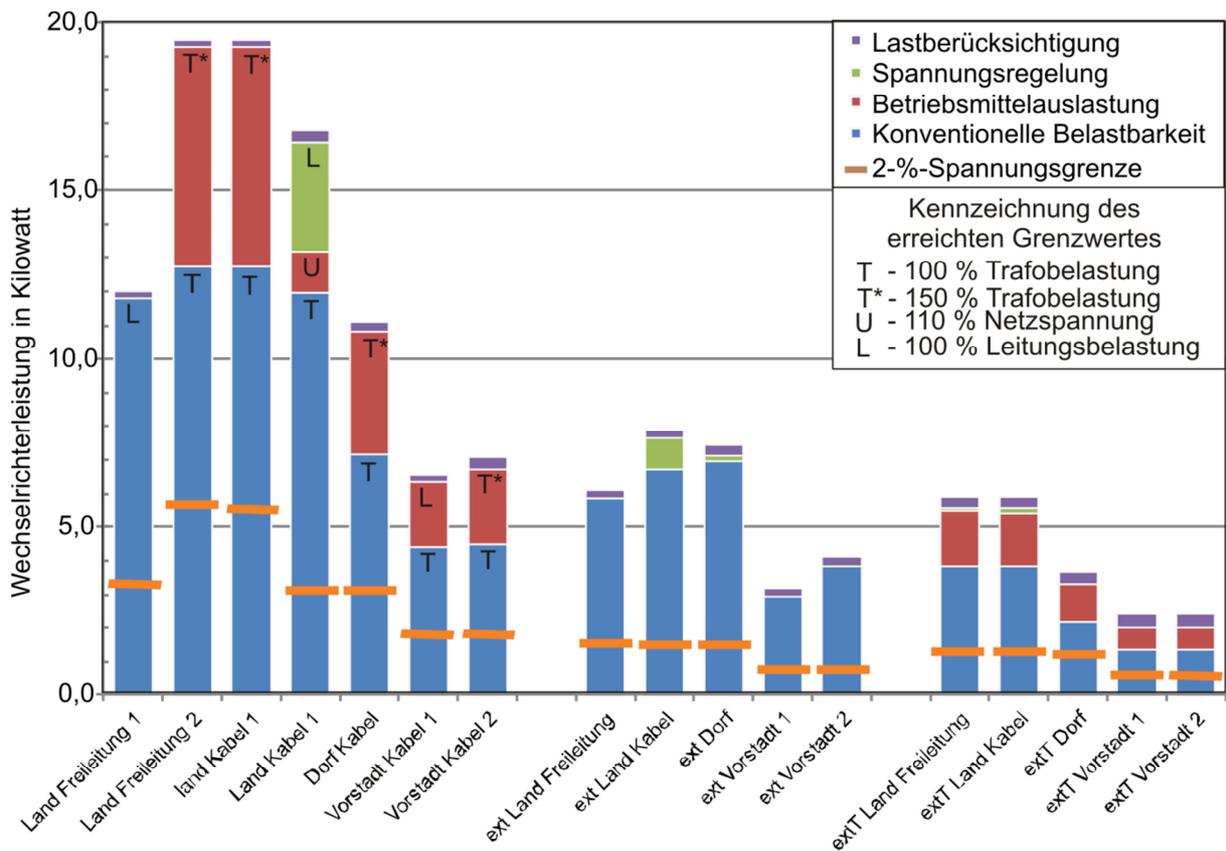
Übersicht über die verwendeten Parametersätze mit einer Veränderung des limit_0 nach (Bild 5.30) in Abhängigkeit der Netzimpedanz sind in nachfolgender Tabelle dargestellt. Die Werte für den $\cos(\varphi)$ beziehen sich auf die Wechselrichterbemessungswirkleistung.

| Parametersatz | 1 | 2 | 3 |
|---------------------------|------|------|------|
| Minimaler $\cos(\varphi)$ | 0,90 | 0,90 | 0,85 |
| Z_1 in Ohm | 0,14 | 0,15 | 0,08 |
| Z_2 in Ohm | 0,14 | 0,15 | 0,13 |
| limit_1 in p.u. | 1,09 | 1,08 | 1,04 |
| limit_2 in p.u. | 1,02 | 1,02 | 1,02 |

Weitere verwendete Regelstrategien sind in nachfolgendem Bild dargestellt:



Anhang 7: Ergebnisse der Netzaufnahmefähigkeit in den Extremwertnetzen



Anhang 8: Berechnungsbeispiel der Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage

Die verwendete Vorgehensweise zur Berechnung des wirtschaftlichen Anlagenenertrages wird am folgenden Beispiel einer PV-Anlage für das Jahr 2007 dargelegt.

Anlagendaten:

- Leistung: 10 kWp
- Jährlicher Ertrag: 950 kWh/kWp
- Steuersatz: 30 %
- Finanzierung: 100 % Eigenkapital
- Inbetriebnahme: 01.01.2007

Die Einspeisevergütung wird für 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantiert. Der Bilanzierungszeitraum ist in diesem Beispiel daher 21 Jahre

Tabelle: Übersicht der verwendeten Größen und Bezeichnungen mit deren Werte

| Name | Kürzel | Wert | Einheit |
|---|--------------|--------|--|
| Bilanzierungsjahr | j | | Jahre ab der Inbetriebnahme |
| Einspeisevergütung | v | 0,4921 | Euros pro kWh |
| Kosten | | | |
| spezifische Anschaffungskosten (exkl. MwSt.) aufgeteilt nach: | k | 4.600 | €/kWp |
| - Modulkosten | | 3.200 | |
| - Wechselrichterkosten | | 450 | |
| - Nebenmaterial | | 550 | |
| - Service | | 400 | |
| Investitionskosten (exkl. MwSt.) | $IK = k * L$ | 46.000 | € |
| laufende Kosten | IK | | |
| -Haftpflichtversicherung | | 60 | € |
| -Anlagenversicherung | | 0,22 | % der Anschaffungskosten |
| - Betriebskosten | | 0,6 | % der Anschaffungskosten |
| Finanzierungsdaten | | | |
| Persönlicher Steuersatz | | 30 | % des Gewinnes |
| Abschreibung (Absetzung für Annutzung) | AfA | 5 | % der Anschaffungskosten; lineare Abschreibung über 20 Jahre |

| <i>Anlagendaten</i> | | | |
|----------------------------------|-----------------|------|------------|
| Leistung | L | 10 | kWp |
| Degradationsrate | d | 0,9 | % pro Jahr |
| bezogener jährlicher Stromertrag | e | 950 | kWh/kWp |
| Stromertrag im ersten Jahr | $E = e \cdot L$ | 9500 | kWh |

Einnahmen aus Stromverkäufen:

$$\text{Stromverkauf}(j) = E \cdot (1-d)^j \times v = \text{Stromverkauf}(0) \cdot (1-d)^j$$

$$\text{Stromverkauf}(0) = 9500 \text{ kWh} \cdot 0,4975 \text{ €/kWh} = 4675 \text{ €}$$

Ausgaben:

Die Anschaffungskosten im Inbetriebnahmejahr ($j = 0$):

$$\text{Ausgaben}(0) = \text{Investitionskosten} + \text{laufende Kosten}(0)$$

$$\text{laufende Kosten}(0) = \text{Versicherung} + \text{Betriebskosten}(0)$$

$$\text{Versicherung}(0) = 60 \text{ €} + 0,22 \% \cdot \text{IK} = 163 \text{ €}$$

$$\text{Betriebskosten}(0) = 0,6 \% \cdot 46000 \text{ €} = 276 \text{ €}$$

$$\text{Ausgaben}(0) = 46000 \text{ €} + 543 \text{ €} = 46543 \text{ €}$$

Die Betriebskosten berücksichtigen im Wesentlichen einen Austausch der Wechselrichter auf. Dies ist circa alle 10 Jahre zu erwarten. Für die Berechnung wurden die Kosten entlang der Lebensdauer verteilt.

$$\text{Ausgaben}(j) = \text{laufende Kosten}(j) = \text{Versicherung} + \text{Betriebskosten}(j)$$

$$\text{Versicherung}(j) = 163 \text{ €}$$

$$\text{Betriebskosten}(j) = 276 \text{ €}$$

Jahresergebnis vor Steuer:

$$\text{Jahresergebnis vor Steuer}(j) = \text{Stromverkauf}(j) - \text{Ausgabe}(j)$$

Jahresergebnis nach Steuer:

Die Abschreibung ermöglicht es dem Anlagebetreiber die Investitionskosten bilanziell über die Lebensdauer zu verteilen.

$$\text{Abschreibung}(j) = 5 \% \cdot \text{Anschaffungskosten} = 2300 \text{ €}$$

$$\text{Steuerliche Ergebnisse}(j) = \text{Stromverkauf}(j) - \text{laufende Kosten}(j) - \text{Abschreibung}(j)$$

$$\text{Einkommensteuer}(j) = \text{Jahresergebnis vor Steuer}(j) \cdot \text{Einkommensteuersatz}$$

$$\text{Jahresergebnis nach Steuer}(j) = \text{Jahres Ergebnis vor Steuer}(j) - \text{Steuer}(j)$$

Wirtschaftlicher Ertrag der PV-Anlage:

$$\text{Ertrag} = \frac{\text{netto Gewinn}}{\text{eingesetztes Eigenkapital}} \quad (\text{Bilanziert über 20 Jahre Lebensdauer})$$

Tabelle: Übersicht der Berechnungsergebnisse am Ende der Anlagenlebensdauer

| Anlagenbilanz nach 20 Jahren | € |
|-----------------------------------|--------|
| Einnahmen | 89.828 |
| Stromverkauf | 89.828 |
| Ausgabe | 55.181 |
| Anschaffungskosten (Eigenkapital) | 46.000 |
| Versicherung | 3.385 |
| Betriebskosten | 5.796 |
| Summe der laufenden Kosten | 9.181 |
| Ergebnisse vor Steuern | 34.647 |
| steuerliche Ergebnisse | 34.647 |
| Steuer | 10.394 |
| Nettogewinn | 24.253 |
| Eingesetztes Eigenkapital | 46.000 |
| Wirtschaftlicher Ertrag | 52,72% |

Anhang 9: Kostentabelle Netzausbau

Die angegebenen Kosten sind Schätzungen aus dem Jahr 2007.

| | |
|--|----------------|
| Kabelverteiler / Verteil-Station | |
| Mittelwert | 2.400 € |
| Kabelgraben | |
| Kabelgraben | 35 € pro Meter |
| MS-Kabel | |
| NA2XS(FL)2Y 3x1x150 (20 kV) | 45 € pro Meter |
| NS-Kabel inkl Material, Montage, Dokumentation, Schaltmaßnahmen und Kabelprüf | |
| NAYY-J 4x150 | 22 € pro Meter |
| NAYY-J 4x185 | 26 € pro Meter |
| NAYY-J 4x50 | 14 € pro Meter |
| ggf Freileitungsrückbau | 20 € pro Meter |
| NS-Muffe (Freileitung => Kabel) | |
| Abzweigmuffe | 200 € |
| Freileitungsmast | |
| neuer Mast inkl Kabelaufführung, etc. | 1.250 € |
| Trafo Station | |
| Mittelwert | 18.000 € |
| Trafo (inkl Aufstellen, Anschließen, Zubehör, Inbetriebnahme, etc.) | |
| 160 kVA | 6.500 € |
| 250 kVA | 8.000 € |
| 400 kVA | 10.500 € |
| 630 kVA | 14.000 € |
| Rückbau | |
| Abbau + Rücktransport | 500 € |