
Höhere Integration von PV-Anlagen in bestehende Niederspannungsnetze durch probabilistische Planung

Walter Niederhuemer

LINZ STROM NETZ GmbH, Fichtenstraße 7, A-4021 Linz, AUSTRIA

KURZFASSUNG/ABSTRACT:

Die dezentrale Einspeisung von Photovoltaikanlagen in die Niederspannungsnetze stellt für die Verteilernetzbetreiber eine besondere Herausforderung dar. Um die 100%-ige Einspeisung zu jeder Zeit zu garantieren, wird bei der Beurteilung die maximale Einspeiseleistung beim schlechtesten Betriebszustand angenommen. Bei der Betrachtung der aktuellen Netzverhältnisse zeigt sich jedoch, dass die „schlechtesten“ Betriebszustände nur sehr selten auftreten.

Der in diesem Beitrag beschriebene probabilistische Planungsansatz zielt auf eine Erhöhung der installierten Einspeiseleistung durch Photovoltaikanlagen, sowie eine Erhöhung der eingespeisten Energiemenge, bei geringen Netzkosten und einer geringen nicht eingespeisten Energiemenge ab. Dies ist jedoch nur erreichbar, wenn es dem Verteilernetzbetreiber möglich ist, für seltene kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser zu regeln (P(U)-Regelung) oder abzuschalten, wenn die obere Spannungsgrenze erreicht wird.

Der probabilistische Planungsansatz stellt eine sehr effektive Methode zur verbesserten Bewertung der verfügbaren Netzkapazität für dezentrale PV-Einspeiser dar. Sowohl die Ergebnisse des vorgestellten Planungsansatzes als auch die Erkenntnisse aus einem durchgeführten Feldtest zeigen, dass etwa eine Verdoppelung der installierten Photovoltaikleistung in bestehende Niederspannungsnetze bei geringer nicht eingespeister Energiemenge möglich ist.

1 MOTIVATION

Die Ziele der Europäischen Kommission verpflichten alle Marktteilnehmer die Energieeffizienz und die Einspeisung durch erneuerbare Energie zu erhöhen. Dabei stellt die Einspeisung in die Niederspannungsnetze für die Verteilernetzbetreiber eine besondere Herausforderung dar. Die Anschlussanfragen ergeben sich dabei räumlich und zeitlich über das gesamte Netzgebiet verteilt. Wird die durch TOR D4 festgelegte Spannungsanhebung erreicht oder überschritten, so müsste der Anschluss am nächstgelegenen geeigneten Anschlusspunkt mit höherer Kurzschlussleistung erfolgen. Um die Einspeisung zu ermöglichen, ist es notwendig, die installierte Einspeiseleistung zu begrenzen oder die Verteilernetze auszubauen.

Aus der Sicht der Erzeugung liegt, so fern keine oder nur geringe Kosten für die Herstellung des technisch geeigneten Anschlusspunktes entstehen, das Optimum darin, die volle Einspeiseleistung zu jeder Zeit in das Netz einliefern zu können, um den Energieertrag und somit den Gewinn zu optimieren. Aus der Sicht des Netzbetreibers liegt das Optimum darin, die Netzkosten so gering wie möglich zu halten. Daraus resultiert jedoch sehr häufig eine Reduktion der installierbaren Einspeiseleistung. Um die Zielsetzung der EU zu unterstützen und mehr Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen in das Netz zu ermöglichen, ist es notwendig, ein volkswirtschaftliches Optimum und damit einen Kompromiss zwischen Netzinvestitionen und dezentral erzeugter Energiemenge zu finden.

2 KONVENTIONELLER PLANUNGSANSATZ

Bei der konventionellen Planung wird angenommen, dass die maximale Leistung beim schlechtesten Netzbetriebszustand im Verteilernetz eingespeist wird. Zusätzlich wird die maximal mögliche Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator berücksichtigt (z.B. 107% U_n). Nur unter diesen Bedingungen ist es dem Verteilernetzbetreiber möglich, die 100%-ige Einspeisung zu jeder beliebigen Zeit zu garantieren.

Um weitere Einspeisung in Netzen, welche in oben beschriebenen Fällen bereits stark ausgelastet sind, zu ermöglichen, wäre oft eine Reduktion der installierten bzw. von den Anlagenbetreibern angefragten Einspeiseleistung notwendig. Durch diese Reduktion kann das vorhandene energetische Potential jedoch nicht genutzt werden. Alternativ wäre ein Anschluss am technisch geeigneten Anschlusspunkt mit höherer Kurzschlussleistung zu realisieren. Diese Kosten müssten als unmittelbare Aufwendungen vom Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage getragen werden. In diesem Fall ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht mehr gegeben. Mit der wachsenden Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen nimmt die Zahl dieser Fälle auf Basis der Beurteilung nach TOR D2 stetig zu.

Betrachtet man jedoch die tatsächlich aktuell gegebenen Netzverhältnisse, zeigt sich, dass kritische Spannungspegel nur sehr selten auftreten. Daraus folgt, dass eine höhere Integration von dezentralen Einspeiseanlagen möglich ist und die aktuelle Bewertungsmethode vorhandene Reserven aus dem Gesamtsystem nicht berücksichtigt.

3 VEREINFACHTE PROBABILISTISCHE BEURTEILUNG FÜR PV-ANLAGEN

Der probabilistische Planungsansatz berücksichtigt das statistische Verhalten der Spannung am Ortsnetztransformator und das statistische Verhalten der Einspeiseleistung.

Das Ziel des Planungsansatzes ist eine Erhöhung der installierbaren Einspeiseleistung, sowie eine Erhöhung der eingespeisten Energiemenge, bei geringen Netzkosten und einer geringen nicht eingespeisten Energiemenge zu erreichen. Dieses Ziel ist jedoch nur erreichbar, wenn es dem Verteilernetzbetreiber (VNB) möglich ist, für seltene kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser bei Bedarf zu regeln oder abzuschalten, wenn die obere Spannungsgrenze erreicht wird.

Basierend auf der Beurteilungsformel entsprechend TOR D2 für die Spannungsanhebung wird ein probabilistischer Reduktionsfaktor F eingeführt (1), der die Auftretenswahrscheinlichkeit der Spannungsanhebung berücksichtigt (Diagramm zu probabilistischer Reduktionsfaktor F siehe Abschnitt 3.2).

$$d := \frac{\Delta S_a}{S_{kV}} \cdot \cos(\psi + \rho) \cdot F \quad (1)$$

d	<i>relative Spannungsänderung</i>
ΔS_a	<i>Einspeiseleistung[kVA], für PV-Anlagen [kWp]</i>
S_{kV}	<i>Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt</i>
ψ	<i>Netzwinkel</i>
ρ	<i>Winkel Scheinleistungsänderung</i>
F	<i>probabilistischer Reduktionsfaktor</i>

3.1 Methodik

In diesem Verfahren sind die Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator und die eingespeiste PV-Leistung die wesentlichen Einflüsse. Beide Parameter weisen dabei eine Verteilung zwi-

schen Minimal- und Maximalwert auf. Zudem ist auf Grund des Tagesverlaufes der PV-Einspeisung nur der Zeitbereich zur Mittagszeit von Interesse.

3.1.1 Häufigkeitsverteilung der PV-Einspeisung

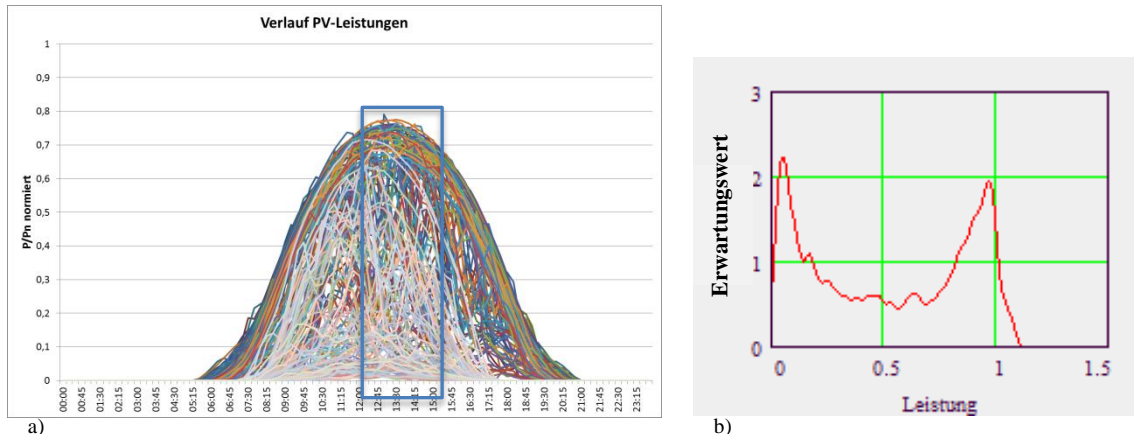


Abbildung 1. Gemessene PV-Leistungen(kW/kWp) und Erwartungswert der Leistung zur Mittagszeit

Die PV-Einspeiseleistung wurde auf die installierte Modulnennleistung [kW_p] normiert (Abbildung 1 a) und die Ermittlung des Erwartungswertes (Abbildung 1 b) aus den gemessenen PV-Leistungen erfolgt über eine Kerndichteschätzung nach (2) (3).

$$f_n(x) := \frac{1}{n+h} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x-X_i}{h}\right)$$

Kerndichteschätzer

(2)

$$K(u) := \frac{35}{32} \cdot (1-u^2)^3$$

mit Kern

Triweight-Funktion

(3)

Quelle: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kernel-Regression>

3.1.2 Häufigkeitsverteilung der Transformatorausgangsspannung

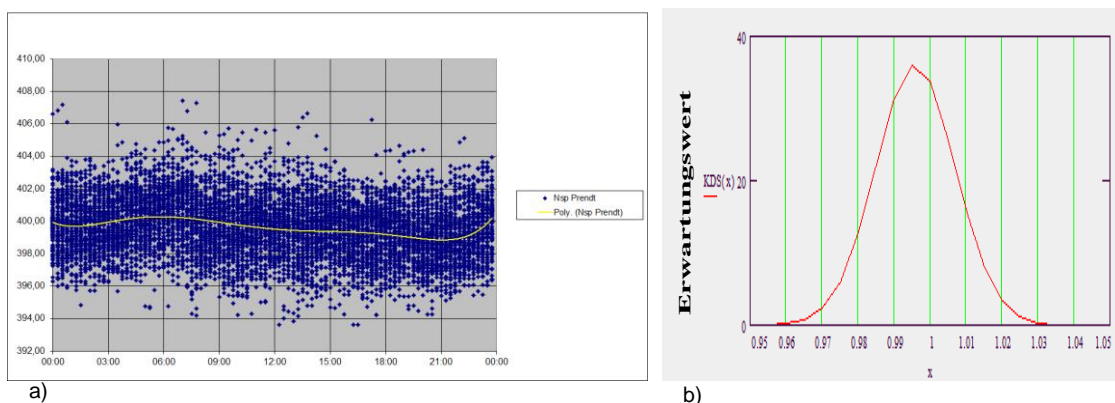


Abbildung 2. Gemessene Transformatorausgangsspannung(Juni–Sept.) und Erwartungswert der Spannung

Die Ermittlung des Erwartungswertes (Abbildung 2 b) aus den gemessenen Spannungswerten (Abbildung 2 a) erfolgt ebenfalls über eine Kerndichteschätzung (2) (3).

Im Wesentlichen entspricht diese Funktion einer Normalverteilung bzw. Triweight-Verteilung.

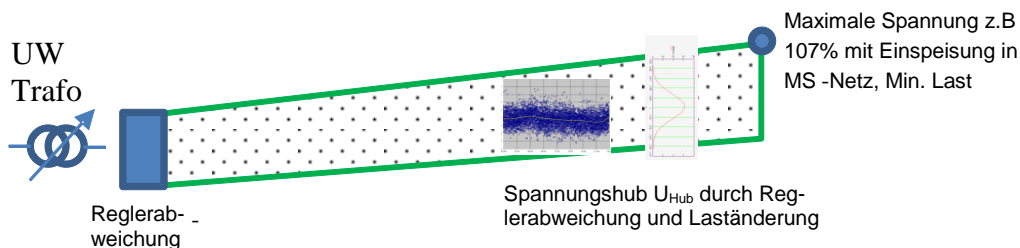


Abbildung 3. Spannungshub im Mittelspannungs-Verteilernetz

Die Verteilung des Spannungshubes U_{Hub} um den Median wird durch die Regelungsgenauigkeit der Umspannwerksspannungsregelung (Stufensteller) und den Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz hervorgerufen. Für die probabilistische Beurteilung ist dieser Spannungshub relevant. Als maximale Spannung ist jedoch die Spannung bei voller Einspeisung in der Mittelspannung zu verwenden.

3.1.3 Verfahren zur Bestimmung der Spannungsanhebung und deren Erwartungswertes

Im Folgenden wird angenommen, dass jeder Wert der Ausgangsspannung am Ortsnetztransformator (Abbildung 2) und jede PV-Einspeiseleistung (Abbildung 1) unabhängig voneinander auftreten. In diesem Fall spricht man von zwei unabhängigen Ereignissen.

Weiters wird als Bezugsbasis für die Spannungsanhebung die maximale Spannung am Ortsnetztransformator gewählt. Dies bietet sich an, da ab diesem Punkt das reservierte Spannungsband für die Anhebung durch PV-Anlagen im Niederspannungsnetz definiert ist. Der Anteil der Spannungsanhebung an der Transformatorimpedanz ist im Allgemeinen vernachlässigbar.

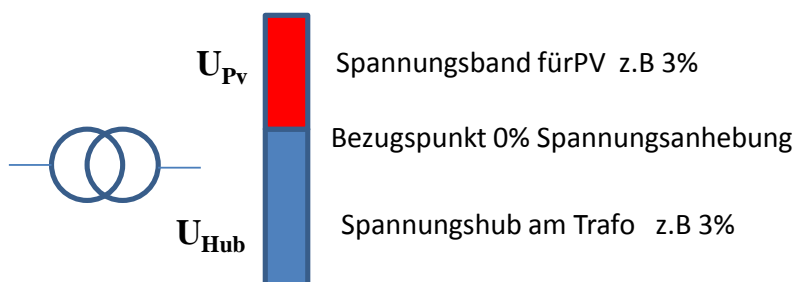


Abbildung 4. Definition Spannungsbänder und Bezugspunkt für die probabilistische Beurteilung

Zur Bestimmung der Spannungsabweichung ΔU gegenüber dem Bezugspunkt und zur Bestimmung des zugehörigen Erwartungswertes E kann daher wie folgt vorgegangen werden (siehe dazu auch Abbildung 5).

Für jede Kombination ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} (0% bis max. Spannungsanhebung durch PV) wird eine resultierende Spannungsabweichung berechnet.

$$\Delta U = \Delta U_{Hub} + \Delta U_{Pv} \quad (4)$$

ΔU resultierende Spannungsanhebung

ΔU_{Hub} Abweichung der Transformatorausgangsspannung vom Bezugspunkt

ΔU_{Pv} Spannungsanhebung durch PV-Anlage

Bei den Spannungswerten ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} handelt es sich um zwei unabhängig voneinander auftretende Werte. Der Gesamterwartungswert bestimmt sich daher aus der Multiplikation der Einzelerwartungswerte (Verteilungsfunktionen entsprechend 3.1.1 und 3.1.2).

$$E = E_{Hub} * E_{Pv} \quad (5)$$

E Gesamterwartungswert der resultierenden Spannungsanhebung

E_{Hub} Erwartungswert der Transformatorausgangsspannung

E_{Pv} Erwartungswert der Spannungsanhebung durch PV-Anlage

Exemplarische Darstellung des Berechnungsverfahrens nach (4) und (5). Erwartungswerte für ΔU_{Hub} und ΔU_{Pv} entsprechend Verteilungsfunktionen nach 3.1.1 und 3.1.2.

		ΔU_{Pv}			
		0%	1%	2%	3%
ΔU_{Hub}	0%	0%	1%	2%	3%
	-1%	-1%	0%	1%	2%
	-2%	-2%	-1%	0%	1%
	-3%	-3%	-2%	-1%	0%

		Erwartungswert für ΔU_{Pv}			
		0%	1%	2%	3%
Erwartungswert für ΔU_{Hub}	0%	0,021	0,022	0,021	0,061
	-1%	0,071	0,077	0,071	0,207
	-2%	0,071	0,077	0,071	0,207
	-3%	0,021	0,023	0,021	0,061

Abbildung 5. Kombination aller Spannungsanhebungen und zugehörige Erwartungswerte

Aus den Spannungsabweichungen und den Erwartungswerten kann eine kumulierte Häufigkeitsverteilung erstellt werden (Abbildung 6). Das Beispiel zeigt, dass es mit 60%-iger Wahrscheinlichkeit zu keiner Spannungsabweichung (0% entspricht Bezugspunkt) kommt.

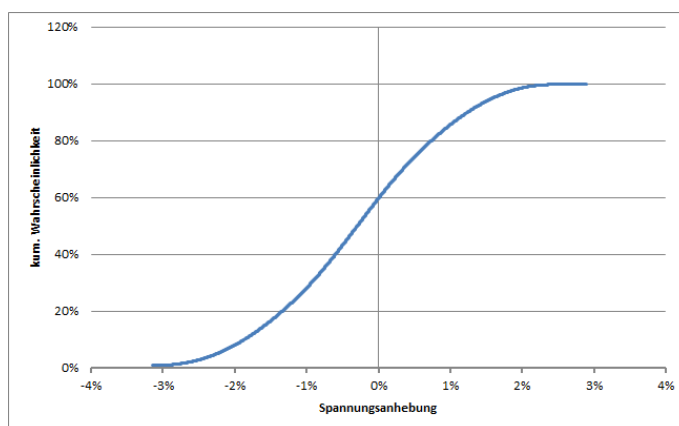


Abbildung 6. Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Spannungsabweichung

3.1.4 Bestimmung probabilistischer Reduktionsfaktor F

Die Spannungsabweichung ΔU in % wird auf die zulässige Spannungsanhebung U_{PV_zul} normiert (z.B. laut TOR 3%). Damit ist der probabilistische Reduktionsfaktor F nur noch vom Verhältnis U_{Hub} / U_{PV_zul} abhängig. Dabei handelt es sich bei U_{Hub} um den maximal auftretenden Spannungshub der Transformatorausgangsspannung in % und bei U_{PV_zul} um die zulässige Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen.

$$F = \Delta U / U_{PV_zul} \quad (6)$$

F probabilistischer Reduktionsfaktor
 ΔU resultierende Spannungsanhebung [4]
 U_{PV_zul} zulässige Spannungsanhebung durch PV

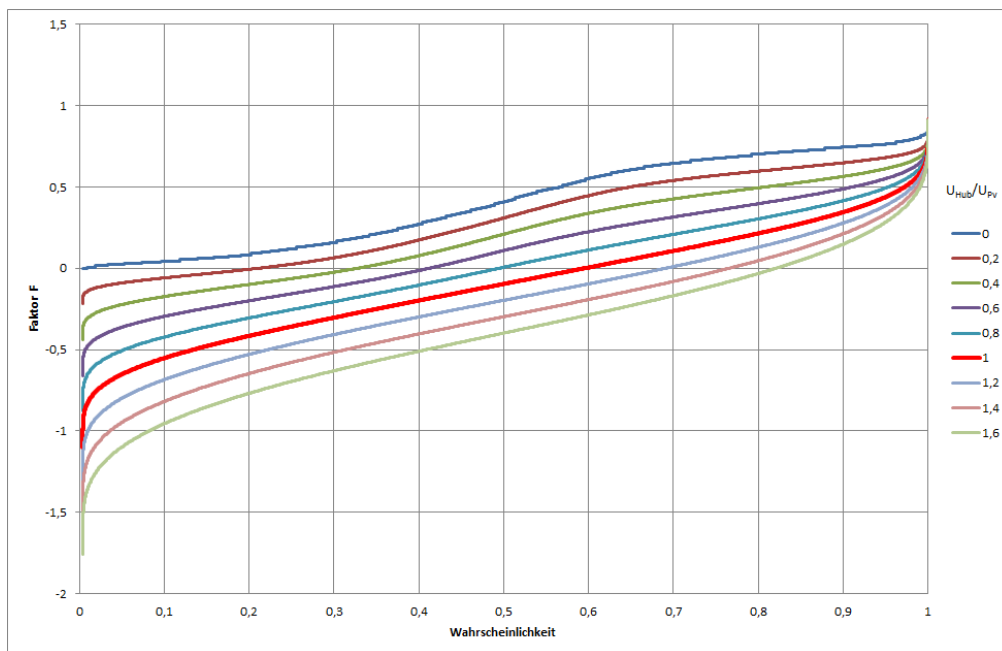


Abbildung 7. Ergebnis probabilistischer Faktor F für unterschiedliche Verhältnisse U_{Hub} / U_{PV_zul} (Spannungsverteilung Triweight-Verteilung)

Aus der Abbildung 7 lässt sich nun der probabilistische Faktor F für die gewünschte Wahrscheinlichkeit der Einhaltung der zulässigen Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen U_{PV_zul} ermitteln. Als Parameter dient das Verhältnis zwischen maximal auftretendem Spannungshub der Transformatorausgangsspannung ($|U_{Hub}|$ in %) und der zulässigen Spannungsanhebung durch PV-Einspeisungen (U_{PV_zul} in %). Dieses Spannungsband ist zusätzlich verfügbar bis es in der Mittelspannung benötigt wird, weil dort z.B. zusätzliche Einspeisungen oder insgesamt in allen Ortsnetzen hohe Leistungen installiert wurden. In diesem Fall schaffen regelbare Ortsnetztransformatoren Abhilfe.

Eine Wahrscheinlichkeit von 1 bedeutet, dass mit dem probabilistischen Faktor $F = 0,85$ in die Berechnung nach (1) das zulässige Spannungsband U_{PV_zul} nicht überschritten wird. Hingegen kann das zulässige Spannungsband U_{PV_zul} bei Berechnungen mit dem probabilistischen Faktor F für eine Wahrscheinlichkeit von 0,9 mit einer 10%-igen Wahrscheinlichkeit überschritten werden. Abhängig von der absoluten Spannungshöhe kann es dann zur Abschaltung oder Reduzierung der Einspeisleistung durch eine $P(U)$ -Regelung kommen.

3.2 Diagramme zur probabilistischen Beurteilung von PV-Anlagen

Unter der Voraussetzung, dass die Verteilung der Transformatorspannung und der PV-Einspeiseleistung im zu beurteilenden Netz nicht wesentlich von den oben angeführten Verteilungen abweicht, können die folgenden Diagramme direkt angewendet werden. Zu beachten ist, dass in die Beurteilungsformel (1) für ΔS_a die installierte Modulleistung der Photovoltaikanlage in [kWp] einzusetzen ist.

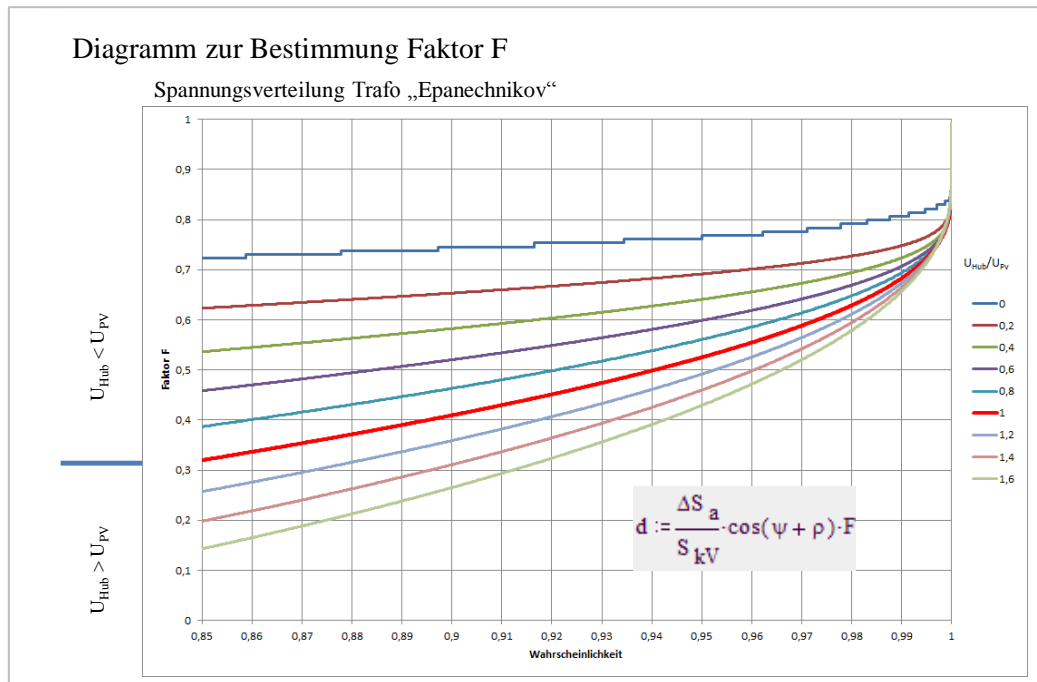


Abbildung 8. Ergebnis probabilistischer Faktor F für unterschiedliche Verhältnisse U_{Hub} / U_{PV}

4 SCHLUSSFOLGERUNG

Der vorgestellte probabilistische Planungsansatz stellt eine sehr effektive Methode zur verbesserten Bewertung der Netzkapazität für dezentrale PV-Einspeiser dar. Während die konventionelle Beurteilung immer von Worst-Case-Annahmen ausgeht, wird bei dem vorgestellten probabilistischen Planungsansatz das statische Verhalten der Spannung am Ortsnetztransformator und der Einspeiseleistung berücksichtigt. Dabei zeigt sich, dass die Worst-Case-Annahmen nur mit geringer Wahrscheinlichkeit auftreten. Wenn es dem Verteilernetzbetreiber möglich ist, für seltene kurze Zeitperioden die Einspeiseleistung eines oder mehrerer Einspeiser bei Bedarf zu regeln (P(U)-Regelung) oder abzuschalten, wenn der obere Spannungsgrenzwert erreicht wird, so ist eine Erhöhung der installierten PV-Einspeiseleistung möglich.

Sowohl die Ergebnisse des probabilistischen Planungsansatzes als auch die Ergebnisse eines durchgeführten Feldtests zeigen, dass eine Verdoppelung der installierten Photovoltaikleistung in bestehende Niederspannungsnetze bei einer geringen Menge an nicht eingespeister Energie möglich ist.

LITERATURVERWEISE

- (1) TOR-Teil D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen, Version 2.2 2006; www.e-control.at
- (2) TOR-Teil D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen, Version 2.1 2013; www.e-control.at