

Wechselrichter für Photovoltaikanlagen

Prof. Dr. Peter Mutschler, TU Darmstadt

In der Ringvorlesung „Regenerative Energien wurde deutlich, daß in zahlreichen Fällen eine möglichst verlustarme Umformung elektrischer Energie erforderlich ist. So wurde im Vortrag von Herrn Dr. Keuper erwähnt, daß bei der Nutzung der Windenergie eine Entwicklungstendenz hin zu Anlagen mit variabler Drehzahl zu beobachten ist (**Bild 1**). Der Betrieb mit variabler Drehzahl dient der optimalen Anpassung an die jeweils herrschenden Windverhältnisse. Die variable Drehzahl hat zur Folge, daß der Generator ein Spannungssystem mit variabler Frequenz (ggfs. auch variabler Spannung) erzeugt. Dieses in **Bild 1** mit U_G und f_G bezeichnete Spannungssystem ist vom Umrichter möglichst verlustarm so umzuformen, daß in das gegebene Netz mit der Spannung U_{Netz} und der Frequenz f_{Netz} möglichst reine Wirkleistung eingespeist wird. Es muß also ein Strom fließen, der möglichst sinusförmig ist und mit der gegebenen Netzspannung in Phase liegt. Die Erzeugung derartiger Netzströme aus den angebotenen Größen des Generators ist Aufgabe des Umrichters.

Die im Beitrag von Prof. Wendt behandelten Brennstoffzellen erzeugen eine Gleichspannung, die mit den Belastungsverhältnissen variiert.

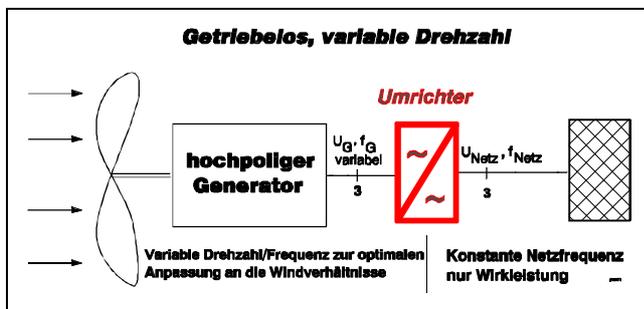


Bild 1: Entwicklungstendenz bei Windkraftanlagen

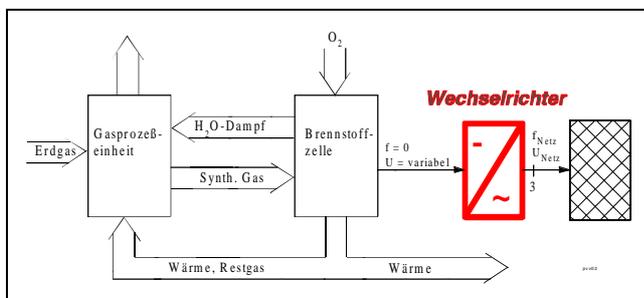


Bild 2: Brennstoffzelle zur Netzeinspeisung

Die von der Brennstoffzelle nach **Bild 2** gelieferte elektrische Energie muß mit Hilfe des Wechselrichters möglichst verlustarm so umgeformt werden, daß wiederum in das Netz mit gegebener Spannung U_{Netz} und gegebener Frequenz f_{Netz} möglichst reine Wirkleistung eingespeist wird. Auch hier ist ein möglichst sinusförmiger und in Phase mit der Netzspannung liegender Strom gewünscht. Sowohl bei Windkraftanlagen als auch bei Brennstoffzellen liegen die Leistungen in der Regel zwischen vielen Kilowatt und einigen 100 kW.

Wesentlich höhere Leistungen aus regenerativen Quellen sind bei großen Wasserkraftanlagen verfügbar. In vielen Fällen liegen diese Wasserkraftressourcen in Gebieten, die weitab von den Zentren des Bedarfes an elektrischer Energie liegen. Es entsteht somit bei der Nutzung dieser weit entfernten Wasserkraftressourcen eine Übertragungsaufgabe für elektrische Energie über eine große Entfernung. Es ist bekannt, daß die Übertragung ab einer Distanz von ca. 800 km mit Hilfe hochgespannten Gleichstromes (HGÜ) wirtschaftlicher wird, als die sonst übliche Drehstrom-Übertragung. Zunächst erzeugen die Wasserkraftgeneratoren natürlich ein Drehspannungs-System. Wie vereinfachend in **Bild 3** dargestellt, wird mittels Transformatoren eine hohe Drehspannung erzeugt, die anschließend mit Hilfe des Gleichrichters in eine hohe Gleichspannung, typischerweise ± 500 kV umgeformt wird. Diese hohe Gleichspannung kann nun sehr wirtschaftlich von der Wasserkraftanlage bis in das Verbrauchszentrum übertragen werden. Dort wird mit Hilfe des Wechselrichters aus der hohen Gleichspannung wieder die für das Hochspannungsnetz benötigte hohe Drehspannung erzeugt.

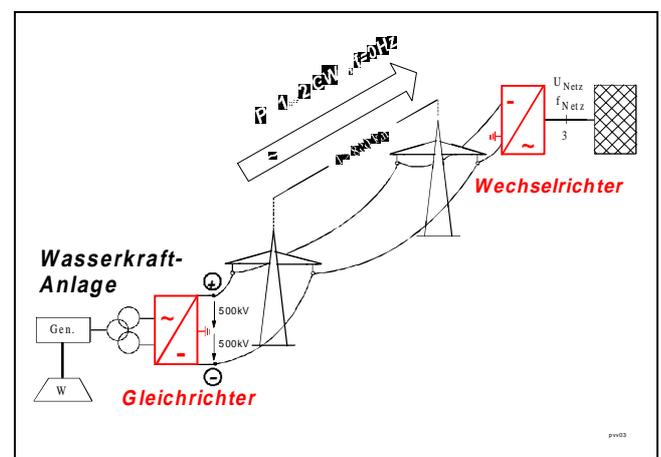


Bild 3: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

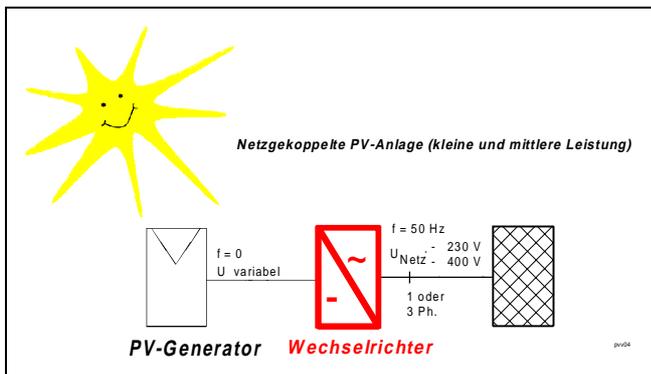


Bild 4: Netzgekoppelte Photovoltaikanlage

Die im Vortrag von Herrn Dr. Bonnet zum „Stand und Zukunft der Photovoltaik“ behandelten Solargeneratoren liefern eine Gleichspannung, deren Höhe von der Temperatur und in geringerem Maße auch von der Einstrahlungsintensität abhängt. Zur Nutzung über das öffentliche Versorgungsnetz muß auch hier diese Gleichspannung mit Hilfe des in **Bild 4** skizzierten Wechselrichters so umgeformt werden, daß in das Netz möglichst nur Wirkleistung eingespeist wird. Auch hier muß der Wechselrichter einen nahezu sinusförmigen Strom, der in Phase mit der gegebenen Netzspannung liegt, erzeugen.

In dem bisher angesprochenen Vorträgen dieser Veranstaltungsreihe wurde jeweils zu einem Gebiet ein Systemüberblick gegeben. Das System kann auch als Kette von Energiewandlungen aufgefaßt werden, so wie sie als Zeilen in einer Matrix nach **Bild 5** auftreten. Die in **Bild 5** hervorgehobene Spalte beinhaltet jeweils die Energiewandlungen, die mit Hilfe der Leistungselektronik besonders verlustarm durchgeführt werden. Der vorliegende Beitrag befaßt sich mit dieser Spalte der leistungselektronischen Energiewandlung und zwar schwerpunktmäßig mit den Wechselrichtern für Photovoltaik-Anwendungen.

1 Kostenüberblick

Zunächst soll mit **Bild 6** ein Überblick gegeben werden über die derzeitigen Gesamtkosten einer Photovoltaikanlage. Mit einem 10m² großen PV-Generator kann eine Spitzenleistung von ca. 1kW_p erzeugt werden. Über das gesamte Jahr gemittelt hat man bei Aufstellung in unsere Gegend eine mittlere Leistung von ca. 100W. In **Bild 7** ist mit der oberen Linie der ungefähre Verlauf der Gesamtkosten über der installierten Leistung aufgetragen.

Themen	Kette von Energiewandlungen		
Windkraft	Rotor -> (Getriebe) -> Generator -> Umrichter	(Trafo)	
entfernte Wasserkraft	W-Turbine -> Generator -> Trafo -> Gleichrichter Wechselrichter	Trafo	
Brennstoffzellen	Gasprozeß -> Brennstoffzelle -> Wechselrichter	(Trafo)	
Photovoltaik	Solarzelle -> Wechselrichter	(Trafo)	

Bild 5: Energiewandlungen

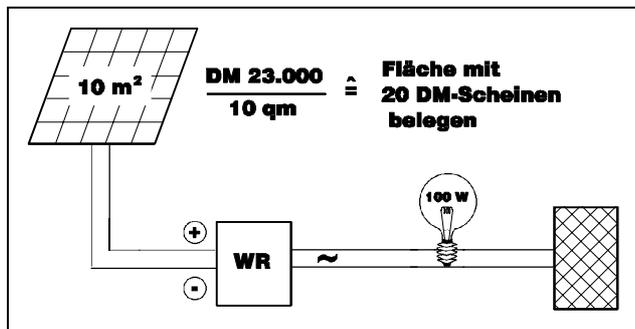


Bild 6: Gesamtkosten einer Photovoltaikanlage

Danach liegen die Gesamtkosten z.B. einer 10 kW_p-Anlage bei ca. DM 185.000. Neben diesen leistungsbezogenen Gesamtkosten sind in **Bild 7** zusätzlich die leistungsbezogenen Wechselrichterkosten mit der unteren Linie dargestellt, wofür die rechte Ordinate gilt. Für eine 10 kW_p-Anlage liegen die geschätzten Wechselrichterkosten bei DM 23.700 . Zum Vergleich zeigt der senkrechte Balken den derzeitigen Markenpreis eines handelsüblichen 40 kW Antriebs-Wechselrichters (Pulswechselrichter mit IGBT und 8 Khz Schaltfrequenz).

In **Bild 8** sind die prozentualen Kostenanteile der einzelnen Systemkomponenten über der Spitzenleistung aufgetragen. Da die Solarmodule den dominanten Kostenanteil verursachen, beginnt die Ordinatenkala erst bei 40%. Der prozentuale Kostenanteil der Solarmodule steigt mit der Spitzenleistung, da die Kostendegression bei den übrigen Systemkomponenten stärker als bei den Solarmodulen ausfällt. Für das Beispiel einer 10 kW_p-Anlage sind neben den prozentualen Kostenanteilen auch die absoluten Kosten der einzelnen Systemkomponenten in **Bild 8** eingetragen. Man sieht daß derzeit alleine die Montagekosten die gleiche Höhe wie der Wechselrichter haben. Über 85% der Gesamtkosten gehen auf das Konto der Solarmodule einschließlich der für sie notwendigen Unterkonstruktion, ihrer Montage und der restlichen Installation. Zur Erreichung einer Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen ist es unumgänglich, daß **in jeder** einzelnen Systemkomponente eine drastische Kostenreduktion erreicht wird. Auch der handwerkliche Bereich mit Montage, Installation und Unterkonstruktion, der zusammen 30% der Gesamtkosten

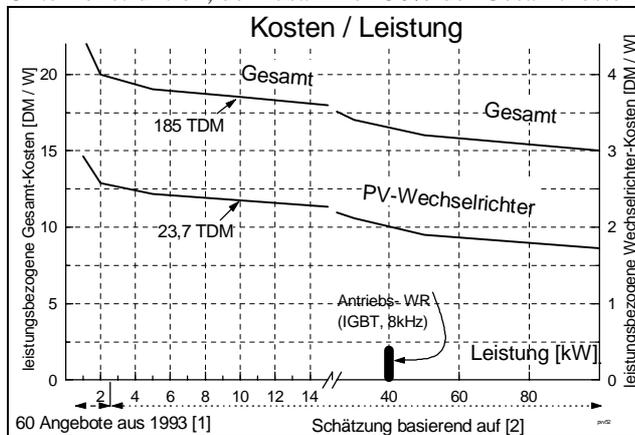


Bild 7: Leistungsbezogene Gesamt- und Wechselrichterkosten

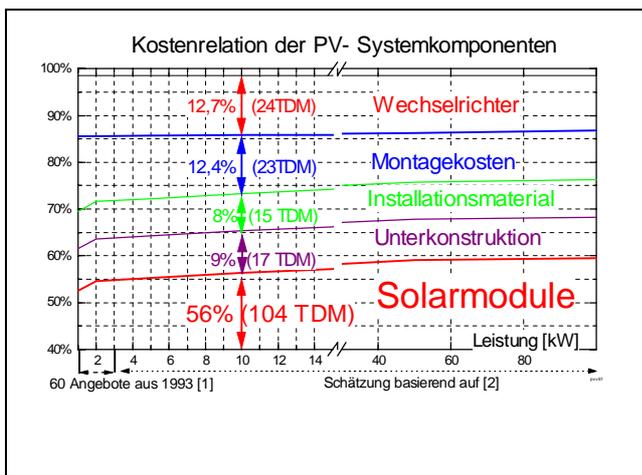


Bild 8: Kostenrelation der Systemkomponenten

verursacht, kann hiervon nicht ausgeschlossen bleiben. Über die derzeit diskutierten Entwicklungsschritte auf dem Gebiet der photovoltaischen Wandler hat Herr Dr. Bonnet im zweiten Beitrag zu dieser Ringvorlesung berichtet. Wenn auch das Kostenvolumen der Wechselrichter nur 12,5% der Gesamtanlage beträgt, so bedeutet dies trotzdem keinesfalls, daß auf diesem Gebiet nicht ebenfalls weitere Anstrengungen notwendig sind. Bereits der in **Bild 7** enthaltene Kostenvergleich zwischen einem handelsüblichen Antriebs-Wechselrichter und der Schätzung eines PV-Wechselrichter läßt erkennen, daß hier Rationalisierungspotential in der erforderlichen Größenordnung denkbar ist.

2 Eigenschaften des Solargenerators

Ehe auf die Wechselrichter eingegangen werden kann, müssen zunächst die elektrischen Eigenschaften des Solargenerators angesprochen werden. Im folgenden wird von handelsüblichen, polykristallinen Silizium-Solarzellen ausgegangen. Die einzelnen Zellen werden zunächst durch Reihenschaltung zu einzelnen Modulen verbunden. Entsprechend der gewählten Spannung werden dann mehrere Module in Reihe zu einem Strang zusammenschaltet. Je nach Leistung werden dann mehrere Stränge zur Erhöhung der Stromstärke parallel geschaltet. Die Strom-Spannungs-Charakteristik einer einzelnen monokristallinen Silizium-Solarzelle mit einer Fläche von 10x10 cm ist in **Bild 10** dargestellt. In **Bild 10** wird eine konstante Einstrahlungsleistung von 900W/m² unterstellt. Für drei unterschiedliche Temperaturen sind dafür die Strom-Spannungs Kennlinien dargestellt. Die Leerlaufspannung wächst mit abnehmender Zelltemperatur stark an, während der Kurzschlußstrom sich nur geringfügig verändert. Weiterhin sind zu jeder Temperatur auch der Verlauf der Zellenleistung über der Zellenspannung dargestellt. Die überlagerte Regelung des Wechselrichters hat dafür zu sorgen, daß stets ein Gleichstrom und eine Gleichspannung entsprechend dem MPP (Maximum-Power-Point) eingestellt wird.

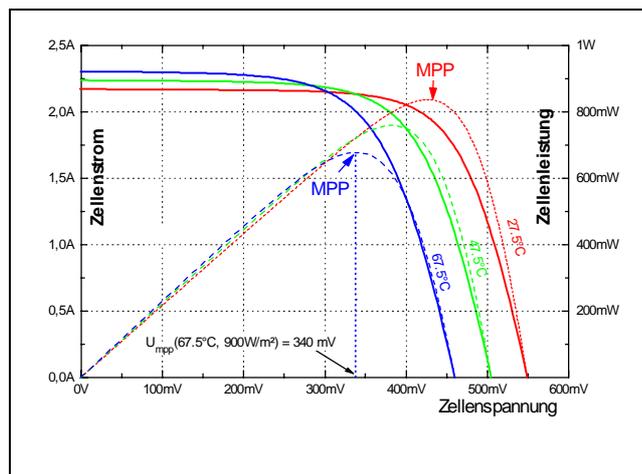


Bild 10: Strom-Spannungs- und Leistungs-Spannungs-Kennlinien für E = 900 W/m² und variable Zelltemperatur

In **Bild 11** wird die Temperatur auf -2,5°C konstant gehalten und die Kennlinien bei drei unterschiedlichen Einstrahlungsstärken aufgetragen. Der Kurzschlußstrom und auch der Strom im MPP-Punkt steigt stark mit der Einstrahlungsleistung an. Allerdings ist die oberste Kennlinie in **Bild 10** in unserer Gegend kaum realistisch, da eine so starke Strahlung bei so niedrigen Temperaturen hier in der Regel nicht vorkommen. Die Spannung im MPP-Punkt und auch die Leerlaufspannung variieren nur geringfügig mit der Einstrahlungsleistung. Im Kurzschlußfall hat die Zelle ein Konstantstrom-Verhalten, im Leerlauf verhält sie sich eher wie eine Spannungsquelle mit geringem Innenwiderstand.

Werden einzelne Modulhälften in der Reihenschaltung abgeschattet, so wird der höhere Strom der nicht abgeschatteten Module über die Bypassdiode(n) an den abgeschatteten Teilen vorbeigeleitet, die dann nahezu im Kurzschluss arbeiten. Die Rückstromdioden der parallelen Stränge verhindern interne Kreisströme im PV-Generator bei ungleicher Einstrahlung auf die Stränge.

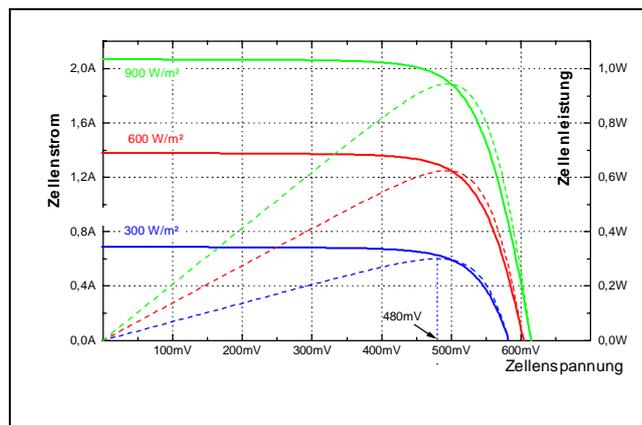


Bild 11: Strom-Spannungs- und Leistungs-Spannungs-Kennl. für -2,5°C und variable Einstrahlung

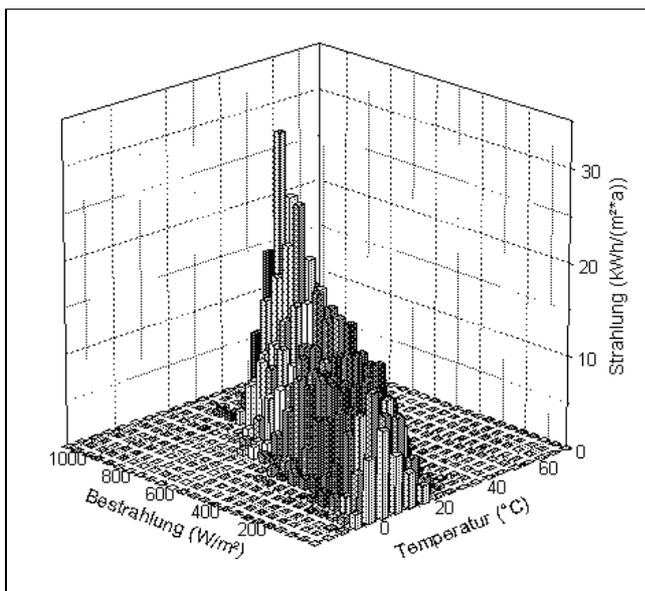


Bild 12: Temperatur-Bestrahlungsleistung-Ebene

2.1 Energiebilanz

Für die Energiebilanz und auch für die Auslegung des Wechselrichters interessieren die Realität auftretenden Kombinationen von Bestrahlung und Temperatur. Hierzu wurden in [3] Messungen am Standort Hannover veröffentlicht. Über eine Erfassungsdauer von 1 Jahr (1992) wurde in Hannover auf eine 45° geneigte, nach Süden ausgerichtete Anlage, die flächenbezogene Leistung (W/m^2) und die Temperatur registriert (jeweils 10 min-Mittelwerte). Die Temperatur wird diskretisiert mit einer Stufung von 5°C, ebenso wird die flächenbezogene Bestrahlungsleistung mit einer Stufung von $50\text{W}/\text{m}^2$ diskretisiert. Die über 1 Jahr registrierten Wertepaare von Temperatur und flächenbezogener Bestrahlungsleistung (10 minütige Mittelwerte) werden über der diskretisierten Temperatur/Bestrahlungsleistung-Ebene aufakumuliert. So entsteht das „Gebirge“ in Bild 12. Die Höhe einer Säule gibt die Energie pro Jahr und Quadratmeter an, die mit der zur Säule gehörenden Temperatur und Bestrahlungsleistung eingestrahlt wurde. Zu jedem Wertepaar aus flächenbezogener Strahlungsleistung

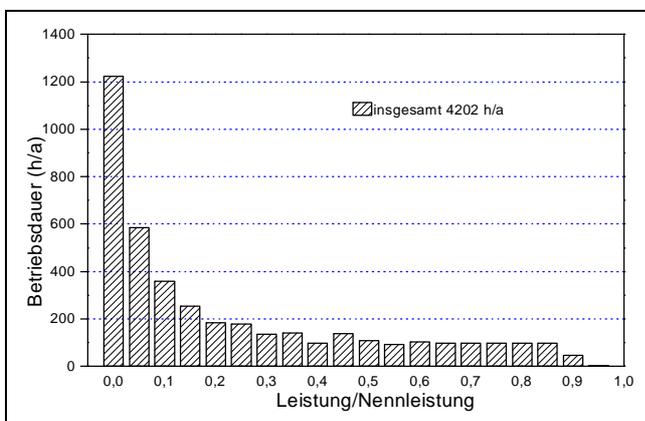


Bild 13: Jährliche Betriebsstunden einer PV-Anlage

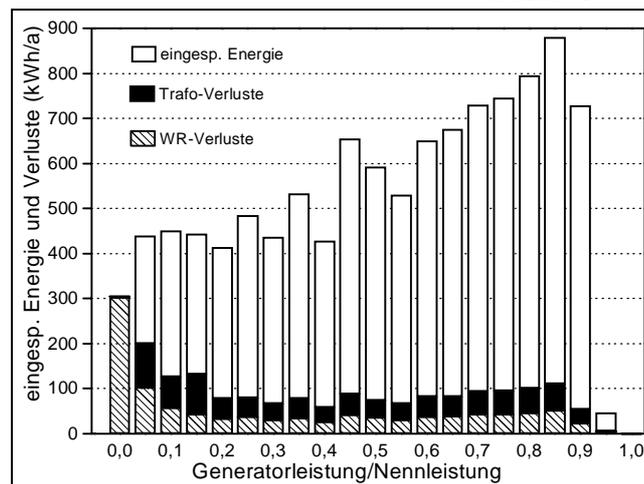


Bild 14: Energiebilanz einer PV-Anlage mit 10 kW

und Temperatur ist eine Kennlinie (Zellenstrom über Zellenspannung, siehe Bild 10 und 11) zugeordnet und damit auch ein Punkt maximaler elektrischer Leistungsabgabe (MPP). Aus dem „Gebirge“ von Bild 12 kann damit ermittelt werden, für wieviele Stunden im Jahr der PV-Generator, welche elektrische Leistung (bei Belastung unter MPP-Bedingungen) abgibt. Dies zeigt Bild 13, wobei die Leistung in 5%-Stufen diskretisiert ist. Die Summe der einzelnen Balken ist in Bild 13 entspricht einer Betriebsdauer von 4200 Stunden im Jahr, die übrige Zeit (nachts) ist die Leistung gleich Null. Man sieht, daß der Generator für 1200 Stunden eine Leistung von $2,5\% \cdot P_N$ (Mittel zwischen 0 und 5 %) abgibt. Weiterhin ist zu erkennen, daß der Zeitabschnitt, in dem der Generator P_N abgibt, vernachlässigbar klein ist. Dies beruht auf der Definition von P_N als der MPP-Leistung bei $1000\text{W}/\text{m}^2$ und 25°C , einem Wertepaar, das bei uns praktisch nie vorkommt.

Multipliziert man in Bild 13 die diskreten Leistungen mit den jeweils zugehörigen Betriebsdauern, so erhält man die vom Generator elektrisch abgegebene Energie, die durch die Länge der Balken in Bild 14 repräsentiert wird. Nicht die ganze vom Generator abgegebene Energie kann ins Netz eingespeist werden, ein Teil wird im Wechselrichter und im ggfs. vorhandenen Transformator in Wärme umgesetzt. Anhand eines gemessenen und in [4] veröffentlichten Wirkungsgrad-Verlaufes wurden die Verluste in Bild 14 für den Wechselrichter und einen 50 Hz-Netz-Transformator eingetragen. Weiterhin ist dort angenommen, daß der Wechselrichter unterhalb einer gewissen Mindestleistung, im Beispiel 5% von P_N ganz abgeschaltet wird. Die Wahl der unteren Betriebsgrenze hat, wie noch gezeigt wird, Einfluß auf die Bemessung des Wechselrichters, in der Weise, daß der Aufwand für den Wechselrichter ansteigt, wenn diese Grenze zu kleinen Werten hin verschoben wird.

Summiert (integriert) man die über das ganze Jahr vom Generator gelieferte elektrische Energie, (Jahresarbeit) und bezieht dieses auf die Nennleistung P_N , dann erhält man die Anzahl von Stunden

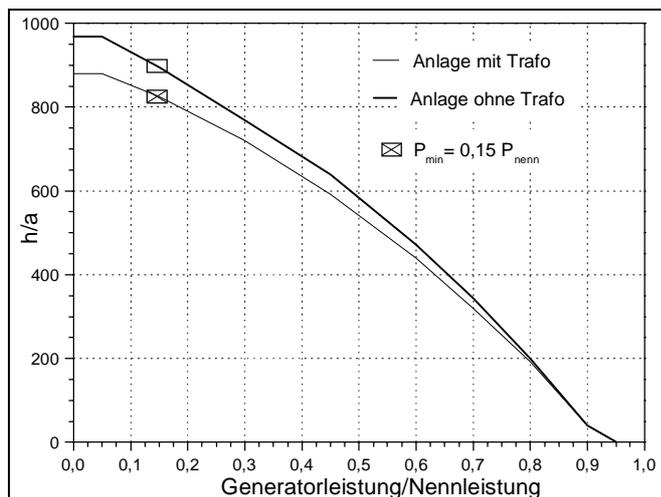


Bild 15: Vergleich der jährlichen Vollaststunden

(Vollaststunden), die eine ständig mit P_N arbeitende Anlage benötigen würde, um die gleiche Jahresarbeit zu erbringen. Wie erwähnt, wird der Wechselrichter unterhalb einer noch zu bestimmenden Mindestleistung ganz abgeschaltet. Je höher diese Abschaltsschwelle gelegt wird, um so geringer ist die übers Jahr ins Netz eingespeiste Energie, also eine entsprechende Verringerung der daraus hervorreichenden Vollast-Stunden. In **Bild 15** sind für den hier immer noch zugrunde gelegten Beispielsfall aus Bild 12, die Vollast-Stunden (Ordinate) in Abhängigkeit dieser Abschaltsschwelle (Abzisse) aufgetragen. Die niedrigste Abschaltsschwelle wird bei 5% der Nennleistung angenommen, dabei ergeben sich für eine Anlage mit Transformator 875 Vollast-Stunden, also nur rund 10% der Anzahl von Stunden, die das gesamte Jahr hat. Oder anders ausgedrückt: eine Anlage mit einer Nennleistung von 5kW_p liefert im Jahresmittel 500W ständig. Wird die Abschaltsschwelle erhöht (wodurch der Aufwand im Wechselrichter reduziert wird), dann sinkt die Zahl an Vollast-Stunden gemäß **Bild 15** ab.

3 Grundzüge der Wechselrichter

Die vom Photovoltaik-Generator gelieferte Gleichspannung ist durch Schalthandlungen so umzuformen, daß in das Netz möglichst nur Wirkleistung eingespeist wird. Dies bedingt, daß der in das Netz eingespeiste Strom möglichst sinusförmig und in Phase mit der Netzspannung ist. Die Energieumformung durch Schalten wird deshalb gewählt, weil ein idealer Schalter in geschlossenem Zustand den Widerstand Null hat, also keinen Spannungsabfall und damit auch keinen Leistungsumsatz verursacht. und im geöffneten Zustand den Widerstand unendlich zeigt, so daß kein Strom fließt und damit auch in diesem Zustand keine Verlustleistung am Schalter auftritt.

Bild 16a zeigt die einphasige Halbbrücke mit 50Hz Netztransformator als einfache Grundschaltung. Der PV-Generator ist in zwei gleich große Hälften aufge-

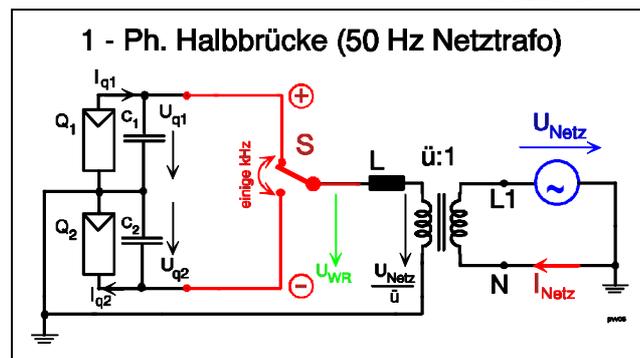


Bild 16a: Schaltmodell der einphasigen Halbbrücke (50 Hz)

teilt und am Mittelpunkt geerdet. Parallel zu den Teilgeneratoren liegen Kondensatoren als Zwischenspeicher elektrischer Energie. Der Schalter S durch die in **Bild 16b** eingezeichneten Transistoren und Dioden realisiert. Für eine einführende Erklärung genügt jedoch das Schaltmodell nach **Bild 16a**. Wenn sich der Schalter S in der oberen Stellung befindet, ist U_{WR} ist gleich U_{q1} . Auf die Netzseite bezogen ist dies im **Bild 17a** oben dargestellt. Durch diese positive Spannung an der Induktivität L wird der Netzstrom I_{Netz} aufgebaut. Kurze Zeit später sorgt eine Steuerung dafür, daß der Schalter S schlagartig in die untere Stellung umspringt. Damit wird die Spannung $-U_{q2}$ an die Induktivität gelegt, was wieder zur Reduktion des Netzstromes führt. Die Steuerung schaltet nun den Schalter im Beispielsfall mit einer festen Schaltfrequenz von 5 kHz so hin und her, daß der Strom im Netz im wesentlichen einer Sinuslinie folgt.

Bild 17b zeigt im oberen Bildteil die eben angesprochenen Verläufe für einen Zeitabschnitt von 25ms . In diesem Zeitmaßstab erkennt man, daß die Spannungen der beiden PV-Generatoren nicht vollständig konstant bleiben. Der Grund dafür ist im unteren Bildteil zu finden. Die Leistung, die mit diesem einphasigen Wechselrichter ins Netz eingespeist wird ist zeitlich nicht konstant sondern sie pulsiert mit der doppelten Netzfrequenz. Die Leistungen der beiden Teile des PV-Generators sind im wesentlichen zeitlich konstant und zwar die jeweilige MPP-Leistung. Der Unterschied zwischen der weitgehend konstanten Leistung der PV-Generatoren und der ins Netz eingespeisten Leistung muß in den energiespeichernden Kondensatoren ausgeglichen werden.

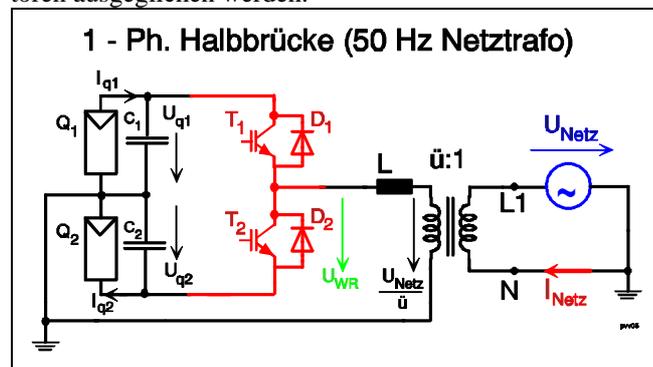


Bild 16b: Einphasige Halbbrücke (50-Hz-Netztrafo)

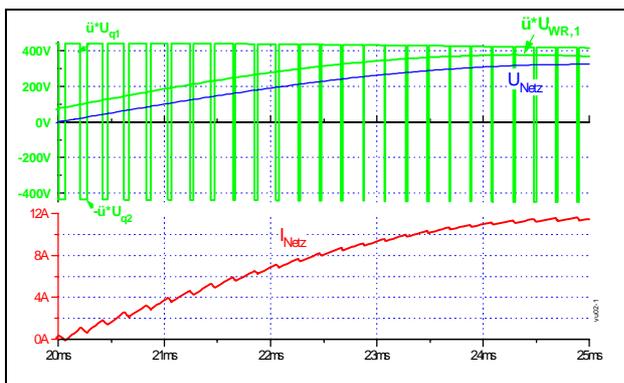


Bild 17a: Systemgrößen der einphasigen Halbbrücke

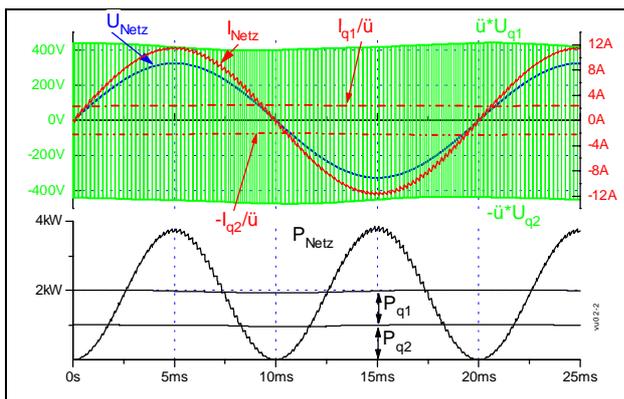


Bild 17b: Systemgrößen der einphasigen Halbbrücke

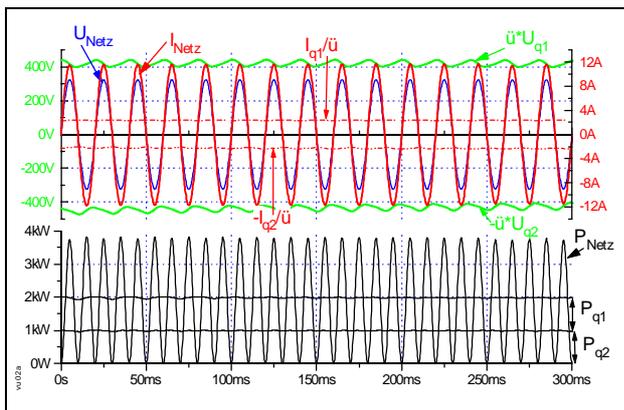


Bild 17c: Systemgrößen der einphasigen Halbbrücke

Der gleiche Vorgang ist in **Bild 17c** für 300ms dargestellt. In diesem Zeitmaßstab kann man die Abweichung des Netzstromes von der Sinusform nicht mehr erkennen. Die Welligkeit der Spannungen der beiden PV-Generatoren ist im Grunde unerwünscht, denn sie bedeutet, daß die PV-Generatoren nicht konstant im Punkt maximaler Leistung arbeiten, sondern um diesen Punkt herumschwingen. Damit wird nicht ganz die maximal mögliche Leistung ausgenutzt. Eine Verringerung der Schwingungsamplitude ist möglich durch Vergrößerung der energiespeichernden Kondensatoren (Simulation: $C_1 = C_2 = 1000\mu\text{F}$) möglich.

Am rechten Bildrand von **Bild 17a** erreicht die Netzspannung gerade ihren Scheitelwert. Damit hier der Netzstrom nicht nur ab sondern auch noch aufgebaut werden kann, - um ihn in der Nähe der gewünschten Sinuslinie zu halten - ist es erforderlich, daß die Spannung $\hat{u} \cdot U_{q1}$ an dieser

Stelle immer noch größer als der hier vorliegende Scheitelwert von U_{Netz} ist. Wäre dies nicht mehr gegeben, dann könnte der Strom I_{Netz} nicht mehr so gut entlang der Sinuslinie geführt werden. Dieser Wechselrichter kann seine Aufgabe also nur dann erfüllen, wenn $\hat{u} \cdot U_{q1} > \hat{U}_{\text{Netz}}$ ist. Die Energie wird also von der Seite mit der höheren Spannung ($\hat{u} \cdot U_{q1}$) zur Seite mit der niederen Spannung (\hat{U}_{Netz}) übertragen und man spricht deshalb von einem **Tiefsetzsteller**. Da auf der Seite der PV-Generators als Zwischenspeicher von Energie Kondensatoren verwendet werden, die eine weitgehend konstante Spannung bereitstellen, wird diese Art von Schaltungen auch Wechselrichter mit eingprägter Spannung oder kurz **U-WR** genannt.

Es gibt eine untere Grenze der PV-Generator-Spannung, unterhalb der die Funktion dieses U-WR nicht mehr gegeben ist. Andererseits haben wir bereits in **Bild 10** und **11** gesehen, daß die von einer einzelnen Solarzelle abgegebene Spannung sich stark mit der Temperatur und in geringerem Maße auch mit der Einstrahlung verändert. Es ist daher die Frage zu stellen, wieviele Solarzellen denn in Reihe geschaltet werden müssen um in einem möglichst weiten Bereich Energie ins Netz einspeisen zu können.

3.1 Spannungsmäßige Auslegung des PV-Generators.

Hinsichtlich der bei uns zu erwartenden Kombinationen von flächenbezogener Einstrahlungsleistung und der dabei auftretenden Zelltemperatur orientieren wir uns an dem "Gebirge" aus **Bild 12**. Wir benötigen nur die Grenzlinie wo das "Gebirge" aus der "Ebene" heraustritt. Diese Linie umgrenzt den Bereich der bei der Messung aufgetretenen Kombinationen. Natürlich kann dies nur als grobe Orientierung dienen, da ja ein spezieller Meßort (Hannover) und ein spezielles Jahr (1992) zugrundeliegt. Schaut man von oben auf das "Gebirge" in **Bild 12** so kann man eine Grenzlinie für hohe Temperaturen und eine solche für niedere Temperaturen angeben, zwischen denen das Gebirge liegt. Diese Grenzlinien sind in **Bild 18** herausgezeichnet. Zu jedem Punkt auf der Grenzlinie ist über die Kennlinien der Solarzelle auch eine Zellenspannung bei Betrieb im MPP zugeordnet. Im Moment interessiert nur die unten in **Bild 18** aufgetragene Linie der MPP-Zellenspannung bei hoher Temperatur. Man sieht, daß diese Kurve ihr Minimum in der Gegend von 900W/m^2 mit einem Wert von rund 340mV hat. Die zugehörige Temperatur geht aus der Grenzlinie für hohe Temperatur mit rund 67°C hervor.

Wie vorhin erwähnt, muß bei dem als Tiefsetzsteller arbeitenden U-WR gelten:

$$U_q = (\hat{U}_N \cdot k_{\text{Netz}}) / (\hat{u} \cdot \eta) = (230[\text{V}] \cdot \sqrt{2} \cdot 1,06) / (\hat{u} \cdot 0,9) = 383 [\text{V}] / \hat{u}$$

Da eine Spannung von mindestens $383[\text{V}]/\hat{u}$ erforderlich ist und das Spannungsminimum einer Zelle nach **Bild 18** bei 340mV liegt müssen *Reih* Zellen in Reihe geschaltet werden :

$$\text{Reih} = 383[\text{V}] / (\hat{u} \cdot 0,340 [\text{V}]) = 1126 / \hat{u}$$

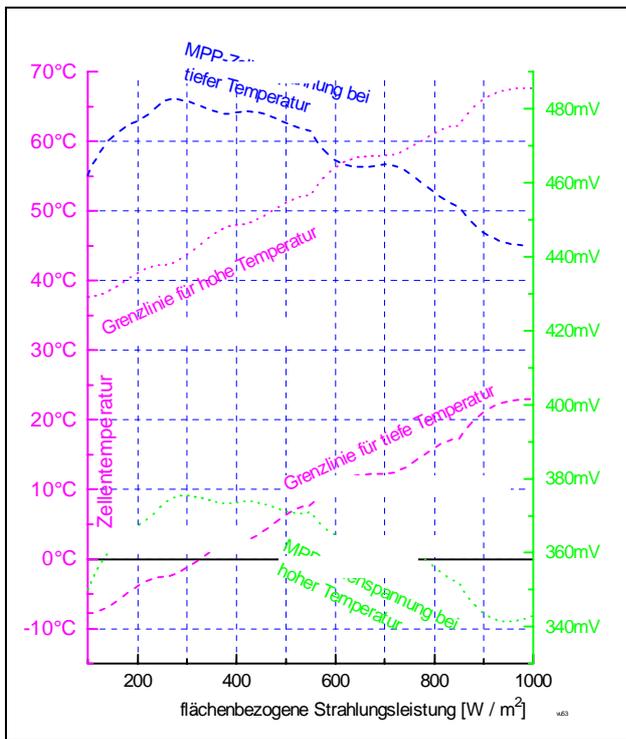


Bild 18: Temperatur- und Einstrahlungsbereiche mit zugehörigen Zellenspannungen

Die Zahl der parallel zu schaltenden Stränge ergibt sich dann mit Hilfe der gewünschten Nennleistung P_N , die ja bei 1.000 W/m^2 und 25°C definiert ist. In diesem Punkt gibt eine einzelne Zelle rund 1 W ab. Für 10 kW braucht man also 10.000 Zellen. Dividiert man diese Gesamtzahl durch die oben ermittelte Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen dann erhält man die Zahl der parallel zu schaltenden Zellen. Nachdem die Zahl der in Reihe und parallel zu schaltenden Zellen bekannt ist, können die Kennlinien der Einzelzelle aus **Bild 10** und **11** umgerechnet werden in die Kennlinien des gesamten Generators. Diese sind im rechten Bildteil von **Bild 19** für den U-WR dargestellt. Weiterhin ist die untere Betriebsgrenze für den U-WR bei 383 [V]/ü als senkrechte Linie eingetragen. Diese schneidet die Generatorkennlinie für 67° und 900 W/m^2 gerade im MPP.

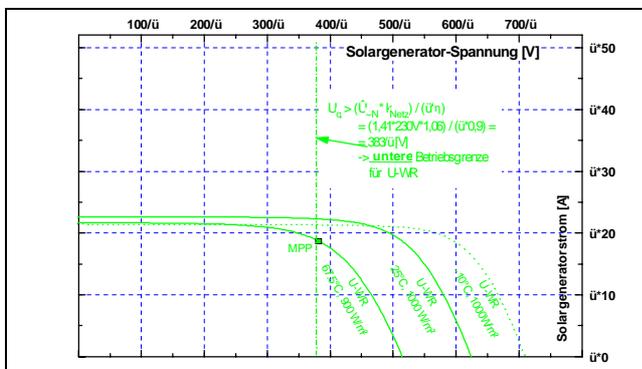


Bild 19: Strom-Spannungs-Ebene für einphasige PV-Anlagen mit Transformator

Als nächstes interessiert für die Auslegung des Wechselrichters die Frage wie hoch denn die Spannung mit dem so ausgelegten Solargenerator maximal werden kann. Klar ist, daß die höchste Spannung im Leerlauf bei tiefen Temperaturen auftreten wird. Unbekannt ist auf welche Einstrahlung und welche Temperatur man sich einstellen muß. Eine Norm ist bisher noch nicht verabschiedet, diskutiert wurde sowohl die Kombination 25°C und 1000 W/m^2 als auch -10°C und 1000 W/m^2 . Die dazu gehörenden Kennlinien sind beide in **Bild 19** enthalten. Für letztere ergibt sich dann eine Leerlaufspannung von rund 700 [V]/ü . Bei der einphasigen Halbbrücke werden sowohl die Spannung U_{q1} als auch U_{q2} jeweils diesen Wert annehmen.

Wenn der Transistor T_1 in **Bild 16b** leitet, dann liegt an dem Transistor T_2 eine Sperrspannung von $2 \cdot 700 \text{ [V]/ü}$ an. In diesem Fall empfiehlt es sich, daß Übersetzungsverhältnis des Transformators \ddot{u} so zu wählen, daß man keine Schwierigkeiten bei der Auswahl der Transistoren hat, also z. B. $\ddot{u} > 2,5$.

4 Schaltungsübersicht

Nach dem einführenden Beispiel der einphasigen Halbbrücke im vergangenen Abschnitt sollen jetzt systematisch einige der in Frage kommenden Schaltungen diskutiert werden. Hierzu zeigt **Bild 20** eine Schaltungsübersicht. Sie ist grob gegliedert in die Wechselrichter mit eingepprägter Spannung (U-WR) und die dazu dualen Wechselrichter mit eingepprägtem Strom (I-WR). Die einphasige Einspeisung ins Niederspannungsnetz mittels PV-Wechselrichter ist nur bis 5 kW zulässig, darüber muß mehrphasig eingespeist werden. Grundsätzlich besteht kein Zwang die Einspeisung über einen Transformator vorzunehmen. Die meisten derzeit am Markt befindlichen Geräte verwenden jedoch einen Transformator, da es sich hierdurch einige Vorteile aber leider auch Wirkungsgradnachteile ergeben. Die transformatorbehafteten Geräte kann man unterscheiden in solche mit 50 Hz Netztransformator und in eine andere Gruppe, die einen Mittelfrequenztransformator ($10 - 50 \text{ kHz}$) verwenden.

		SPANNUNGSquellen WR (U-WR)		STROMquellen WR (I-WR)	
		1Ph (< 5 kW)	3 Ph	1Ph	3 Ph
U-WR	optisch gekoppelt	sekundär sinus-Mod.	→	Trafo und Glättungsdrossel = uninteressant	
	elektrisch gekoppelt	primär sinus-Mod.	nicht möglich		
I-WR	1	Halbbrücke	→	Brücke	
	2	Brücke	→		
	3	3-Punkt Halbbrücke	→ gut!		
		Brücke	→ U_{DC} zu hoch I_o zu hoch		

Bild 20: Schaltungs-Übersicht

Zunächst werden die transformatorbehafteten U-WR behandelt, anschließend wird auf die Eigenschaften von transformatorlosen Schaltungen zunächst beim U-WR und abschließend beim I-WR eingegangen.

4.1 U-WR mit Transformator

4.1.1 Einphasige Brücke mit 50 Hz-Transformator

Das Schaltermodell der einphasigen Brücke zeigt **Bild 21**. Die Spannung U_{WR} kann hier 3 Werte annehmen. Wenn S_1 oben und S_2 unten ist, dann ist $U_{WR} = U_q$. Bei umgekehrter Stellung also S_1 unten und S_2 oben wird U_{WR} gleich minus U_q . Wenn S_1 und S_2 jeweils gleiche Stellung haben also entweder beide oben oder beide unten dann ist $U_{WR} = \text{Null}$. Bei der Brücke hat die gesamte Spannung I_q dieselbe Größe wie jede der beiden Teilspannungen U_{q1} und U_{q2} aus **Bild 16b**. Der PV-Generator ist in **Bild 21a** wiederum zweigeteilt, aber über den geerdeten Mittelanschluß fließt kein Strom, er dient lediglich dazu das Potential festzuhalten (die Erdung kann auch über eine Impedanz Z erfolgen). Bei der Brücke haben also die mit Plus und Minus gekennzeichneten Punkte jeweils nur eine halb so hohe Spannung gegen Erde wie in **Bild 16a**. Für gleiche Leistung ist der Strom der PV-Generatoren I_q bei der Brücke doppelt so groß wie bei der Halbbrücke. Die Schalter S_1 und S_2 werden so gesteuert, daß in dem Zeitabschnitt in dem die Grundschwingung der Spannung U_{WR} positiv sein soll nur zwischen Plus U_q und Null hin- und hergeschaltet wird. Dies ist im **Bild 22a** ab 18,5 ms der Fall. Soll dagegen die Grundschwingung negativ sein, so wird nur zwischen Null und Minus U_q geschaltet. Dies bewirkt, daß die Spannungssprünge, verglichen mit der Halbbrücke aus **Bild 17a**, jeweils nur halb so groß sind. Damit wird auch die Stromänderung nur halb so steil ausfallen und der Strom wird bei dieser Brücke weniger stark von der Sinusform als bei der Halbbrücke abweichen, allerdings benötigt man die doppelte Anzahl an Leistungshalbleitern. In **Bild 22b** sind für einen größeren Zeitbereich nämlich für die ersten 25 ms die eben besprochenen Größen nochmals aufgetragen, sowie Spannungen und Ströme des PV-Generators. Der untere Teil von **Bild 22b** zeigt, daß der PV-Generator die konstante Leistung von 2 kW abgibt, während die ins Netz eingespeiste Leistung mit der doppelten Netzfrequenz um P_q schwingt.

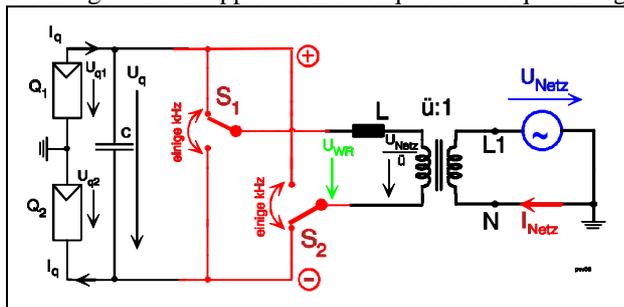


Bild 21: Schaltermodell der einphasigen Brücke mit 50 Hz

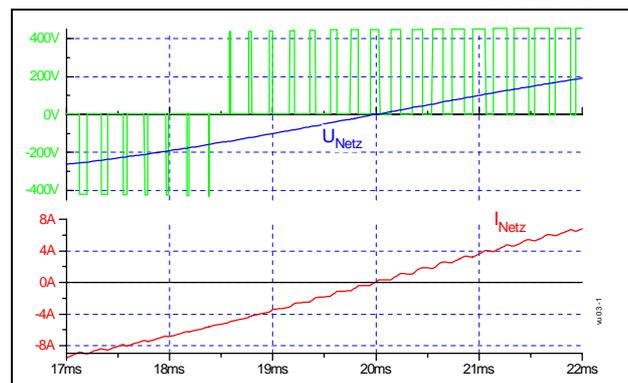


Bild 22a: Systemgrößen der einphasigen U-WR-Brücke mit 50 Hz

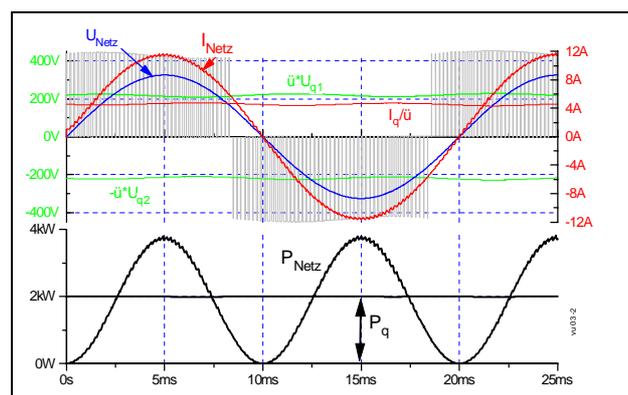


Bild 22b: Systemgrößen der einphasigen U-WR-Brücke mit 50 Hz

Transformator

Der Transformator hat nach **Bild 23** folgende Aufgaben :

- 1.) Da die Netzspannung fest vorgeben ist kann durch Wahl des Übersetzungsverhältnisses \ddot{u} die Höhe der Gleichspannung U_q gewählt werden. Die Wahl der Höhe der Gleichspannung wird durch die Schutzphilosophie einerseits und andererseits durch die verfügbaren Bauelemente sowohl für den PV-Generator als auch für den Wechselrichter beeinflusst.
- 2.) In den beiden bisherigen Beispielen wurde das Potential des PV-Generators durch Erdung des Mittelpunktes festgehalten. Dadurch treten keine Potentialsprünge des großflächigen PV-Generators auf, d. h. über die durch den Generator und Erde gebildete Kapazität fließt kein Strom. Bei den traflosen Lösungsansätzen ist dieser Punkt besonders problematisch.

Die beiden bisherigen Beispiele verwenden einen 50 Hz Netztrafo. Ein großer Teil der heute am Markt befindlichen PV-Wechselrichter verwendet jedoch einen Mittelfrequenztransformator. Der Grund hierfür ist, daß mit steigender Betriebsfrequenz das Volumen zurückgeht, d. h. der Transformator wird kleiner und leichter, was sich positiv auf das gesamte Gerät auswirkt. Weiterhin läßt es sich bei Reduktion der maximalen Flußdichte B_{max} erreichen, daß die gesamten Verluste des Mittelfrequenztransformators geringer sind als die eines 50 Hz Transformators.

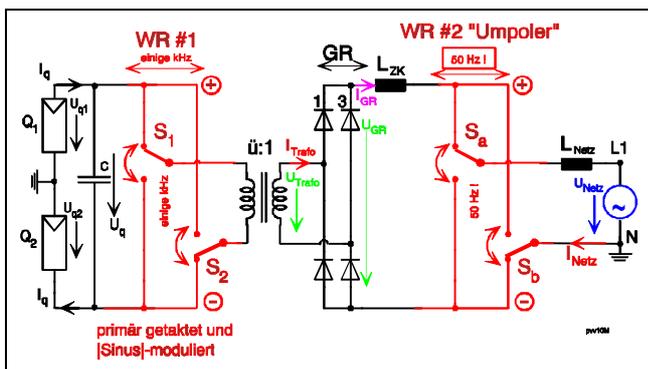


Bild 23: Einphasige PV-U-WR mit Mittelfrequenztrafo

4.1.2 PV-Wechselrichter mit Mittelfrequenztransformator und primärer Taktung sowie primärer Modulation auf einen betragsmäßigen Sinusverlauf

Dieses Schaltungsprinzip wurde anfangs der 80-er Jahre in [5] beschrieben. Von unterschiedlichen Herstellern sind Geräte am Markt, die nach diesem Prinzip arbeiten. Bild 23 zeigt das Schaltbild mit Schaltermodellen der Wechselrichter.

Es entspricht strukturell dem bisher besprochenen aus Bild 24a. Der Unterschied liegt darin, daß der Wechselrichter #2, der hier als "Umpoler" bezeichnet wird, nicht mit der hohen Frequenz von einigen kHz sondern lediglich mit 50Hz schaltet.

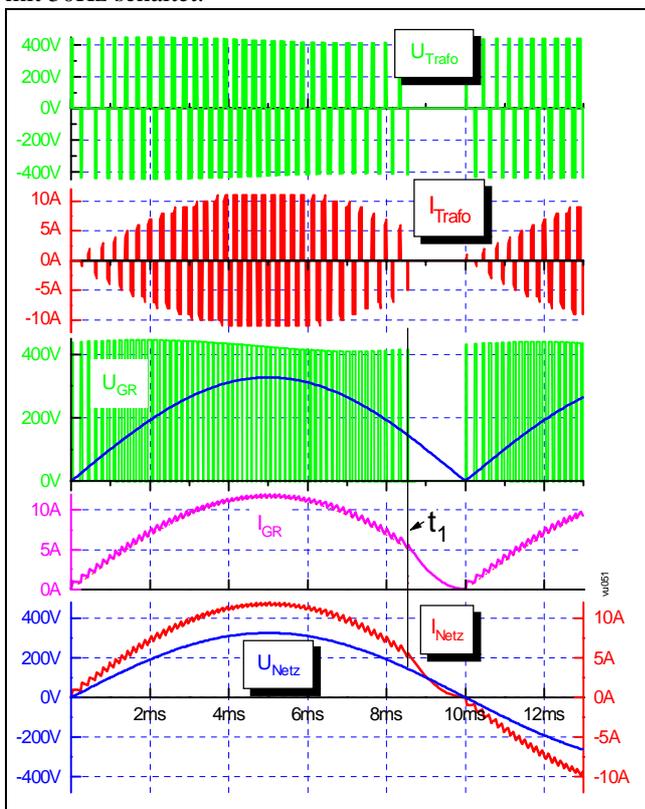


Bild 24a: Systemgrößen der einphasigen PV-WR mit Mittelfrequenztrafo bei primärer Taktung und Sinus-Modulation

Der Wechselrichter #1 erzeugt eine Spannung am Transformator U_{Trafo} , die aus abwechselnd positiven und ne-

gativen Spannungsrechtecken besteht welche jeweils durch spannungslose Pausen voneinander getrennt sind. Die Steuerung dieses Wechselrichters wird hier so vorgenommen, daß der Strom des Gleichrichters I_{GR} dem Betrag eines Sinus entspricht. Eine derartige Steuerung führt zu einem Trafostrom wie er im zweiten Streifen von Bild 28a zu sehen ist. Der Wechselrichter #1 erzeugt also sowohl die Wechselgrößen für den Mittelfrequenztransformator und fährt gleichzeitig den Momentanwert des Gleichrichtersstromes entlang einer Sinus-Betragskurve. Damit wird nach 10 ms der Strom I_{GR} zu 0. In diesem

Moment kann der als Umpoler bezeichnete Wechselrichter 2 seine beiden Schalter stromlos umschalten, wozu Thyristoren geeignet sind. Nachdem die Thyristoren in einer kurzen stromlosen Pause umgeschaltet haben wird der Strom I_{GR} durch die Regelung des Wechselrichters #1 wieder entlang der Sinus-Betragslinie hochgefahren. Als Netzstrom ergibt sich natürlich nach dieser Umpolung das entgegengesetzte Vorzeichen so wie es in Bild 24a im untersten Streifen zu sehen ist. Vorteilhaft ist, daß nur der Stromrichter #1 und der Gleichrichter mit einer Schaltfrequenz von einigen kHz arbeitet und damit nennenswerte Schaltverluste entstehen. Im Wechselrichter #2 entstehen praktisch keine Schaltverluste und auch nur recht geringe Durchlaßverluste der Thyristoren. Das Risiko dieser Schaltung besteht in der sogenannten "Wechselrichter-Kippung". Die Simulation in Bild 24a stellt einen Grenzfall dar, der in der Praxis so nicht realisiert wird. In der Simulation wird der Wechselrichter #1 zu einem genau vorher bestimmten Zeitpunkt t_1 gesperrt (Spannung 0 am Trafo). Der Zeitpunkt t_1 ist der Simulation gerade so gelegt, daß der Strom durch die sinusförmig abnehmende Gegenspannung ganz kurz vor dem Zeitpunkt $t=10ms$ Null wird. Diese Gegenspannung baut den durch die Induktivität L_{ZK} fließenden Strom, der ansonsten über die vier gleichzeitig leitenden Gleichrichterdioden geführt wird, ab. In Realität kann man sich aber nicht darauf verlassen, daß die Netzspannung U_{Netz} so exakt verläuft wie in der Simulation. Beispielsweise kann ein Spannungseinbruch der Netzspannung dazu führen, daß der Strom zum Zeitpunkt $T = 10 ms$ noch nicht 0 ist. Wenn die Spannung ihren Nulldurchgang hat ehe der Strom zu Null wurde, dann treibt die Netzspannung einen Strom durch die noch leitenden Thyristoren und die vier leitenden Gleichrichterdioden. Dieser wird lediglich durch die kleine Zwischenkreisdrossel L_{ZK} begrenzt. In einem solchen Störfall muß schnellstmöglich eine Trennung vom Netz erfolgen. Man wird daher in der Praxis darauf verzichten den Strom in Phase mit der Netzspannung zu halten, sondern wird mit einer Phasenverschiebung von z.B. 18° arbeiten, was einem $\cos\phi=0,95$ entspricht. Damit ergibt sich der in Bild 24b Verlauf, bei dem ein genügender Sicherheitsabstand zur Kippgrenze des WR#2 besteht. In Bild 24 c sind die eben besprochenen Vorgänge nochmals für die ersten 30 ms dargestellt. Das Prinzip der primärseitigen Modulation läßt sich nur für einphasige Geräte anwenden.

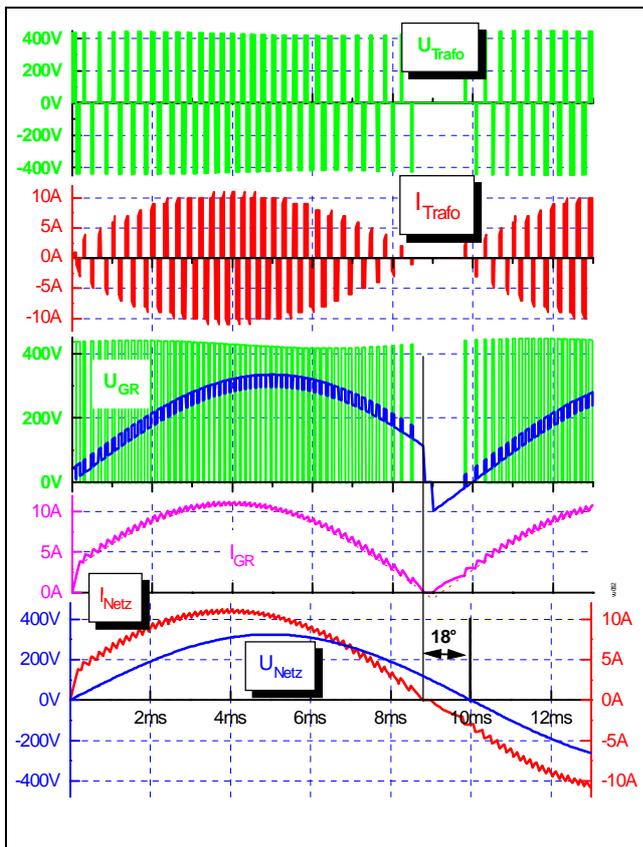


Bild 24b: Systemgrößen der einphasigen PV-WR mit Mittel-frequenztrafo bei primärer Taktung und Sinus- Modulation

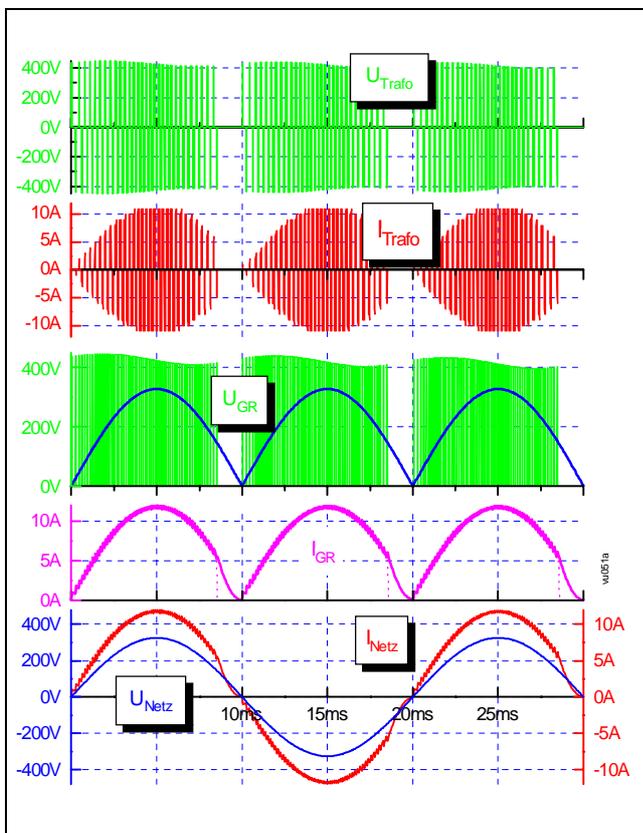


Bild 24c: Systemgrößen der einphasigen PV-WR mit Mittel-frequenztrafo bei primärer Taktung und Sinus- Modulation

4.1.3 Vergleich

Am Markt sind Geräte verfügbar, die nach den in den beiden vorangegangenen Abschnitten besprochenen Schaltungsprinzipien arbeiten. In [6] werden die Wirkungsgrad-Verläufe und Stromkurvenformen gegenübergestellt. Bemerkenswert ist, daß das Gerät mit einstufiger Energieumformung und 50Hz Netztrafo etwas günstigere Werte im Wirkungsgrad und vorallem in der Stromkurvenform erreicht als das Gerät mit 20kHz -Trafo und dreistufiger Energieumformung.

4.2 Transformatorlose U-WR

Betrachtet man die vorangegangenen Beispiele, so sieht man, daß die Geräte schon recht kompliziert sind. Wünschenswert wäre eine Vereinfachung der Schaltung und eine Reduktion der Verluste. Es liegt die Frage nahe, ob es nicht möglich ist, Schaltungen zu vereinfachen in dem der Transformator weggelassen wird und damit auch dessen Verluste entfallen.

Als transformatorlose Geräte sind die ein- und die dreiphasigen U-WR in der Antriebstechnik weit verbreitet. Daher soll zunächst die Eignung der U-WR als transformatorlose PV-WR diskutiert werden.

4.2.1 Einphasige Brücke, transformatorlos

Das Schaltermodell der einphasigen, transformatorlosen U-WR-Brücke ist in **Bild 25** dargestellt. Zur spannungsmäßigen Auslegung des PV-Generators ist bei transformatorlosen Geräten natürlich $ü = 1$ zu setzen. Wie bereits bei **Bild 19** diskutiert, ist der Betrieb dieses U-WR unterhalb von $U_q = 383 \text{ V}$ nicht mehr möglich. Nimmt man als Extremfall der Einstrahlung bei tiefen Temperaturen die Kombination -10°C und 1.000 W/m^2 an, dann steigt die Leerlaufspannung von U_q auf 700 V . Dieser Wert ist schon um einiges höher als der bei transformatorlosen dreiphasigen Antriebswechselrichtern übliche, aber er ist noch nicht prohibitiv hoch. Bei der Prüfung handelsüblicher Solarmodule durch den TÜV- Rheinland wurde die Isolationsprüfung für die Schutzklasse II mit einer Prüfspannung vom 6kV durchgeführt, woraus sich die im Betrieb zulässige Spannung von 1kV ergibt.

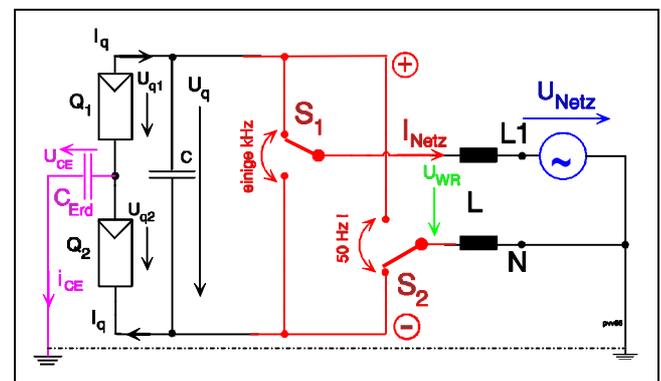


Bild 25: Einphasige U-WR-Brücke ohne Transformator

Der Solargenerator ist ein flächiges Gebilde, das eine Kapazität gegen Erde aufweist. Diese Kapazität ist zunächst unbekannt, sie hängt von den Montage- und auch Witterungsbedingungen ab. Bei Potentialsprüngen des PV-Generators, die durch das Schalten des Wechselrichters aufgezwungen werden, wird über diese Kapazität ein Strom gegen Erde fließen. Die unbekannte Kapazität wird hier folgendermaßen abgeschätzt: Wir nehmen an, daß sich auf dem Solargenerator eine salzhaltige d. h. leitfähige Betauung befindet. Diese bildet also eine leitfähige Schicht, die mit dem geerdeten Modulrahmen die eine "Platte" eines Plattenkondensators bildet. Die andere Platte ist das aktive Element der Solarzelle. Das Dielektrikum dieses Plattenkondensators ist das Glas, das als Abdeckung für die Solarzellen dient. Dieser gedachte, großflächige Kondensator wird in den folgenden Simulationen stark vereinfachend als ein konzentriertes Element angenähert. Dazu wird der Solargenerator in zwei gleich große Hälften unterteilt und wie in **Bild 25** gezeigt der Kondensator C_{Erd} in der Mitte dieses geteilten Generators angeschlossen. Weiterhin wird angenommen, daß keine Impedanz zwischen diesem gedachten Anschlußpunkt des Kondensators C_{Erd} und dem Punkt "N" des Netzes vorhanden sei. Mit diesem stark vereinfachten Modell können natürlich nur grobe Abschätzungen gemacht werden, insbesondere über die Abstrahlung von EMV-Störungen über den großflächigen PV-Generator liefert dieses einfache Modell sicherlich keine brauchbaren Aussagen.

In der Simulation von **Bild 26a** wurde als Vergleichsbasis die eben diskutierte Kapazität zwischen dem PV-Generator und Erde weggelassen. Der mittlere Streifen von **Bild 30a** zeigt die Spannung zwischen dem Punkt "N" des Netzes und dem Mittelpunkt des PV-Generators. In **Bild 26b** wird nun ein konzentrierter Kondensator zwischen dem Mittelpunkt des PV-Generators und dem Punkt N des Netzes berücksichtigt. Alle 10 ms wechselt die Polarität der vom Wechselrichter zu erzeugenden Grundschwingung. Mit diesem Polaritätswechsel verbunden ist der Wechsel zwischen den positiven und den negativen Spannungspulsen. In diesem Zeitbereich wird eine Schwingung über den Kondensator C_{Erd} angestoßen, die in der Simulation einer Amplitude von 1 kV zeigt. Der Strom über diesen Kondensator ist im untersten Streifen von **Bild 26b** dargestellt. Die hohen Spannungsamplituden am Kondensator C_{Erd} treiben hier den Nullsystemstrom I_{CE} , dessen Scheitelwert bei rund 4 A liegt. Dieser fließt über die beiden symmetrisch aufgebauten Netzzuleitungen je zur Hälfte zum Wechselrichter zurück, weshalb im Strom I_{Netz} nur die halbe Schwingungsamplitude auftritt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß bei der transformatorlosen Ausführung je nach Witterungsverhältnissen (z. B. salzhaltige Betauung) Situationen auftreten können, in denen erhebliche Resonanzschwingungen des PV-Generators gegenüber Erde auftreten. Diese Spannung U_{CE} überlagert sich den Spannungen U_{q} , wodurch Werte weit jenseits der zulässigen Betriebsspannung entstehen. Weiterhin muß davon ausgegangen werden, daß die dabei entstehenden Störabstrahlungen ebenfalls weit über das zulässige Maß hinausgehen.

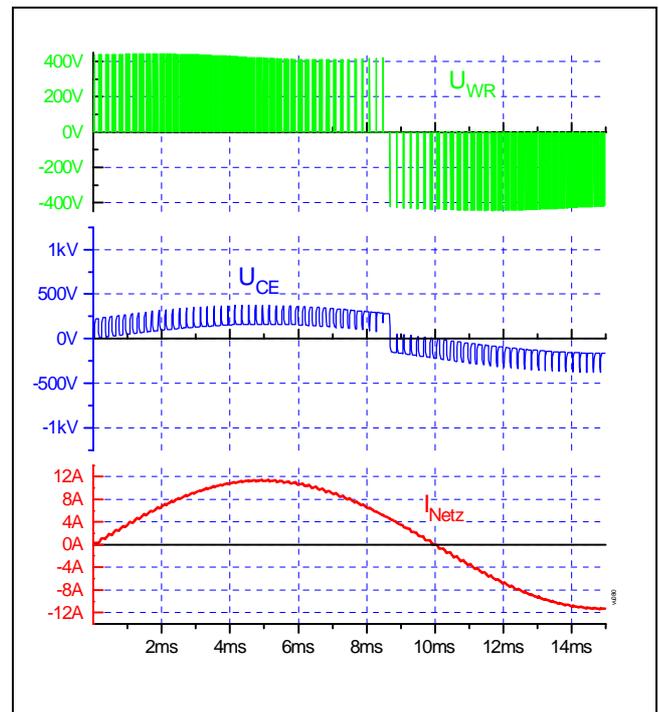


Bild 26a: Systemgrößen der einphasigen transformatorlosen U-WR-Brücke, wenn keine Kapazität zwischen PV-Generator und Erde vorhanden wäre

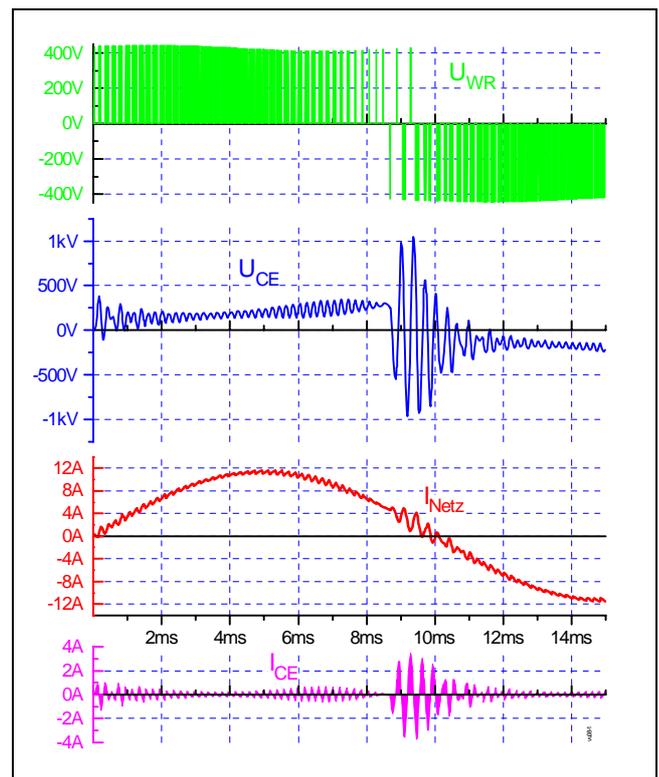


Bild 26b: Systemgrößen der einphasigen transformatorlosen U-WR-Brücke, mit Kapazität zwischen PV-Generator und Erde

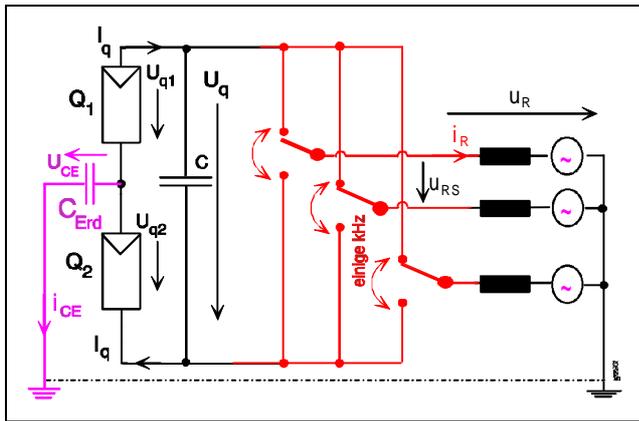


Bild 27: Dreiphasige U-WR-Brücke ohne Transformator

4.2.2 Dreiphasiger U-WR, transformatorlos

Der dreiphasige, transformatorlose U-Wechselrichter ist in der Antriebstechnik bei mittleren Leistungen heute der bevorzugt eingesetzte Strömrichter. Daher interessiert die Frage, wie sich eine derartige Schaltung beim Einsatz als transformatorloser PV-Wechselrichter verhält. In **Bild 27** ist das Schaltmodell dieses U-WR dargestellt. Es entsteht durch Erweiterung der bisher besprochenen einphasigen Brücke um einen weiteren Schalter-Strang. Netzseitig übernimmt aber jetzt die verkettete Spannung z. B. u_{RS} die Rolle die zuvor die Leiter-Erdspeisung hatte. Dies wird bei der spannungsmäßigen Auslegung des PV-Generators dadurch berücksichtigt, daß die Spannung um den Faktor $\sqrt{3}$ höher gewählt wird. In **Bild 28c** sind daher die Kennlinien des Generators mit dem für den dreiphasigen Fall gültigen Spannungs- und Strommaßstab nochmals dargestellt. Für $\tilde{u} = 1$ liegt die untere Betriebsgrenze des dreiphasigen U-WR bei $U_q = 660$ V. Für die Nennbedingungen mit 25°C und 1.000 W/qm ergibt sich bereits eine Leerlaufspannung über 1 kV, die bei Absinken der Temperatur auf minus 10°C bis auf über $1,2$ kV anwächst. Bereits diese Spannungsbeanspruchung ist für die heute üblichen Solargeneratoren nicht mehr zulässig. Trotzdem sollen die weiteren Eigenschaften dieser Schaltung noch kurz angesprochen werden. **Bild 28a** zeigt wiederum als Vergleichsbasis die Simulation der Schaltung ohne die Erdkapazität. Wird ein Kondensator entsprechend dem zuvor behandelten Beispiel auch hier zwischen dem Mittelpunkt des geteilten PV-Generators und Erde angeschlossen so zeigt die Simulation die Verläufe nach **Bild 28b**. Lediglich die verkettete Spannung U_{RS} zeigt die gewohnten Verhältnisse, in den anderen Spannungen und Strömen sind sehr stark die Einflüsse des über Erde fließenden Stromes I_{CE} zu erkennen. Zu bemerken ist, daß hier gemäß dem Unterschwingungsverfahren alle 3 Schalter mit gleicher Frequenz betätigt werden. Daher ist die ausgeprägte Anregung, die im vorigen Beispiel in **Bild 28c** alle 10 ms auftrat hier nicht vorhanden. Trotzdem tritt ein Nullsystemstrom I_{CE} auf, der auch hier Scheitelwerte von fast 4 A erreicht. Aufgrund der viel zu hohen Spannung und des Nullsystemstromes sowie der zu erwartenden

den Störabstrahlung ist die dreiphasige, transformatorlose U-WR-Brücke als ungeeignet einzustufen.

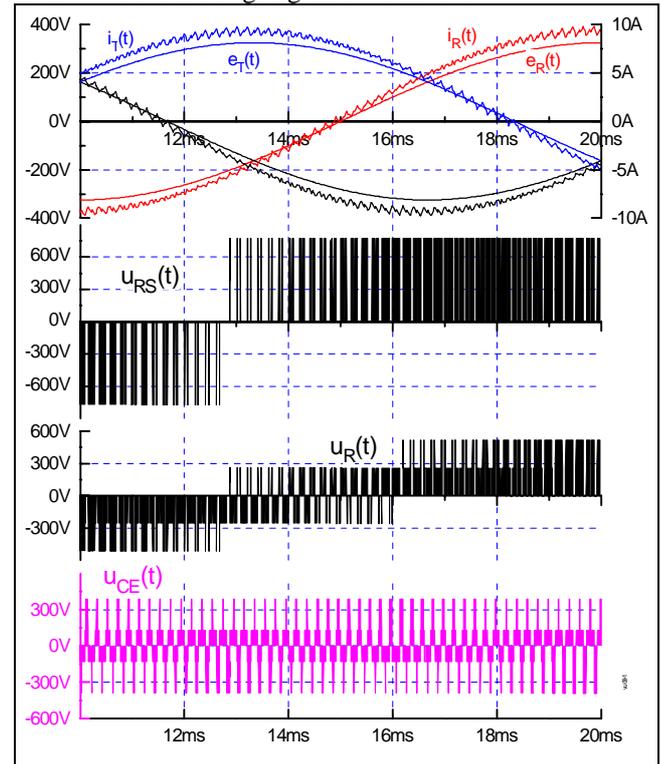


Bild 28a: Systemgrößen der dreiphasigen transformatorlosen U-WR-Brücke, wenn keine Kapazität zwischen PV-Generator und Erde vorhanden wäre

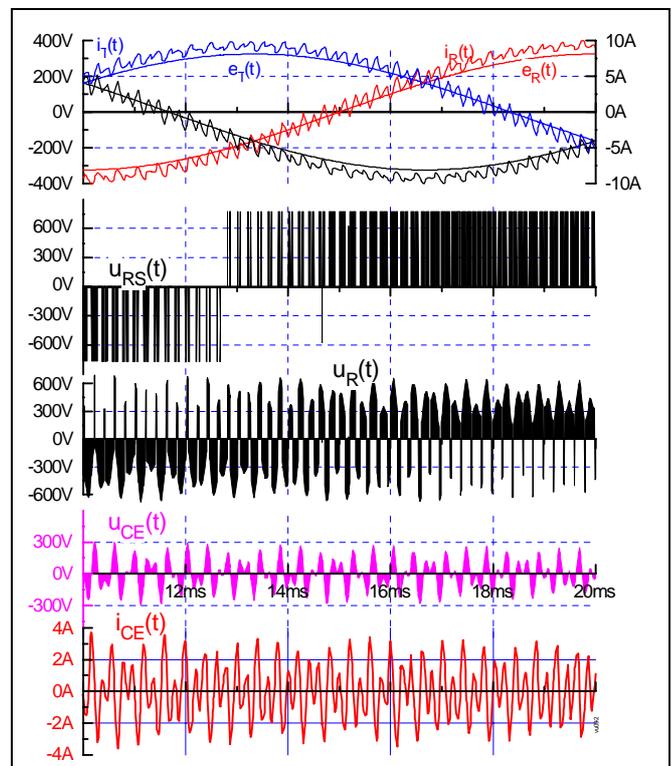


Bild 28b: Systemgrößen der dreiphasigen transformatorlosen U-WR-Brücke mit Kapazität zwischen PV-Generator und Erde

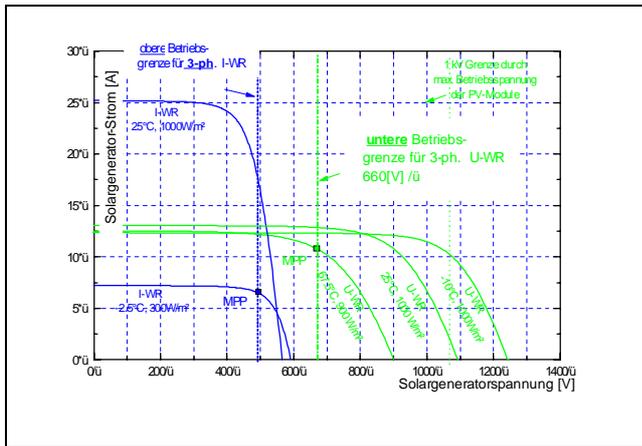


Bild 28c: Strom-Spannungs-Ebene für dreiphasige PV-Anlagen mit Transformator

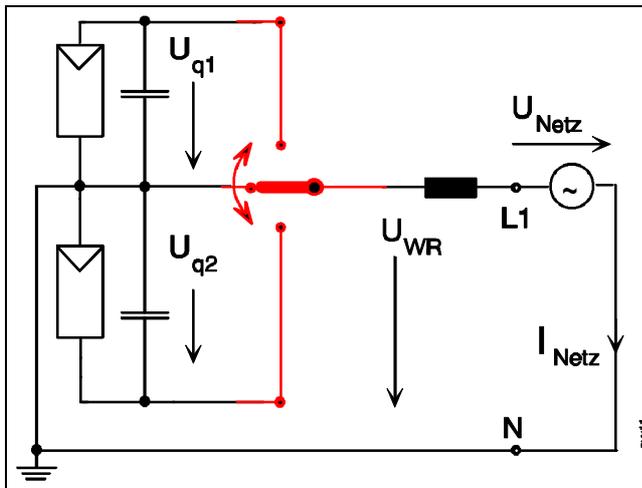


Bild 29a: Schaltermodell der einphasigen Drei-Punkt U-WR-Halbbrücke ohne Transformator

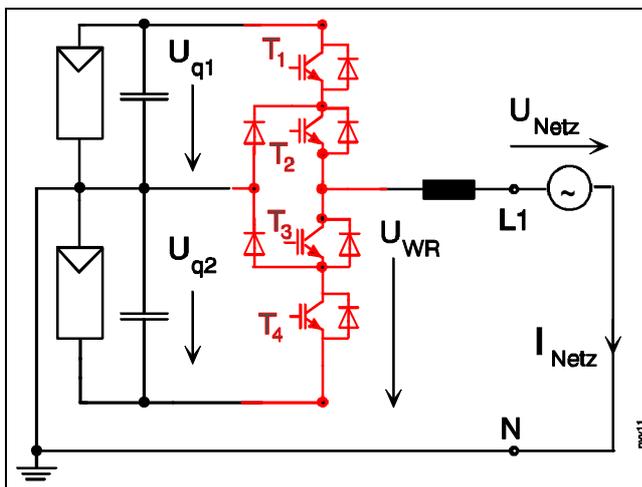


Bild 29b: Einphasige Drei-Punkt U-WR-Halbbrücke ohne Transformator

4.2.3 Drei-Punkt Halbbrücke, transformatorlos

Bild 29a zeigt das Schaltermodell der transformatorlosen 3 Punkt Halbbrücke. Der Schalter kann die Netzdrossel entweder mit dem positiven Pol des PV-Generators oder mit seinem Mittelpunkt oder mit dem negativen Pol des PV-Generators verbinden. Der Mittelpunkt des PV-Generators wird mit dem Leiter „N“ des Netzes verbunden. Damit kann hier das Potential des PV-Generators nicht mehr springen, weshalb die zuvor besprochenen Abstrahlungs- und Überspannungsprobleme hier nicht zu befürchten sind. Die Realisierungsmöglichkeit eines derartigen 3 Punkt Schalters mit 4 in Reihe liegenden Transistoren sowie weiteren Dioden ist in **Bild 29b** dargestellt. Für jede der beiden Teilspannungen U_{q1} und U_{q2} muß die Bedingung aus Bild 19 erfüllt sein d. h. der Betrieb ist nur dann möglich, wenn diese Spannungen > 383 V sind. Für die Nennbedingungen bei 25°C und 1.000 W/m^2 Einstrahlung ergibt sich eine Leerlaufspannung von jeweils 620 V gegen Erde. Die Spannung zwischen den beiden Polen des Generators beträgt damit $2 * 620$ V. Sinkt die Temperatur auf -10°C ab, so steigt die Leerlaufspannung der beiden Teilgeneratoren auf jeweils rund 710 V. Zwischen den positiven und negativen Polen des PV-Generators liegen damit $2 * 710$ V. Diese Spannung ist im Betrieb von jeweils 2 der insgesamt 4 Transistoren als Sperrspannung aufzunehmen, wobei noch ein Sicherheitszuschlag für eine unsymmetrische Spannungsaufteilung notwendig ist. In **Bild 29c** ist der simulierte Verlauf einiger Systemgrößen dieser Schaltung dargestellt. In der ersten Halbwelle wird der Schalter zwischen dem positiven Pol und dem Mittelpunkt des PV-Generators hin- und hergeschaltet, während in der negativen Halbwelle der Spannungsgrundschnung zwischen dem negativen Pol und dem Mittelpunkt hin- und hergeschaltet wird. Hierzu zeigt der oberste Streifen von **Bild 29c** den Strom in dem obersten und dem untersten der 4 Transistoren des Schalters, während die Ströme durch die beiden mittleren Transistoren im zweiten Streifen von **Bild 29c** dargestellt sind. Der dritte Streifen von Bild 32c zeigt die Spannungen an den beiden unteren Transistoren, wobei Transistor 3 gegen Ende der ersten Halbperiode deutlich weniger Spannung aufnimmt als Transistor 4. Hier wären noch Symmetrierungsmöglichkeiten in das Steuerverfahren einzubauen. Die beiden letzten Streifen von **Bild 29c** zeigen den Netzstrom und die Netzspannung.

Bewertung: Für den extremen Fall von -10°C und 1.000 W/qm können die Spannungen gegen Erde jeweils 700 V erreichen. Dies ist für die PV-Module zulässig. Für den Wechselrichter in 3-Punkt Technik sind diese Spannungen mit den heute verfügbaren IGBT-Transistoren mit größter Wahrscheinlichkeit beherrschbar. Als entscheidender Vorteil dieser Topologie ist zu sehen, daß es eine **transformatorlose Schaltung** ist, bei der das Potential des PV-Generators am Mittelpunkt festgehalten wird. Damit treten **keinerlei Potentialsprünge des PV-Generators** auf

und alle damit zusammenhängenden Probleme der vorangegangenen Beispiele entfallen.

Es ist klar, daß durch Hinzufügen zweier weiterer einphasiger 3 Punkt Wechselrichter eine dreiphasige Anordnung gemäß **Bild 30** erzeugt werden kann. Im Teillastbereich also bei schwächerer Sonneneinstrahlung sollte die Leistung auf möglichst wenige Wechselrichter verteilt werden, die dann jeweils gut ausgelastet sind. Durch das Abschalten von ein oder zwei nicht für die Leistungseinspeisung benötigten Wechselrichtern wird der Gesamtwirkungsgrad im Teillastbereich verbessert.

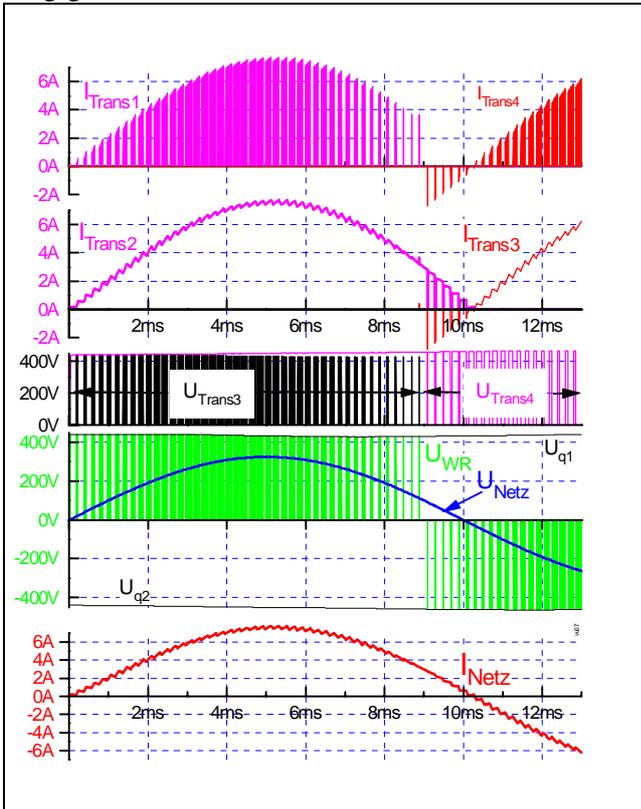


Bild 29c: Drei-Punkt U-WR-Halbbrücke ohne Transformator

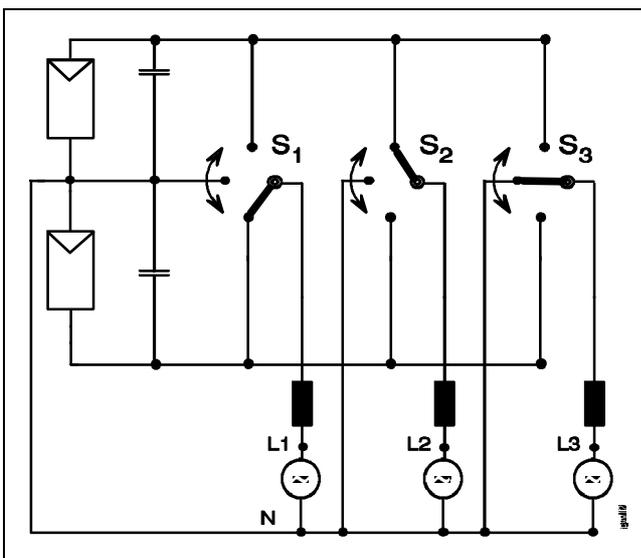


Bild 30: U-WR bestehend aus einphasigen Drei-Punkt-Halbbrücken

4.3 Wechselrichter mit eingepprägtem Gleichstrom (I-WR)

Sucht man ein transformatorlosen Wechselrichter, der mit deutlich niedrigere Gleichspannung als die zuvor besprochene U-WR-Halbbrücke arbeitet, dann bietet sich die zum U-WR duale Schaltungsfamilie der I-WR an.

Bild 31 zeigt das Schaltermodell eines einphasigen, gepulsten I-WR. Durch die Induktivität L_d wird ein geglätteter Gleichstrom dem PV-Generator entnommen. Für die gezeichnete Stellung von S_1 und S_2 wird der in das netzseitige Filter (C_N, L_N) eingespeiste Strom $i_{WR} = I_d$. Wechseln die Schalter S_1 und S_2 je in die entgegengesetzte Stellung, dann wird der Strom $i_{WR} = -I_d$, d. h. die Polarität des in den Filter eingespeisten Stromes dreht sich herum. Weiterhin können die beiden Schalter S_1 und S_2 beide die gleiche Stellung, also beide links oder beide rechts, einnehmen. In diesen Fällen ist $i_{WR} = 0$ und der Strom I_d fließt am Netz vorbei direkt über die beiden Schalter S_1 und S_2 . Diese Zustände seien „Nullzustände“ genannt. Hierbei ist die Gegenspannung für den Strom I_G Null, der Strom I_d wird durch die Generatorspannung U_q getrieben anwachsen und damit den Energiegehalt der Induktivität L_d erhöhen. Werden dann die Schalter S_1 und S_2 in die **Bild 31** gezeigte Stellung gebracht, dann fließt der Strom I_d als i_{WR} weiter, selbst wenn die Spannung U_C höher als die Spannung U_q ist. Das bedeutet, daß in diesem Fall die Energie von der Seite mit der niedrigeren Spannung (U_q) auf die Seite mit der höheren Spannung (U_C) gebracht wird. Daher spricht man hier von einem **Hochsetzsteller**. Dies ist ein entscheidender Unterschied zum U-WR, denn beim I-WR wird damit die Spannung U_q wesentlich kleiner als beim U-WR, d.h. Probleme mit sehr hohen Spannungen treten hier nicht auf. Durch das Hin- und Herschalten von S_1 und S_2 kann der Kondensator C_N so mit Ladung versorgt werden, daß seine Spannung einem sinusförmigen Verlauf nahekommt. Während der positiven Halbschwingung von U_C wird dabei der Strom i_{WR} zwischen dem Wert $+I_d$ und 0 hin- und hergeschaltet, entsprechend wird für die negative Halbschwingung zwischen 0 und $-I_d$ geschaltet.

Induktive Bauelemente (Trafo, Drossel) sind **aufwendig** (Gewicht, Volumen, Verluste...). Da der I-WR stets eine Drossel (L_d) benötigt, werden in Bild 20 Schaltungen, die zwei dieser aufwendigen Bauelemente benötigen (Trofo und Drossel) als uninteressant eingestuft.

Bei 1-ph. Schaltungen muß ein großer Energiespeicher die Differenz zwischen der möglichst konstanten (MPP) Leistung des PV-Generators und der pulsierenden, ins Netz eingespeisten Leistung aufnehmen. Beim I-WR ist dieser Energiespeicher die Drossel. Die Größe dieser Drossel macht den 1-ph. I-WR ebenfalls wenig attraktiv.

Als interessanter Ansatz bleibt nur noch der **3-ph., trafo-**lose I-WR. **Bild 32** zeigt das zugehörige Schaltermodell.

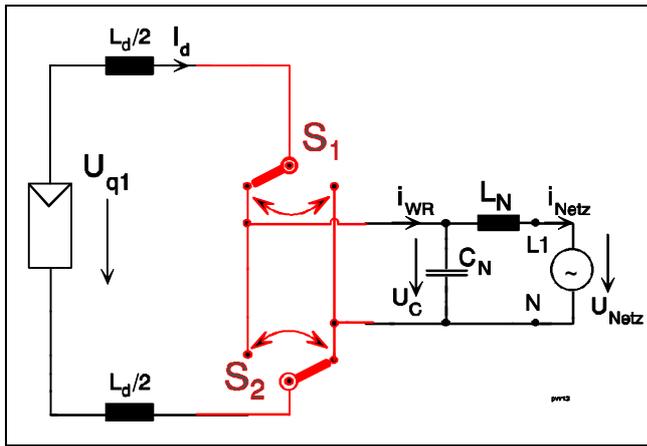


Bild 31: Schaltermodell des einphasigen I-WR

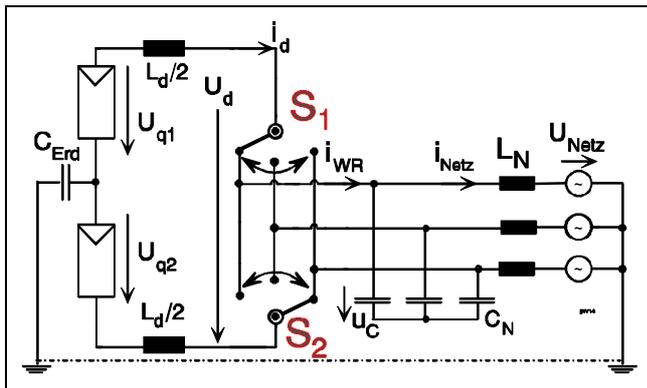


Bild 32: Schaltermodell des dreiphasigen I-WR

4.3.1 Spannungsmäßige Auslegung des PV-Generators für I-WR.

Würde nur mit Netzfrequenz (50Hz) getaktet, dann würde alle $T/6$ (T = Netzperiodendauer) alternierend einer der beiden Schalter in **Bild 32** um einen Kontakt weiterspringen (Blocktaktung). Bei vernachlässigten netzseitigen Filter und $\cos\varphi=1$ wäre der zeitliche Mittelwert der Spannung $u_d(t)$:

$$U_d = \frac{3 \cdot \sqrt{3}}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot 230[V] = 538[V]$$

Damit der Strom $i_d(t)$ nach einer Periode wieder den gleichen Wert hätte, also $i_d(t+T)=i_d(t)$, müsste $U_q = U_{q1} + U_{q2} = U_d$ sein. Ein höherer Wert von U_q würde zum Ansteigen des Mittelwertes I_d führen. Es gibt also beim Hochsetzsteller (I-WR) eine obere Grenze der PV-Generatorspannung, oberhalb der kein stationärer Betrieb möglich ist. Um eine sinusähnliche Kondensatorspannung U_C zu erhalten, wird mit einigen kHz und nicht mit obiger Blocktaktung gearbeitet. Dabei werden immer wieder „Nullzustände“ geschaltet, während denen $u_d(t)=0$ ist. Damit verringert sich der zeitliche Mittelwert U_d um den durch die Nullzustände verloren gegangenen Anteil. Dies führt zu der in **Bild 28c** eingetragenen oberen Betriebsgrenze des 3-ph. I-WR bei $U_q=490V$. Nach Bild 18 liegt das Maximum der MPP-Zellenspannungen bei 480mV,

wozu $300W/m^2$ und $-2,5^\circ C$ gehören. Damit sind beim 3-ph. I-WR $490/0,48=1020$ Zellen in Reihe zu schalten. Neben der für die Auslegung maßgeblichen Kennlinie ($300W/m^2$ und $-2,5^\circ C$) ist in Bild 28 c noch die Kennlinie bei Nennbedingungen ($1000W/m^2$ und $25^\circ C$), deren MPP-Spannung natürlich unterhalb der oberen Betriebsgrenze liegt, eingetragen.

Man sieht aus Bild 28c, daß der hochsetzende I-WR mit wesentlich kleineren PV-Generator-Spannungen arbeitet als der tiefsetzende U-WR.

4.3.2 3-ph. I-WR, trafolos.

In **Bild 33a** sind einige Systemgrößen des dreiphasigen transformatorlosen I-Wechselrichters dargestellt. Dabei wird in Bild 36a als Vergleichsbasis wiederum zunächst die in Realität vorhandene Kapazität zwischen PV-Generator und Erde weggelassen. Als Steuerverfahren wird hier das auf den I-Wechselrichter übertragene Unterschwingungsverfahren verwendet. Beim dreiphasigen I-Wechselrichter sind drei verschiedene Null-Zustände möglich. Das in Bild 33a verwendete Steuerverfahren wählt jeweils aus diesen drei denjenigen Nullzustand aus, der mit der minimalen Anzahl von Schalthandlungen erreicht wird. Der oberste Streifen in Bild 33a zeigt den Strom i_{WR} , der aus einer Phase des Wechselrichters in das netzseitige Filter fließt. Dieser Strom springt zwischen den Werten 0 und $+I_d$ während der positiven Halbschwingung und zwischen den Werten 0 und $-I_d$ während der negativen Halbschwingung hin und her. Der zweite Streifen von Bild 33a zeigt die Spannungen an den Kondensatoren C_N , wenn diese in Stern geschaltet sind. In der Praxis wird die Dreieckschaltung bevorzugt, zur Darstellung des Zusammenhangs zwischen Strömen und Spannungen eignet sich jedoch die hier gewählte Form besser. Da die Filterelemente möglichst klein gewählt werden, sind die Spannungen an den Kondensatoren noch mit relativ hohen Oberschwingungen behaftet. Aufgrund der netzseitigen Induktivität werden dann die entsprechenden Ströme, die im dritten Streifen von Bild 33a dargestellt sind, schon sehr gut sinusförmig sein.

In Realität wird eine Kapazität zwischen dem flächigen PV-Generator und Erde vorhanden sein. Entsprechend den bereits beim U-WR diskutierten vereinfachten Modell, wird im folgenden eine konzentrierte Kapazität C_{Erd} zwischen dem Mittelpunkt des in zwei gleiche Hälften aufgeteilten PV-Generators und Erde angenommen. Für diesen Fall zeigt **Bild 33b** einige der Systemgrößen. Es wird hier das gleiche Steuerverfahren wie im vorangegangenen Bild verwendet. Im obersten Streifen von Bild 33b ist die Spannung zwischen dem Mittelpunkt des PV-Generators und Erde, also die Spannung am Kondensator C_{Erd} aufgetragen. Der Mittelpunkt des PV-Generators und damit natürlich auch sein positiver und negativer Anschluß schwingen mit Amplituden bis zu 600 V und einer Frequenz, die sich aus den Resonanzelementen, insbesondere aus L_d und C_{Erd} ergibt. Gleichzeitig fließt über den Kondensator C_{Erd} ein Nullsystemstrom, der Scheitelwerte von rund 6 A erreicht. Dieser verteilt sich über die drei Netzströme, die im dritten

Streifen von **Bild 33b** dargestellt sind. Mit derartigen Systemgrößen dürfte kaum ein akzeptabler Betrieb des dreiphasigen, transformatorlosen I-Wechselrichters gegeben sein.

In den vorangegangenen Bildern wurde ein Steuerverfahren verwendet, das jeweils den Nullzustand einschaltet, der mit der minimalen Zahl von Schalthandlungen erreicht wird. Um das Verhalten der Schaltung zu verbessern, wird in **Bild 33c** das Steuerverfahren dahingehend geändert, daß jeweils derjenige Nullzustand eingeschaltet wird, der zum geringsten Potentialsprung auf der Gleichspannungsseite führt. Dies bedeutet, daß zwar öfters eine zusätzliche Schalthandlung zum Erreichen des Nullzustandes notwendig wird, aber man erhält eine deutliche Reduktion des Nullsystemstromes. Weiterhin wird der Mittelpunkt des PV-Generators hochohmig geerdet. Hierzu zeigt **Bild 33c** im obersten Streifen die Spannung zwischen dem Mittelpunkt des PV-Generators und Erde. Diese Wechselspannung hat die dreifache Grundfrequenz, also 150 Hz. Ihre Amplitude liegt bei rund 70 V. Der durch den Kondensator C_{Erd} fließende Strom I_{CE} ist im zweiten Streifen von **Bild 33c** dargestellt. Im dritten Streifen von **Bild 33c** sind die Netzströme zu sehen. Insgesamt bringt das hier vorgeschlagene Steuerverfahren mit der Auswahl der Nullzustände für minimale Potentialsprünge auf der Gleichspannungsseite eine deutliche Verbesserung gegenüber dem vorangegangenen **Bild 33 b**.

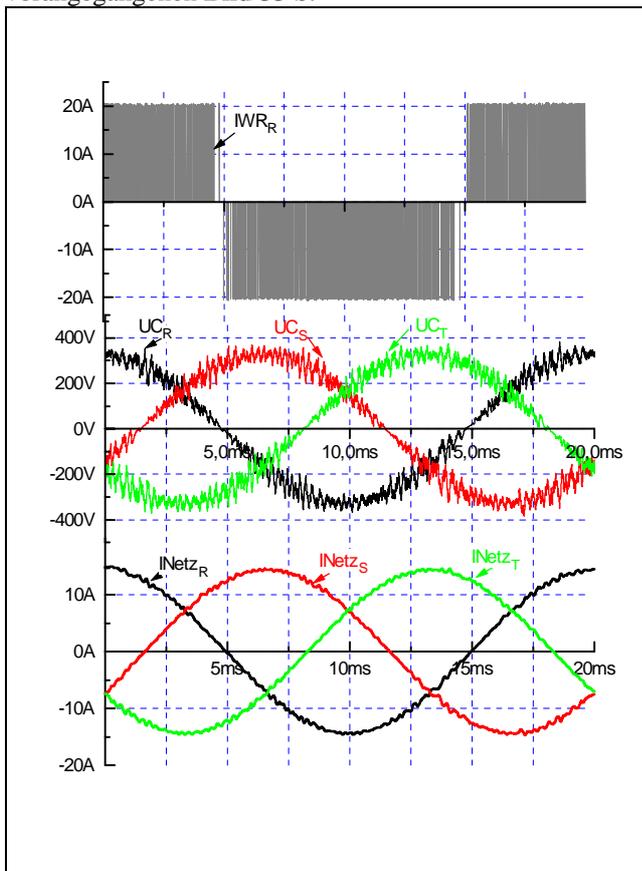


Bild 33a: Systemgrößen der dreiphasigen I-WR-Brücke mit normalen Unterschwingungsverfahren ohne Kapazität zwischen PV-Generator und Erde

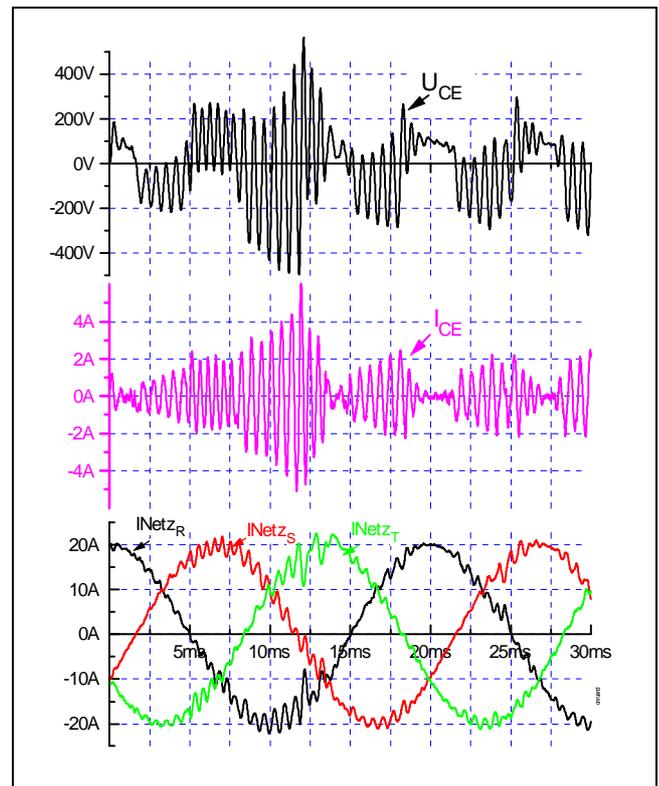


Bild 33b: Systemgrößen der dreiphasigen I-WR-Brücke mit normalen Unterschwingungsverfahren mit Kapazität zwischen PV-Generator und Erde

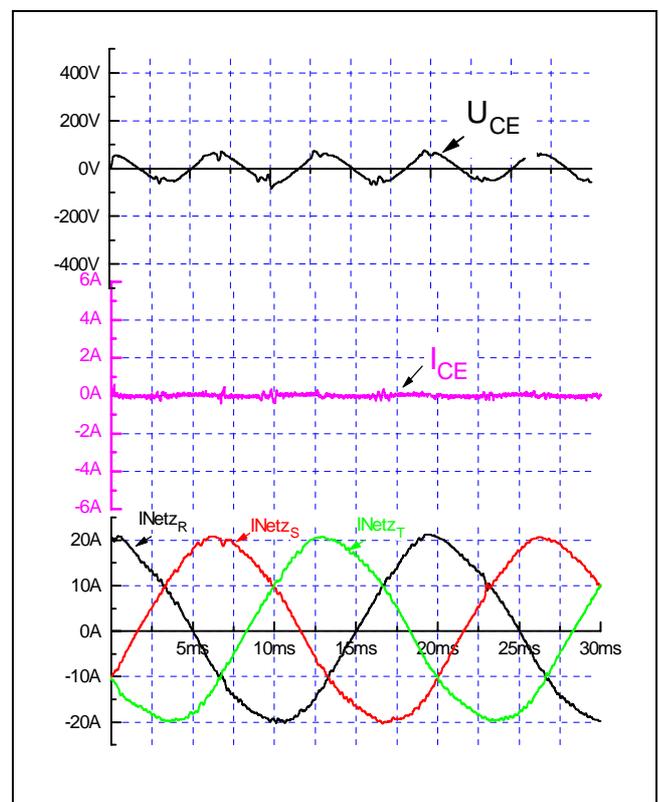


Bild 33c: Systemgrößen der dreiphasigen I-WR-Brücke mit neuem Unterschwingungsverfahren mit Kapazität zwischen PV-Generator und Erde

5 Zusammenfassung

Nach einer Übersicht über die am Markt befindlichen Geräte-Prinzipien wird zur Vereinfachung der Schaltungen und Reduzierung von Verlusten untersucht, welche Schaltungstopologien für transformatorlose PV-Anlagen geeignet sind. Bei allen transformatorlosen PV-Anlagen ist besonderes Augenmerk sowohl auf die Ströme, die über die Kapazität zwischen dem flächig ausgebildeten PV-Generator und der Erde fließen als auch auf alle weiteren Störabstrahlungen zu legen. In dieser Arbeit wird ein ganz grobes Modell für die Kapazität zwischen PV-Generator und Erde verwendet. Genauere Untersuchungen können nur an einem realen Aufbau durchgeführt werden. Dies ist insbesondere deshalb schwierig, weil nicht nur ein geeigneter PV-Generator im Leistungsbereich von mindestens 5 kW benötigt wird, sondern weil gleichzeitig eine Meßumgebung für EMV-Messungen **und** eine hinreichende Einstrahlung auf dem in Betrieb befindlichen Generator vorhanden sein müssen. Auf absehbarer Zeit werden uns hier weder ein geeigneter PV-Generator noch die entsprechende Meßumgebung zur Verfügung stehen, so daß genauere Aussagen zu diesem zentralen Problemkreis der transformatorlosen PV-Wechselrichter so schnell nicht möglich sein werden.

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt, daß es offenbar nur zwei erfolgsversprechende Schaltungstopologien für die transformatorlose PV-Einspeisung gibt: Zum einen ist das der zuletzt besprochene dreiphasige I Wechselrichter, der vor allem dann in Frage kommt, wenn man an möglichst niedrigen PV-Spannungen interessiert ist. Die zweite Alternative ist der U-WR als einphasige Dreipunkthalbbrücke. Hierbei treten keine Potentialsprünge des PV-Generators auf und damit sind auch keine Abstrahlungsprobleme zu erwarten. Die Gleichspannungen sind hierbei deutlich höher als beim I-WR, sie erreichen bis zu ± 700 V. Derzeitige Solarmodule werden mit 6 kV geprüft, eine Betriebsspannung von 1.000 V ist zulässig. Drei derartige einphasige Einheiten können zu einem dreiphasigen Wechselrichter zusammengeschaltet werden, wobei im Teillastbetrieb einzelne Wechselrichter-Phasen abgeschaltet werden sollten um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erzielen.

Literatur:

- [1] Lutz,H.P.: Marktanalyse PV-Anlagen. Zeitschrift "Sonnenenergie" 5/93, DGS-Sonnenenergie-Verlag München, S.6-7
- [2] Bürgel,K.: 'Photovoltaik Megawatt- Projekt Berlin' (Bewag)
6.- Nationales Photovoltaik-- Symposium Staffelfstein 1991 S. 62-71
- [3] Decker,B; Jahn,U.: Energieeintrag von netzgekoppelten PV- Anlagen. Ertragsprognosen und Betriebsergebnisse aus dem 1000-Dächer PV-Programm.
8.- Nationales Photovoltaik-Symposium Staffelfstein 1993 , S.95 - 104
- [4] Anhand eines gemessenen und in [4] veröffentlichten Wirkungsgrad-Verlaufes wurden die Verluste in Bild 14 für den Wechselrichter und einen 50 Hz-Netz-Transformator eingetragen.
- [5] Steigerwald et al.:Investigation of a family of power conditioners integrated into the utility grid. Category one: Residential power conditioners. (Final Report). SAND81-7042, Sandia National Laboratories, 1982
- [6] Wilk,H.:Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme unter besonderer Berücksichtigung des 200kW Breitentests.
In: Friedrich,K ; Wallner,W (Hrsg.): Energieinnovation- Realität und Vision
Österreichischer Verband für Elektrotechnik, ÖVE-Schriftenreihe Band Nr.6, 1994, S.130-142