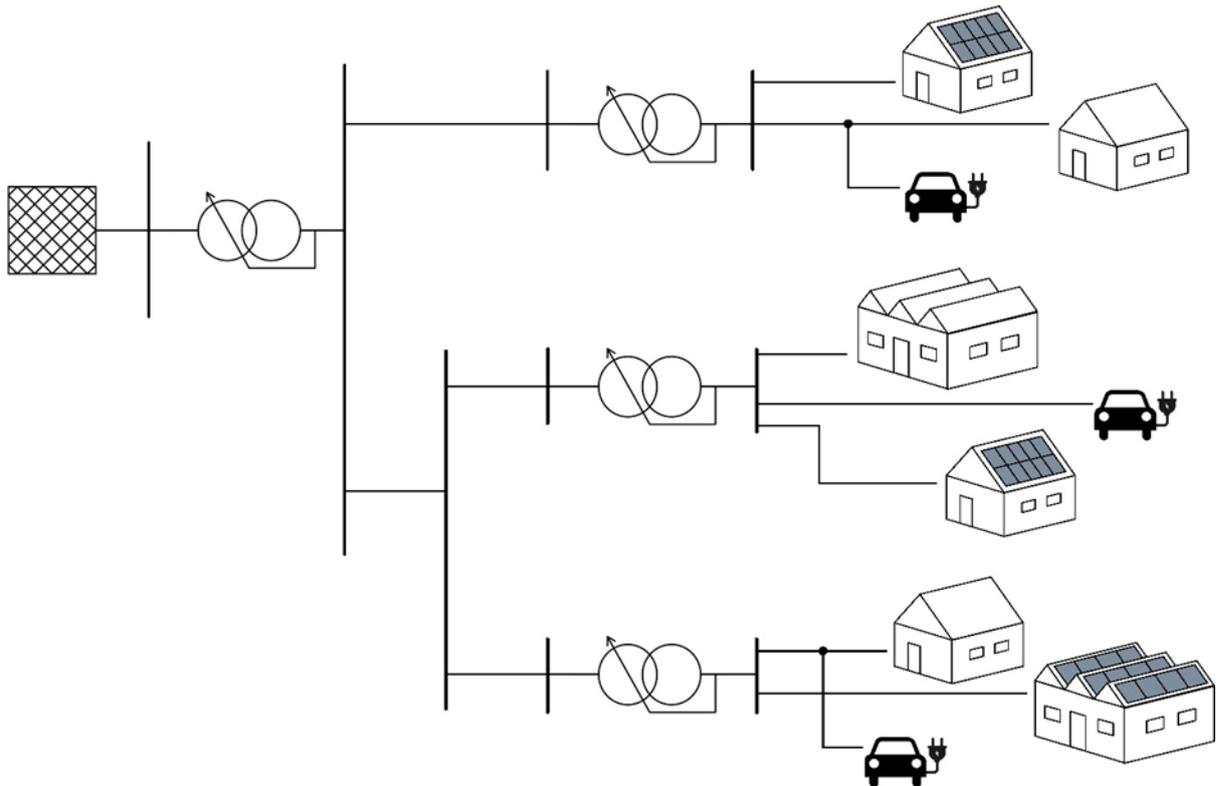
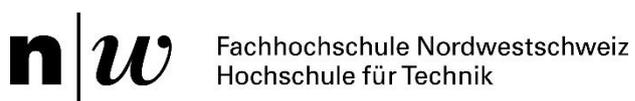




Schlussbericht vom 30.10.2018

# Anwendungsbezogener Effizienzvergleich verschiedener Verteilnetztransformatoren- Technologien





Fachhochschule Nordwestschweiz  
Hochschule für Technik

**Datum:** 30. Oktober 2018

**Ort:** Bern

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Elektrizitätstechnologien  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)  
[energieforschung@bfe.admin.ch](mailto:energieforschung@bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer/in:**

Fachhochschule Nordwestschweiz  
Hochschule für Technik  
Institut für elektrische Energietechnik IEE  
Klosterzelgstrasse 2, CH-5210 Windisch  
[www.fhnw.ch/technik/iee](http://www.fhnw.ch/technik/iee)

**Autoren:**

Thomas Keller, Fachhochschule Nordwestschweiz, [thomas.keller@fhnw.ch](mailto:thomas.keller@fhnw.ch)  
Dr. Christoph Hunziker, Fachhochschule Nordwestschweiz, [christoph.hunziker@fhnw.ch](mailto:christoph.hunziker@fhnw.ch)  
Prof. Dr. Nicola Schulz, Fachhochschule Nordwestschweiz, [nicola.schulz@fhnw.ch](mailto:nicola.schulz@fhnw.ch)

**BFE-Bereichsleitung:** Dr. Michael Moser, [michael.moser@bfe.admin.ch](mailto:michael.moser@bfe.admin.ch)  
**BFE-Programmleitung:** Roland Brüniger, [roland.brueeniger@brueniger.swiss](mailto:roland.brueeniger@brueniger.swiss)  
**BFE-Vertragsnummer:** SI/501575-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

Die vorliegende Studie vergleicht die anwendungsorientierten Wirkungsgrade verschiedener Transformatortechnologien auf Netzebene 6. Verglichen werden herkömmliche Ortsnetztransformatoren (ONT), regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT), hybride Transformatoren (HT) und leistungselektronische Transformatoren (SST). Um der Anwendungsorientiertheit gerecht zu werden, wurden die Transformatoren nicht isoliert, sondern zusammenhängend mit ihren Auswirkungen auf die Netzebenen 5 und 7 betrachtet. Insbesondere werden Blindleistungsflüsse von den Transformatortechnologien in verschiedener Art und Weise beeinflusst, was sich direkt auf die Leitungsverluste auswirken kann. Neben den Verlusten auf den Netzebenen 5 bis 7 wurde der Einfluss der Transformatortechnologie auf die Ausbaufähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen – im untersuchten Fall Photovoltaik – und Elektromobilität untersucht.

Die Berechnungen wurden anhand von Lastflusssimulationen in Modellen von realen Netzen der BKW Energie AG durchgeführt. Als Modelle dienen ein Mittelspannungsnetz und acht Niederspannungsnetze. Das Szenario *Ausgangslage* basiert vollständig auf Messdaten über den Zeitraum eines Jahres. Das Szenario *ES2050* widerspiegelt die Energiestrategie des Bundes und beinhaltet eine schweizweite PV-Produktion von 11 TWh elektrischer Energie, wie auch einen zusätzlichen, schweizweiten Bedarf der Elektromobilität von 6 TWh. Diese Energien wurden anteilmässig (proportional zur Bemessungsleistung der speisenden Transformatoren) auf die bestehenden Netze heruntergebrochen. Das Szenario *Swissolar* beschreibt ein extremeres Zubauszenario für Photovoltaik in der Schweiz. Es basiert auf einer Ausbaustudie von Swissolar, welche die Schnittmenge zwischen dem technischen, wirtschaftlichen und dem nachhaltigen Potential für Photovoltaik quantifiziert. Der Zusatzbedarf durch die Elektromobilität wurde für dieses Szenario mit schweizweiten 7.5 TWh festgelegt.

Die Resultate zeigen, dass sich der ONT / RONT in seiner Auswirkung auf die Netzverluste (Leitungs- und Transformationsverluste) im Vergleich zum HT nur unwesentlich unterscheidet. Die kumulierten Netzverluste der Netzebenen 5 bis 7 befinden sich für die Szenarien *Ausgangslage* und *ES2050* in einem Bereich von etwa 4.2%. Im Extremszenario *Swissolar* steigen die Verluste um rund einen Prozentpunkt für ONT / RONT resp. 1.4 Prozentpunkte für den HT. Der SST hingegen erhöht im Vergleich dazu durch seinen tieferen Wirkungsgrad die Gesamtverluste deutlich um mehr als 2 Prozentpunkte in allen Szenarien. Aus Sicht der Effizienz ist ein flächendeckender Einsatz der SST-Technologie im Verteilnetz nicht zu empfehlen.

Transformatoren mit der Möglichkeit der dynamischen Anpassung des Übersetzungsverhältnisses im Betrieb (RONT, HT oder SST) ermöglichen die Erweiterung der ansonsten begrenzten Netzkapazität zur Aufnahme dezentraler Erzeugungsanlagen. Dieser Umstand ist zu berücksichtigen bei der Beurteilung der eventuell erhöhten Transformationsverluste. Die vorliegende Untersuchung konnte aufzeigen, dass der Einsatz von regelbaren Transformatoren die Realisierung der Zubauziele des Szenarios *ES2050* erleichtern kann. Zur Erreichung höherer Zubauziele wie des Szenarios *Swissolar*, sind sie sogar eine Voraussetzung, wenn grossflächige Netzausbauten vermieden werden sollen.



## Résumé

Cette étude compare l'efficacité de diverses technologies de transformateurs au niveau 6 du réseau. Le comparatif s'étend aux transformateurs de distribution conventionnel (ONT), aux transformateurs de distribution contrôlables (RONT), aux transformateurs hybrides (HT) et aux transformateurs électroniques de puissance (SST). Les transformateurs ne sont pas analysés de manière isolée, mais au contraire en tenant compte de leurs effets sur les niveaux 5 et 7 du réseau. En particulier, les flux de puissance réactive sont influencés de manières différentes suivant les technologies, ce qui peut avoir un effet direct sur les pertes de ligne. Outre les pertes aux niveaux 5 à 7 du réseau, l'étude examine aussi l'impact des différents transformateurs sur l'extensibilité du réseau aux productions décentralisées (telles que le PV) et à l'électromobilité.

L'analyse est basée sur des simulations de flux de charge de réseaux réels de BKW Energie SA. Un réseau moyenne tension et huit réseaux basse tension servent de modèle pour les différents scénarios. Le scénario *Situation initiale* est entièrement basé sur des données annuelles mesurées d'août 2017 à juin 2018. Le scénario *ES2050* reflète la stratégie énergétique fédérale et envisage une production photovoltaïque nationale de 11 TWh ainsi qu'une demande supplémentaire de 6 TWh due à l'électromobilité. Ces énergies ont été réparties proportionnellement à la puissance nominale des transformateurs d'alimentation des réseaux existants. Le scénario *Swissolar* assume une expansion foisonnante du photovoltaïque en Suisse. Il est basé sur une étude de Swissolar pondérant le potentiel technique, économique et durable du photovoltaïque. Pour ce scénario, la demande supplémentaire impartie l'électromobilité est estimée à 7,5 TWh.

Les résultats au niveau des pertes du réseau ne diffèrent que de manière insignifiante entre les transformateurs ONT / RONT et HT. Les pertes cumulées des niveaux 5 à 7 du réseau sont de l'ordre de 4,2% pour les scénarios *Situation initiale* et *ES2050*. Pour le scénario *Swissolar*, les pertes augmentent d'environ 1% pour des transfos ONT / RONT et d'environ 1.4% pour des transfos HT. Les transformateurs SST, en revanche, augmentent les pertes totales de manière significative (plus de 2%) pour tous les scénarios en raison de leur efficacité moindre. Une utilisation généralisée de la technologie SST au niveau 6 du réseau n'est de ce fait, du point de vue de l'efficacité, pas recommandable.

Les transformateurs avec régulation dynamique de la tension de sortie (tels les RONT, HT ou SST) ont le potentiel d'étendre la capacité limitée du réseau et d'y intégrer des centrales décentralisées. Ce fait doit être pris en compte lors de l'évaluation des pertes de transformation. La présente étude démontre que l'utilisation de transformateurs contrôlables facilite la réalisation des objectifs d'expansion du scénario *ES2050*. Leur utilisation devient même une condition impérative pour l'atteinte d'objectifs plus ambitieux, tels que ceux du scénario *Swissolar*, si l'on veut éviter des extensions de réseaux de grande envergure.



## Abstract

This study compares the efficiency of various transformer technologies on grid level 6. The comparison includes standard line-frequency transformers (ONT), line-frequency transformers with on-load tap changers (RONT), hybrid transformers (HT), and solid-state transformers (SST). The analyzed system scope does not focus only on the transformers by themselves; however, it includes their impact on neighboring grid levels 5 and 7. In particular, the different transformers are capable of influencing reactive power flows in various ways, which affects conduction losses within the grid. Next to losses on grid levels 5 through 7, the effect of the mentioned transformer technologies on the grid capacities for decentral energy resources such as PV as well as electric mobility has been investigated.

The analysis is based on load flow simulations considering real grid models from BKW Energie AG. The models include one medium-voltage grid as well as eight low-voltage grids. The initial scenario is entirely based on measurement data spanning a time interval of one year. Scenario *ES2050* represents the Swiss energy strategy and considers a nationwide PV-production of 11 TWh as well as an additional demand of 6 TWh due to electric mobility in Switzerland. These energies are broken down to the studied grid proportionally. The scenario *Swissolar* describes a faster growth of PV in Switzerland. It is based on a quantitative survey by Swissolar representing the intersecting set between the technical, economic as well as sustainable potential for PV in Switzerland. The additional demand for electric mobility is given by 7.5 TWh for this scenario.

The results show only a minor difference between ONT / RONT and HT concerning grid losses. The summed losses on grid levels 5 through 7 for the initial scenario as well as *ES2050* are about 4.2%. For scenario *Swissolar*, losses increase by about one and 1.4 percentage points for ONT / RONT and HT, respectively. Due to its lower power efficiency, SST technology, in comparison, raises grid losses clearly by more than two percentage points throughout all scenarios. From this point of view, SST technology is not recommended for area-wide use on grid level 6.

Transformers with the possibility to dynamically regulate output voltage during operation (such as RONT, HT or SST) have the potential to expand the limited grid capacity for the introduction of distributed energy resources. This fact needs to be taken into account when evaluating transformation losses. The study at hand shows that transformers with the capability of voltage regulation facilitate the realization of the goals of the Swiss energy strategy. In order to reach even higher penetrations of decentral PV production systems, such transformer technologies seem to be a necessity, if large-area grid enforcements shall be avoided.



## Danksagung

Die Autoren möchten sich bei der BKW Energie AG und speziell beim BKW Technology Center bedanken für die Unterstützung dieser Studie und für eine unkomplizierte Zusammenarbeit. Die Untersuchung verwendet wertvolle Messdaten einer Langzeitmesskampagne in der Region Wohlen sowie reale Netztopologien des elektrischen Verteilnetzes auf den Ebenen 5 und 7. Diese Daten wurden der FHNW zum Zweck dieser Studie zur Verfügung gestellt.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>4</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>5</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>7</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>8</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1 Ausgangslage .....	9
1.2 Projektziele .....	9
<b>2 Technische Grundlagen</b> .....	<b>11</b>
2.1 Transformatortechnologien.....	11
<b>3 Vorgehen und Methode</b> .....	<b>14</b>
3.1 Netzmodell.....	15
3.2 Neplan Transformatormodelle .....	17
3.3 Last und Erzeugungsprofile .....	22
3.4 Szenarien.....	24
3.5 Simulation Mittelspannungsnetz.....	28
3.6 Simulation Niederspannungsnetze .....	29
<b>4 Resultate</b> .....	<b>33</b>
4.1 Verlustbetrachtung Transformatortechnologien .....	33
4.2 Transformatortechnologieabhängige Netzkapazitäten bezüglich PV.....	36
<b>5 Schlussfolgerungen</b> .....	<b>40</b>
5.1 Vergleich transformatorabhängiger Netzverluste .....	40
5.2 Vergleich der Netzaufnahmekapazität dezentraler Erzeugung .....	41
5.3 Empfehlungen / Ausblick .....	41
<b>6 Referenzen</b> .....	<b>43</b>



## Abkürzungsverzeichnis

BFE	Bundesamt für Energie
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EV	electric vehicle, im Bericht allgemein für Elektromobilität verwendet
FHNW	Fachhochschule Nordwestschweiz
HT	hybrider Transformator
IEE	Institut für elektrische Energietechnik
LFT	Netzfrequenztransformator (line-frequency transformer)
MS	Mittelspannung (Netzebene 5)
NE	Netzebene (NE 5: Mittelspannungsnetz, NE 6: Transformation MS-NS, NE 7: Niederspannungsnetz)
NS	Niederspannung (Netzebene 7)
ONT	Ortsnetztransformator, im Bericht synonym für LFT verwendet
p.u.	auf Referenzwert bezogene Grössenangabe (per unit)
PV	Photovoltaik
RONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SST	Solid-State Transformator



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wird erwartet, dass zunehmend dezentrale erneuerbare Energieproduktion, sowie eine Elektrifizierung der individuellen Mobilität stattfinden. Beide Entwicklungen haben das Potential, die regionalen Verteilnetze zu überlasten. Eine Möglichkeit einer Überlastung entgegenzuwirken ist der Einsatz neuer Transformatortechnologien auf Netzebene 6. Die Transformatortechnologien, welche momentan diskutiert werden, sind:

- regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)
- hybrider Transformator (HT), d.h. ein konventioneller Transformator mit einer leistungselektronischen Erweiterung (Dimension hiervon: ca. 10% der Nennscheinleistung)
- rein leistungselektronischer Transformator (engl. Solid-State Transformer, SST)

Alle diese Transformatoren sind in der Lage, die Spannung auf Netzebene 7 zu beeinflussen. Darüber hinaus können mit dem HT und dem SST Blindleistungsflüsse auf Netzebene 5 und damit das Spannungsniveau beeinflusst resp. reguliert werden. Der RONT verfügt über einen ähnlich hohen Wirkungsgrad wie ein konventioneller Transformator (ca. 99%). Die Wirkungsgrade von HT und SST werden mit ca. 98% bzw. ca. 96% angegeben [1].

Dies sind nominelle Angaben für einen bestimmten Betriebspunkt. Die in der Anwendung auftretenden effektiven Wirkungsgrade – insbesondere des HT und des SST – können jedoch davon abweichen. Dies liegt daran, dass beim HT der leistungselektronische Teil – welcher der Grund für seine höheren Verluste darstellt – situationsabhängig betrieben wird. Darüber hinaus sind der HT und der SST in der Lage, Blindströme in den angeschlossenen Mittel- und Niederspannungsnetzen zu beeinflussen, was sich somit auf die Gesamtverluste des Systems Transformator + Netz auswirkt.

In der Schweiz betragen die Verluste aller Verteilnetztransformatoren 1.25% der gesamthaft übertragenen elektrischen Energie [2]. Bei einem Gesamtstromverbrauch von 58.2 TWh im Jahr 2016 [3] entspricht dies Verlusten von ca. 728 GWh. Wenn sich die Verluste in den Transformatoren aufgrund neuer Transformatortechnologien ändern, hat dies eine direkte Auswirkung auf die Gesamtverluste in einer nicht vernachlässigbaren Größenordnung.

Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Studie untersucht, welche effektiven Wirkungsgrade für die verschiedenen neuartigen Transformatortechnologien in ihrer praktischen Anwendung in einer realen Schweizer Netzumgebung zu erwarten sind. Damit alle Betriebsarten der jeweiligen Transformatoren in realistischem Ausmass berücksichtigt werden, werden Simulationen über einen längeren Simulationszeitraum (ein Jahr) durchgeführt, und dabei Entwicklungsszenarien der Schweizer Energiestrategie berücksichtigt.

## 1.2 Projektziele

Die anwendungsrelevanten energetischen Verluste verschiedener Transformatortechnologien auf Netzebene 6 werden ermittelt und miteinander verglichen. Die Wirkungsgrade werden mittels Simulationen für typische Betriebsprofile in einem realistischen Umfeld über den Zeitraum eines ganzen Jahres bestimmt. Untersuchte Technologien sind der klassische Ortsnetztransformator, der regelbare Ortsnetztransformator, der hybride Transformator sowie der leistungselektronische Transformator.

Die gemeinsame Betrachtung der anwendungsspezifischen Eigenschaften der Transformatortechnologien (z.B. Spannungsstützung durch Blindleistungseinspeisung auf Ebene 5 beim HT) und der be-



rechneten Jahresverluste im gesamten Verteilnetz (Netzebenen 5 bis 7) ermöglicht die differenzierte Beurteilung, welche Technologie in welchem Umfeld die grössten Vorteile bietet.

Zusätzlich wird eine Analyse zur Aufnahmekapazität dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) durchgeführt, welche direkt mit den Funktionen der Transformatoren verknüpft ist. Zum Beispiel ermöglicht die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses der Transformation während des Betriebs eine effizientere Ausnutzung des erlaubten Spannungsbandes und erhöht die Aufnahmekapazität von DEA. Dieser Faktor beeinflusst die Wahl einer Transformatortechnologie abgesehen vom Verlustaspekt in hohem Mass.



## 2 Technische Grundlagen

### 2.1 Transformatortechnologien

Nachfolgend wird die Funktionsweise der untersuchten Transformatortechnologien ONT, RONT, HT und SST kurz erläutert.

#### 2.1.1 Ortsnetztransformator

Die Bezeichnung Ortsnetztransformator (ONT) wurde in diesem Bericht synonym für den line-frequency transformer (LFT) verwendet.

Ein ONT besteht meist aus zwei oder mehr Spulen (Wicklungen) pro Phase, die in der Regel aus isoliertem Kupferdraht gewickelt sind und sich auf einem gemeinsamen Magnetkern befinden. Er wandelt eine Eingangswchelsspannung auf der Primärseite in eine Ausgangswchelspannung auf der Sekundärseite um. Beim idealen (verlustlosen) Transformator entspricht das Verhältnis von Eingangs- und Ausgangsspannung dem Verhältnis der Windungszahlen der beiden Spulen. Weiter ist bei Belastung der Sekundärseite das Verhältnis der Ströme umgekehrt proportional zum Verhältnis der Windungen. Aufgrund der Energieerhaltung entspricht die Leistung auf der Primärseite zu jedem Zeitpunkt der Leistung auf der Sekundärseite.

Ein idealer Transformator ist praktisch nicht realisierbar und die genannten Verhältnisse gelten nur annähernd. Im realer Transformator treten Verluste in Form von Kupferverlusten (ohmsche Verluste) und Eisenverlusten (Hysteresese- und Wirbelstromverluste) auf. Grössere Transformatoren (z.B. ONT) können trotzdem Wirkungsgrade von über 99% erreichen, sind also nahe am idealen Transformator. Ein weiterer Vorteil des ONT ist die einfache Bauweise und dadurch hohe Zuverlässigkeit und Robustheit (vgl. Wikipedia).

#### 2.1.2 Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) funktioniert prinzipiell gleich wie der ONT, kann jedoch zusätzlich die Spannung im belasteten Zustand über einen Stufenschalter variieren. Steigt der Verbrauch in einem Netz stark an, kann durch die Erhöhung der Spannung am Transformator die geforderte Spannung beim Verbraucher länger eingehalten werden. Mit dem Stufenschalter können Wicklungen zu- oder weggeschaltet werden, was zu einer Erhöhung oder Senkung der Windungszahl führt. Mit einem Stufenschalter auf der Primärseite kann z.B. entsprechend die Sekundärspannung erhöht werden, in dem die Windungszahl auf der Primärseite verkleinert wird. Je nach Ausführung kann ein RONT die Spannung mit 5 Stufen  $\pm 2 * 2.5\% = 10\%$  oder mit 9 Stufen  $\pm 4 * 2.5\% = 20\%$  variieren.

Bei einem RONT fallen durch die gleiche prinzipielle Funktionsweise ähnliche Verluste wie bei einem ONT an. Ein Nachteil gegenüber dem ONT ist die geringere Zuverlässigkeit, da der Aufbau etwas komplexer und somit potenziell anfälliger für Fehler ist.



### 2.1.3 Leistungselektronischer Transformator

Ein leistungselektronischer Transformator (engl. Solid-State Transformer, SST) unterscheidet sich im Aufbau fundamental von einem ONT. Der schematische Aufbau eines SST ist in Abbildung 1 dargestellt. Er besteht aus je einem AC / AC-Konverter auf der Primär- und der Sekundärseite, sowie einem Mittelfrequenztransformator mit galvanischer Trennung dazwischen. Dies ermöglicht eine im Vergleich zum ONT kompaktere Bauweise, da das nötige Bauvolumen des Transformators mit steigender Frequenz der Spannung abnimmt.

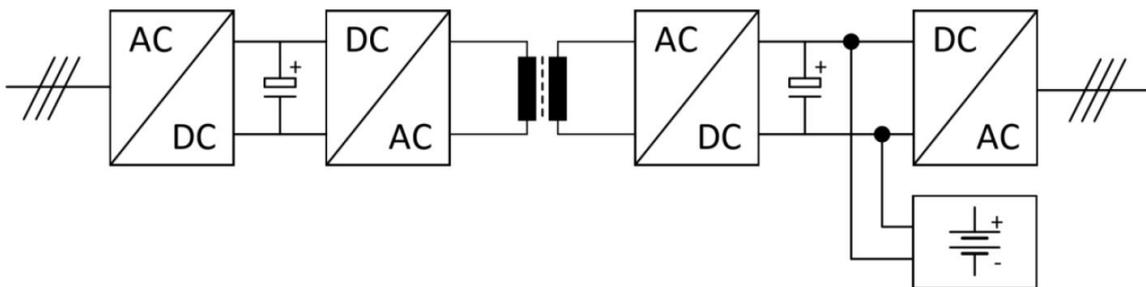
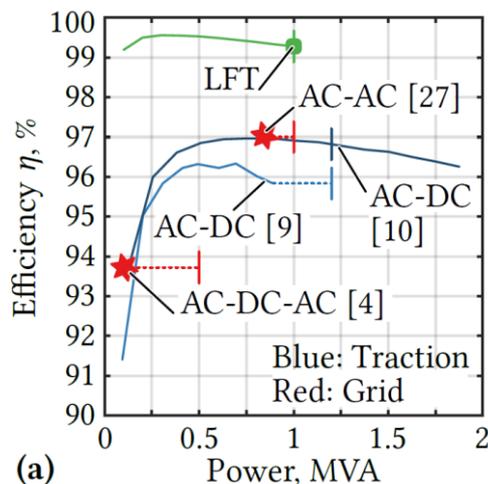


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Solid-State Transformators

Im Gegensatz zu einem herkömmlichen ONT bietet ein SST vielseitige Möglichkeiten zur Beeinflussung von Spannung, Spannungsqualität, Strom oder (Blind-)Leistungsfluss [4]. Die Primär- und Sekundärseite sind bezüglich Frequenz und Phasenlage von Strom und Spannung komplett voneinander entkoppelt. Zusätzlich ist es möglich, Batterien oder Photovoltaik-Anlagen direkt im DC-Zwischenkreis anzuschliessen. Nachteilig ist der gegenüber dem ONT komplexere Aufbau, der sich negativ auf die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Transformators auswirken kann und potenziell höhere Verluste verursacht.

Es gibt noch keine Erfahrungswerte über die Effizienz eines SST in einem Verteilnetz, da er bisher nicht anstelle eines ONT eingesetzt wurde. Gemäss [5] erreichen industrielle Prototypen von SST in ihrem besten Arbeitspunkt einen Wirkungsgrad von bis zu 97%. Die dunkelblaue Effizienzkurve in Abbildung 2 zeigt, dass der Wirkungsgrad des SST bei tiefer Belastung abnimmt. Dies geschieht aufgrund von lastabhängigen sowie –unabhängigen Verlustmechanismen.



(a)





### 3 Vorgehen und Methode

Die Wirkungsgrade bzw. Netzverluste wurden anhand einer Lastflussberechnung ermittelt. Um möglichst realistische Ergebnisse zu erhalten, wurde dabei die Anzahl der zu treffenden Annahmen auf ein Minimum reduziert.

Die Verlustberechnungen wurden auf der Basis einer Zeitreihensimulation durchgeführt, welche die Zeitspanne eines ganzen Jahres in einer Auflösung von 15 min. abdeckt. Die Simulationen wurden mit der Software Neplan durchgeführt. Ein Modell der Netzebenen fünf und sechs, das ein Teilnetz des Netzgebiets der BKW Energie AG (kurz BKW) in Wohlen BE abbildet, dient als Ausgangslage. Die Lastgänge aller Transformatoren in der Region auf Netzebene 6 wurden von der BKW über ein Jahr aufgezeichnet und zur Verfügung gestellt.

Diese Daten stellen eine solide Grundlage in der Form von Messungen dar, auf die weitere Zukunftsszenarien aufsetzen können. In dieser Studie wurden zwei Zukunftsszenarien für den Ausbau von Photovoltaik und die Verbreitung von Elektrofahrzeugen definiert.

Da Hybrid- und Solid-State Transformatoren in typischen Netzsimulationstools nicht als Standardkomponenten zur Verfügung gestellt werden, wurde für diese Transformatoren je ein Modell neu implementiert.

Jedes Szenario wurde mit allen untersuchten Transformatortechnologien simuliert und die Ergebnisse verglichen. Im Folgenden werden die einzelnen Modelle, Daten und Szenarien erläutert.

Der Ansatz dieser Studie basiert auf der Annahme, dass sich die heutigen Netze auch zukünftig nicht verändern, d.h. es werden keine Netzverstärkungen im Sinne von zusätzlichen Leitungen oder einer Erhöhung der Leitungsquerschnitte vorgenommen. Auch die Bemessungsleistungen der verwendeten Ortsnetztransformatoren wurden als invariant vorausgesetzt. Ein nötiger Netzausbau oder Netzverstärkungsmassnahmen sind aus der Sicht eines Netzbetreibers immer planungs-, zeit- sowie kostenintensiv und sollten deshalb aus volkswirtschaftlicher Sicht, wenn möglich, vermieden werden. Natürlich wird es immer Situationen geben, wo ein lokaler Netzausbau oder eine lokale Netzverstärkung unumgänglich ist. Die Aussagen dieser Studie beziehen sich jedoch auf eine breite Infrastrukturbasis, welche sehr kapitalintensiv und langlebig ist, und welche sich in ihrem Kern nur sehr langsam wandelt und deshalb für die hier berücksichtigten Szenarien als invariant angenommen werden kann.



### 3.1 Netzmodell

Das verwendete Netzmodell ist eine Abbildung eines regionalen Verteilnetzes in Wohlen bei Bern. Dieses beinhaltet die Daten des realen Netzes und ermöglicht somit realitätsnahe Simulationen.

Das Netz verfügt über fünf Abgänge ins 16 kV Mittelspannungsnetz, namentlich Bremgarten, Hinterkappeln, Illiswil, Uetzingen und Schwanden. In diesem Projekt wurde nur der Abgang Schwanden betrachtet, da dieser aufgrund der Leitungslänge die grössten lastabhängigen Spannungsschwankungen aufweist.

Der Abgang Schwanden wird von der Station Mühleberg versorgt und verfügt über 39 Transformatorstationen auf der Netzebene 6, vom Mittelspannungs- ins Niederspannungsnetz. Die Nennscheinleistung der Transformatoren liegt zwischen 63 kVA und 630 kVA.

Abbildung 4 zeigt das Netzmodell im fehlerfreien Zustand bzw. die Ausgangslage. Braun dargestellt ist das Mittelspannungsnetz mit 16 kV (= 1 p.u.), grün das Niederspannungsnetz mit 400 V. Die gestrichelten Linien stellen Kabel, die durchgezogenen Linien Freileitungen dar. Am Ende einiger Stränge sind die Distanzen zum Abgang angegeben, um die Dimensionen des Netzes zu verdeutlichen.

Die Niederspannungsseite jedes Transformators ist mit drei Elementen zusammengefasst. Die erste Last enthält das reale, am Transformator gemessene, Lastprofil. Die zweite Last enthält das durch den Ausbau der Elektromobilität verursachte Lastprofil, abhängig vom Szenario. Die Erzeugungsanlage fasst die durch den Ausbau der Photovoltaik verursachte, zusätzliche Einspeisung zusammen, ebenfalls abhängig vom Szenario. Die zur Zeit der Messung bereits installierte Photovoltaikleistung ist im gemessenen Lastprofil enthalten. Bei den simulierten Zukunftsszenarien wird davon ausgegangen, dass sich die gemessenen Lastprofile gegenüber der Ausgangslage nicht verändern.

Für die Simulation der alternativen Transformatortechnologien wurden die Ortsnetztransformatoren mit einem Modell, welches die Charakteristik der hybriden oder Solid-State Transformatoren enthält, ersetzt (siehe Kapitel 3.2).

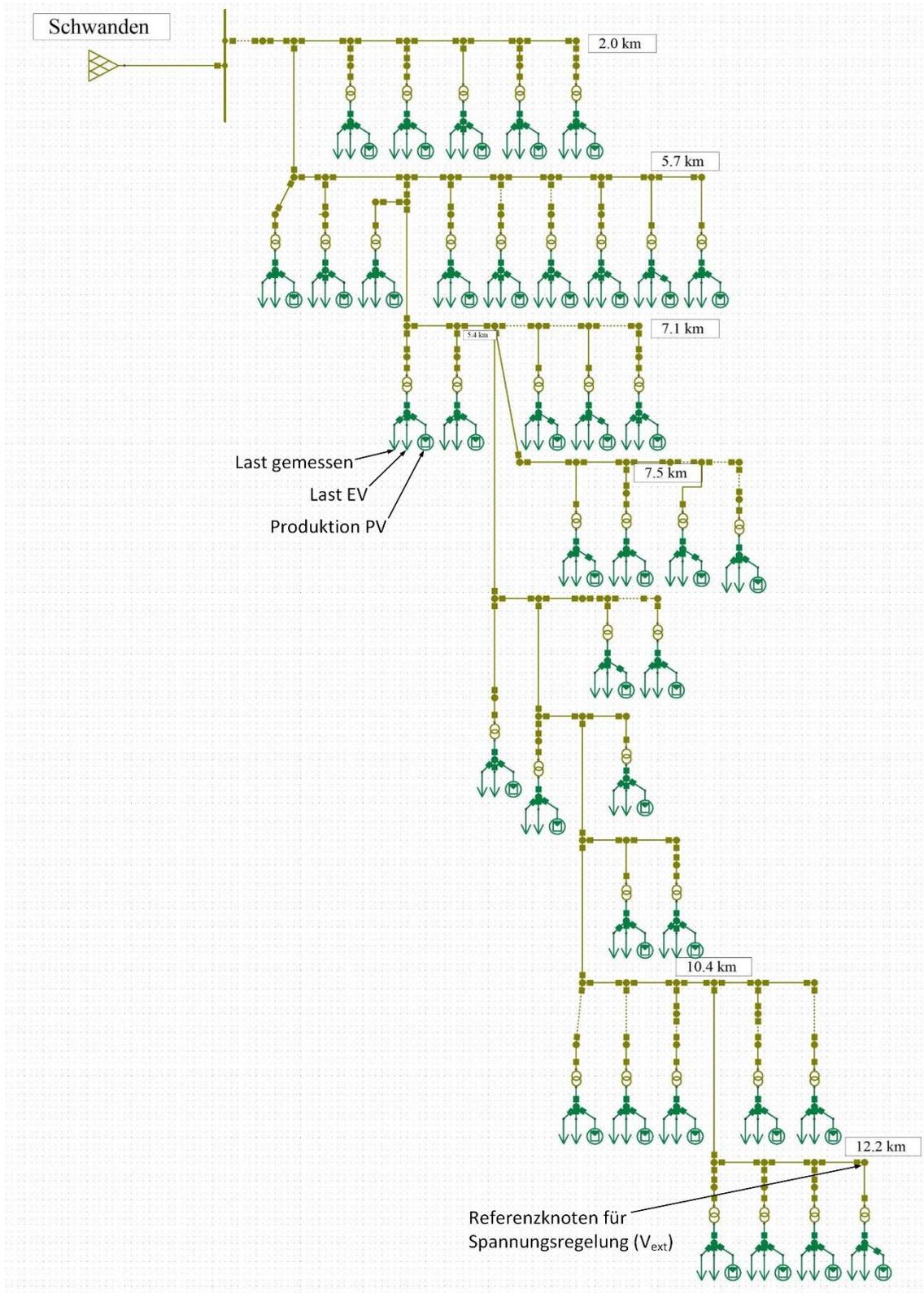


Abbildung 4: Neplan Modell des Netzes Wohlen bei Bern, Abgang Schwanden im normalen, fehlerfreien Zustand. Die NS-Seite von jedem Transformator wird mit drei Elementen dargestellt. Last gemessen: Gemessenes, reales Lastprofil. Last EV: Zusätzliche Last durch Elektrofahrzeuge in den Ausbauszenarien. Produktion PV: Zusätzliche Einspeisung durch PV in den Ausbauszenarien.



## 3.2 Neplan Transformatormodelle

### 3.2.1 Modell ONT

Für die Simulation der Ortsnetztransformatoren wurde ein gängiges, bereits in Neplan implementiertes Lastflussmodell verwendet. Abbildung 5 zeigt das Transformatormodell mit seinen Komponenten. Die Formeln (1) bis (6) sind dem Modell hinterlegt.

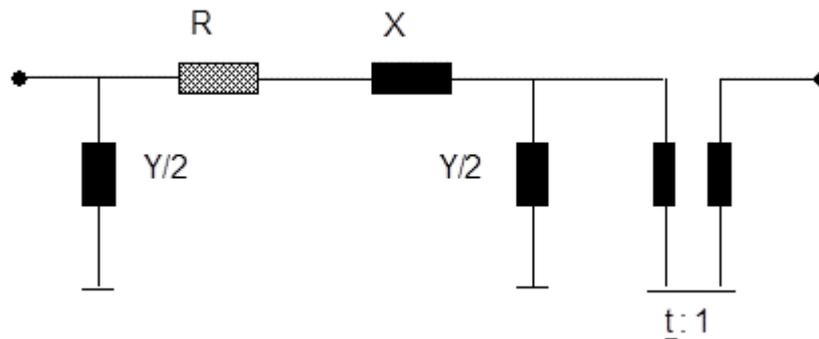


Abbildung 5: Lastfluss Transformatormodell mit zwei Windungen aus Neplan.

$$Z = U_{kr} * \frac{U_{r1}^2}{S_r * 100} \quad (1)$$

$$R = U_{Rr} * \frac{U_{r1}^2}{S_r * 100} \quad (2)$$

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (3)$$

$$Y_{Fe} = \frac{P_{Fe}}{U_{r1}^2} \quad (4)$$

$$Y_0 = I_0 * \frac{S_r}{100 * U_{r1}^2} \quad (5)$$

$$Y = Y_{Fe} - j * \sqrt{Y_0^2 - Y_{Fe}^2} \quad (6)$$

$U_{kr}$	Kurzschlussspannung in % bezogen auf $S_r$ und $U_{r1}$
$U_{r1}$	Nennspannung der Primärwicklung
$S_r$	Nennscheinleistung in MVA
$I_0$	Leerlaufstrom in % bezogen auf $S_r$ und $U_{r1}$
$U_{Rr}$	Kupferverluste für Windung 1 und 2 in % bezogen auf $S_r$ und $U_{r1}$
$P_{Fe}$	Eisenverluste in kW.

### 3.2.2 Modell RONT

Das Lastflussmodell des RONT unterscheidet sich nicht von dem des ONT auf der Betrachtungsebene des Mittelspannungsnetzes. Aus diesem Grund wurden keine separaten Simulationen mit RONT durchgeführt.



### 3.2.3 Modell SST

Für die Simulation des SST wurde ein benutzerdefiniertes Modell (User defined model, UDM) in Neplan erstellt. Ein UDM ist in diesem Fall ein Netzelement mit zwei Ports und es ersetzt im Netzmodell den ONT. Die Funktionen und Verlustmechanismen des Netzelements können nach einer vorgegebenen Struktur programmiert werden.

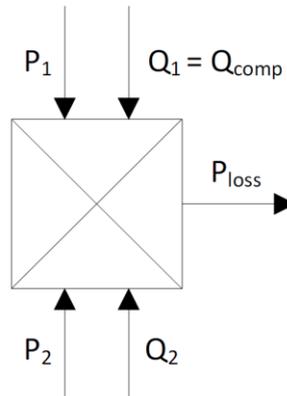


Abbildung 6: Schematische Darstellung des benutzerdefinierten Modell für den SST.

Abbildung 6 zeigt die schematische Darstellung des UDM für den SST. Port 1 ( $P_1$ ,  $Q_1$ ) wird mit dem Mittelspannungsnetz, Port 2 ( $P_2$ ,  $Q_2$ ) mit dem Niederspannungsnetz verbunden. Für die Leistungsbilanz gelten die Formeln (7) und (8).  $Q_{comp}$  ist unabhängig von  $Q_2$  und kann innerhalb der Auslastungslimiten des SST frei definiert werden.  $Q_1$  und  $Q_2$  sind beim SST vollständig voneinander entkoppelt.  $P_2$  und  $Q_2$  sind vollständig durch die Last- und Erzeugungssituation im Niederspannungsnetz definiert.

$$P_1 + P_2 = P_{loss} \quad (7)$$

$$Q_1 = Q_{comp} \quad (8)$$

Die Transformatorverluste  $P_{loss}$  sind abhängig von der Auslastung des SST und wurden gemäss Formel (9) implementiert. Als Grundlage für die Verlustcharakteristik des SST diente die dunkelblaue Effizienzkurve aus Abbildung 2. Die Effizienzkurve wurde durch Umformung und Normierung auf die Nennscheinleistung  $S_N$  in eine Verlustkurve umgerechnet und mit einem exponentiellen Fit gemäss Formel (10) angenähert. Abbildung 7 zeigt die Literaturwerte der Verlustkurve (blau) und den implementierten exponentiellen Fit (orange). Es ist ersichtlich, dass die Verluste mit steigender Auslastung des SST bis auf ca. 3% abnehmen. Bei geringer Auslastung hingegen können die Verluste 10% oder mehr betragen. Die Auslastung des SST wurde über den Mittelwert der Scheinleistungen  $S_1$  und  $S_2$  berechnet.

$$P_{loss} = \varepsilon * \frac{(S_1 + S_2)}{2} \text{ mit} \quad (9)$$

$$\varepsilon = a * e^{\frac{b * (S_1 + S_2)}{S_N * 2}} + c \text{ mit} \quad (10)$$

$$S_x = \sqrt{P_x^2 + Q_x^2} \quad (11)$$

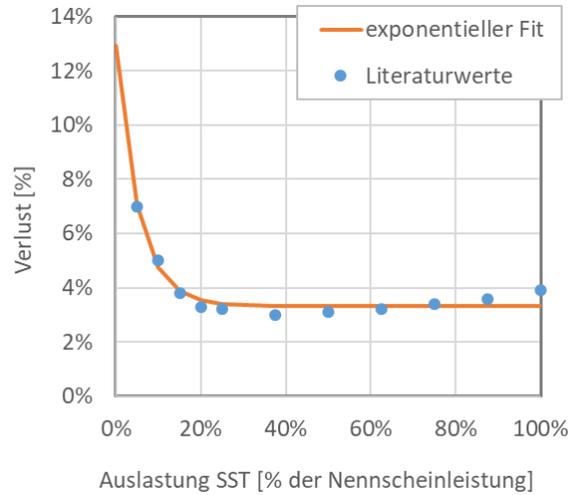


Abbildung 7: SST Verlustkurve (gemäss [5], angepasst) und implementierter exponentieller Fit

Für die Regelung der Blindleistung  $Q_{comp}$  des SST wurden zwei Betriebsmodi definiert. Im Blindleistungskompensationsmodus kompensiert der SST die Blindleistung in einer vorgegebenen Leitung im Mittelspannungsnetz (siehe Bereich 3 in Abbildung 8), um so die Leitungsverluste zu minimieren. Sobald die externe Referenzspannung  $V_{ext}$  aufgrund hoher Einspeisung oder Last ausserhalb der erlaubten Spannungsgrenzen liegt, wechselt der SST in den Spannungsregelungsmodus. Dabei wird durch Einspeisen von Blindleistung die Spannung erhöht oder gesenkt, bis die Spannungsgrenzen eingehalten werden (Bereiche 2 und 4 in Abbildung 8) oder der SST seine Leistungslimite erreicht (Bereiche 1 und 5 in Abbildung 8). Im untersuchten Netzmodell wurde die Spannung am Ende der längsten Leitung im Mittelspannungsnetz als Referenzspannung  $V_{ext}$  definiert, da dieser Knoten die stärksten Spannungsschwankungen aufweist (siehe Abbildung 4).

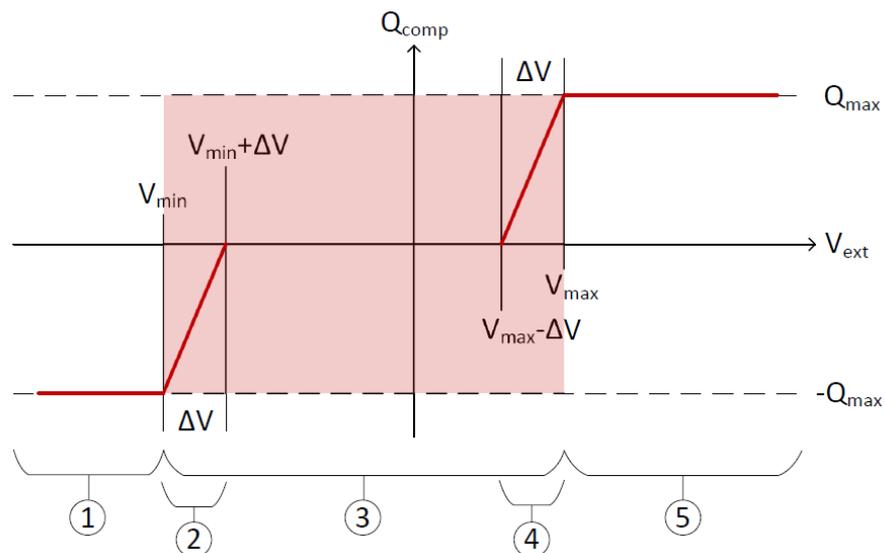


Abbildung 8: Regelungscharakteristik der Blindleistungseinspeisung des SST / HT



Da der SST reine Blindleistung einspeisen kann, wurde bei der Simulation davon ausgegangen, dass  $Q_{max}$  der Nennscheinleistung  $S_N$  entspricht. Der Sollwert der Spannung an der Unterstation (hier Abgang Schwanden) liegt bei 1.04 p.u.. Als Designrichtlinie wurde für den maximal zulässigen Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz 0.06 p.u. und für die zulässige Spannungsanhebung 0.02 p.u. angenommen. Das zulässige Spannungsband aller Knoten im Mittelspannungsnetz liegt somit zwischen 0.98 p.u. ( $V_{min}$ ) und 1.06 p.u. ( $V_{max}$ ).  $\Delta V$  (siehe Abbildung 8) wird aus simulationstechnischen Gründen verwendet und auf 0.01 p.u. festgelegt. Der Parameter hat keinen nennenswerten Einfluss auf die Ergebnisse.

Bei ersten Simulationen hat sich gezeigt, dass der Blindleistungskompensationsmodus netto nicht zur Verminderung der Gesamtverluste führt. Die Leitungsverluste auf NE 5 wurden leicht reduziert, während die Verluste im SST durch die Blindleistungsbereitstellung überproportional gestiegen sind, was netto zu höheren Verlusten führt. Aus diesem Grund wurde bei allen Simulationen auf die Blindleistungskompensation verzichtet.

#### 3.2.4 Modell HT

Für die Simulation des HT wurde jeder ONT im Modell mit einem UDM in Serie ergänzt. Das UDM bildet dabei die Charakteristik des leistungselektronischen Teils des HT ab. Für den konventionellen Teil des HT gilt das Modell gemäss Kapitel 3.2.1.

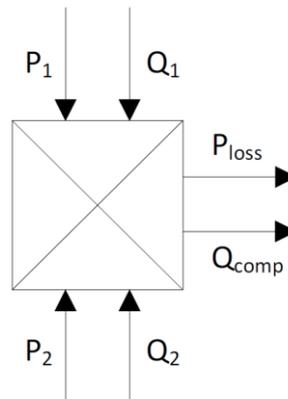


Abbildung 9: Schematische Darstellung des UDM für den HT

Abbildung 9 zeigt die schematische Darstellung des UDM für den HT. Für die Leistungsbilanz gelten die Formeln (12) und (13). Im Gegensatz zum SST sind  $Q_1$  und  $Q_2$  nicht voneinander entkoppelt. Für die Spannung  $V_2$  auf der Sekundärseite (Niederspannung) gilt die Formel (14). Zur Vereinfachung des Modells wird angenommen, dass die Phasenlagen ( $\cos(\varphi)$ ) auf der Primär- und der Sekundärseite gleich sind.

$$P_1 + P_2 = P_{loss} \quad (12)$$

$$Q_1 + Q_2 = Q_{comp} \quad (13)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta U \quad (14)$$

Die Gesamtverluste  $P_{loss}$  des HT setzen sich gemäss Formel (15) aus den Verlusten des konventionellen ONT  $P_{loss,ONT}$  und den Verlusten des leistungselektronischen Teils  $P_{loss,UDM}$  zusammen.



$$P_{loss} = P_{loss,ONT} + P_{loss,UDM} \quad (15)$$

$$P_{loss,UDM} = (1 - \eta_{LE}) * 2 * \sqrt{\left(\frac{Q_{comp}}{2}\right)^2 + \left(\frac{\Delta U * P_2}{V_2}\right)^2} \quad (16)$$

Der Ausdruck unter der Wurzel entspricht der Scheinleistung eines Konverters der Leistungselektronik. Die Scheinleistung setzt sich zusammen aus der Hälfte der Blindleistung (da zwei Konverter) sowie der Wirkleistung für die Spannungsregelung. Da der HT zwei Konverter (AC / DC und DC / AC) enthält, wird die Scheinleistung verdoppelt. Die gesamte Scheinleistung wird mit der Effizienz der Leistungselektronik  $\eta_{LE}$ , bzw. mit  $(1 - \eta_{LE})$  multipliziert. Für die Simulationen wurde von einer konstanten Effizienz  $\eta_{LE}$  von 97% ausgegangen.

Für die Blindleistung  $Q_{comp}$  gilt dieselbe Regelungscharakteristik wie beim SST (siehe Kapitel 3.2.3 und Abbildung 8), allerdings mit einem tieferem  $Q_{max}$ . Die Regelung der Spannung  $V_2$  auf der Sekundärseite bzw. die Spannungsdifferenz  $\Delta U$  wurde gemäss Abbildung 10 abhängig von der Auslastung ( $P_2 / S_N$  in %) des HT implementiert. Im Normalfall liegt die Auslastung im tiefen zweistelligen Prozentbereich, was bedeutet, dass die Spannungsregelung nicht aktiv ist (Bereich 3 in Abbildung 10). Übersteigt die Auslastung das definierte untere Limit (*lower limit*), steigt der Betrag der Spannungsdifferenz bis zu einem definierten Maximum  $\Delta U_{max}$  an (Bereiche 2 und 4 in Abbildung 10). Übersteigt die Auslastung das obere Limit (*upper limit*) beträgt die Spannungsdifferenz das definierte Maximum (Bereiche 1 und 5 in Abbildung 10).

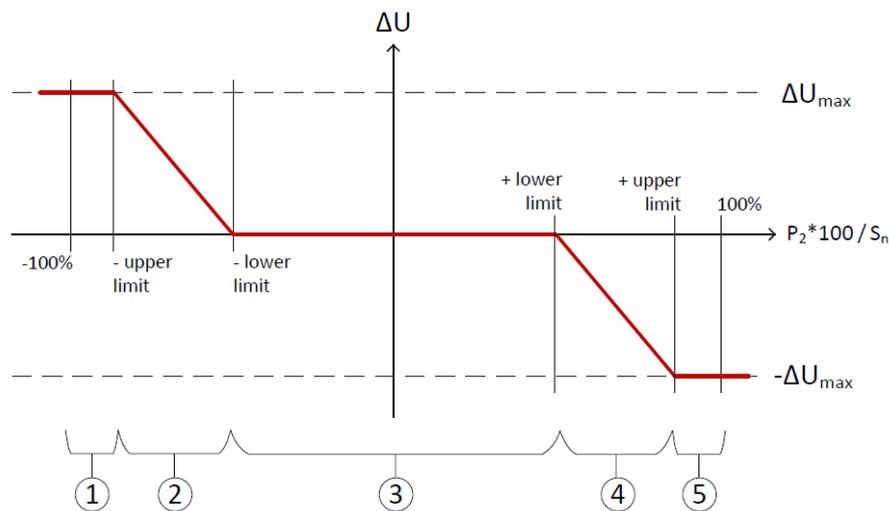


Abbildung 10: Regelungscharakteristik der Sekundärspannung des HT. Negative Auslastung bei Last, positive Auslastung bei Einspeisung

Die maximale Blindleistung  $Q_{max}$  des HT wurde auf 20% der Nennscheinleistung  $S_N$  festgelegt. Für die Parameter  $V_{min}$ ,  $V_{max}$  und  $\Delta V$  gelten die gleichen Werte wie beim SST (siehe Kapitel 3.2.3). Bei der Regelungscharakteristik der Sekundärspannung des HT wurden eine maximale Änderung  $\Delta U_{max}$  von 0.05 p.u., ein unteres Auslastungslimit (*lower limit*) von 50% und ein oberes Auslastungslimit (*upper limit*) von 90% festgelegt.

Wie beim SST wurde bei den Simulationen des HT auf den Blindleistungskompensationsmodus verzichtet, da dieser zu höheren Gesamtverlusten führt.



### 3.3 Last und Erzeugungsprofile

#### 3.3.1 Gemessene Lastprofile

Die BKW hat in ihrem Verteilnetz Wohlen bei Bern 109 Ortsnetztransformatoren auf NE 6 mit Equipment zur Messung von Strömen, Spannungen und Leistungen ausgestattet. Dazu gehören auch die Transformatoren im Abgang Schwanden. Da die Datenerfassung seit August 2017 mehrheitlich zuverlässig funktioniert, standen erstmals Daten über den Zeitraum von einem ganzen Jahr zur Verfügung. Konkret vom 1. August 2017 bis zum 31. Juli 2018, weshalb dieser Zeitraum für die Simulation gewählt wurde.

Die Daten mussten für die Simulation mit Neplan aufbereitet und ergänzt werden. Dabei wurde wie folgt vorgegangen:

- Mehrfacheinträge mit demselben Zeitstempel wurden gelöscht.
- Grössere Datenlücken am Anfang des Simulationszeitraums (z.B. ganzer August fehlt) wurden mit Daten des Folgemonats ergänzt. Dies kam bei drei Transformatoren vor.
- Kleinere Datenlücken (einer bis mehrere 5 min Werte) wurden mit Daten desselben Zeitpunkts der vorgängigen Woche ergänzt.
- Die Originaldaten mit einer Auflösung von 5 min wurden durch Mittelwertbildung über drei Messwerte in eine 15 min Auflösung umgerechnet.

Für zwei Transformatoren waren keine Daten vorhanden. Für diese wurde ein Lastprofil von einem Transformator mit der gleichen Nennscheinleistung verwendet.

Die von BKW erhaltenen Messdaten enthielten sehr viele Messwerte pro Zeitpunkt (Spannungen, Ströme, Leistungen, etc.). Für die Simulation wurden nur die Wirk- und Blindleistungen verwendet.

#### 3.3.2 Ladeprofile für Elektrofahrzeuge

Die Modellierung zukünftiger Lastgänge berücksichtigt den Zuwachs der Elektromobilität. Es ist anzunehmen, dass das Ladeverhalten unterschiedlicher Besitzer von Elektrofahrzeugen in einem Versorgungsgebiet stochastisch geprägt ist, sich jedoch auch nach bestimmten Tages- und Wochenrhythmen orientiert. Mangels verlässlicher Messdaten wurden die Ladeprofile der Flotte von Elektrofahrzeugen, welche dieser Studie zugrunde liegen, zufällig, mit einer Auflösung von 15 min generiert. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Dem Zufallsgenerator wurde eine Wahrscheinlichkeitsdichte für Abfahrtszeiten innerhalb eines Wochentages vorgegeben. Die Abfahrtszeit gibt den Zeitpunkt wieder, bei welchem das Fahrzeug von der Ladestation getrennt wird und der Besitzer eine Fahrt antritt. Die Verteilung dieser Abfahrtszeiten wurde für Wochentage und Wochenenden unterschiedlich festgelegt und basiert auf eigenen Abschätzungen. Zum Beispiel wurde davon ausgegangen, dass ein Grossteil der Fahrzeuge (67%) an Wochentagen am Morgen zwischen 5 und 8 Uhr von der Ladestation getrennt werden. Ein kleinerer Teil der Fahrzeuge (15%) wird tagsüber geladen und jeweils am Abend zwischen 16 und 19 Uhr getrennt. Auch zwischen diesen ausgeprägten Zeitintervallen ist die Wahrscheinlichkeit der Abfahrt nicht gleich Null (siehe Abbildung 11a).
- Die Fahrzeit resp. die Dauer nach der Trennung von der Ladestation bis zur nächsten Ladeperiode wurde gemäss Abbildung 11b festgelegt. Es handelt sich hier um Mittelwerte. Die effektive Fahrzeit, wurde wiederum zufällig definiert, unter Berücksichtigung einer Gauss'schen Verteilung um diesen Mittelwert mit einer Standardabweichung von 45 min.



- Der tägliche Verbrauch eines Elektrofahrzeugs wurde mit 5.4 kWh festgelegt. Entsprechend [6] wurde die Speicherkapazität bestimmt und basierend auf der täglichen, durchschnittlichen Fahrleistung des motorisierten Individualverkehrs nach [7] (ca. 25 km) und der Fahrleistung bei vollständiger Entleerung der Batterie nach [6] die tägliche Entladung abgeleitet.
- Die elektrischen Ladeleistungen verteilt über die Fahrzeugflotte wurden mit 3.7 kW (50%) 7.2 kW (25%) sowie 11 kW (25%) definiert (siehe auch [8]).

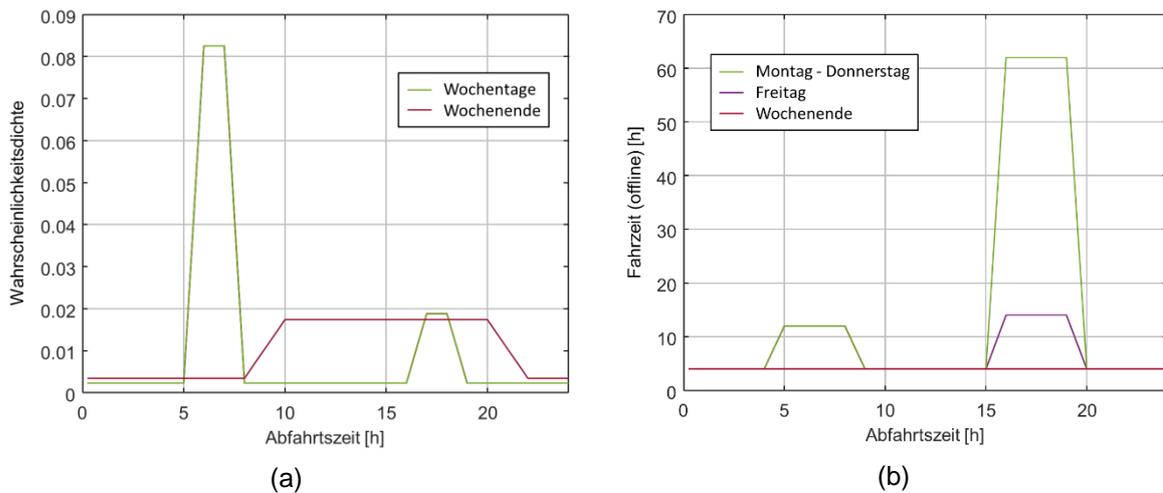


Abbildung 11: Annahmen für die stochastische Modellierung des Ladeverhaltens einer Fahrzeugflotte von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz. (a) Wahrscheinlichkeitsdichte der Abfahrtszeiten (Trennung von der Ladestation). (b) Mittlere Fahrzeiten als Funktion der Abfahrtszeit (Zeit von der Abtrennung des Fahrzeugs von der Ladestation bis zum nächsten Ladezyklus).

Abbildung 12 zeigt einen Ausschnitt aus einem generierten und aggregierten Ladeprofil von drei Wochentagen einer Flotte von 100 Elektrofahrzeugen. An Werktagen dominiert die abendliche Wiederaufladung des Elektrofahrzeugs, während am Samstag die Ladezyklen breiter gestreut sind. Sämtliche Leistungsmaxima liegen, ausgenommen von einer kleinen Anzahl Ausreisser, unter 180 kW.

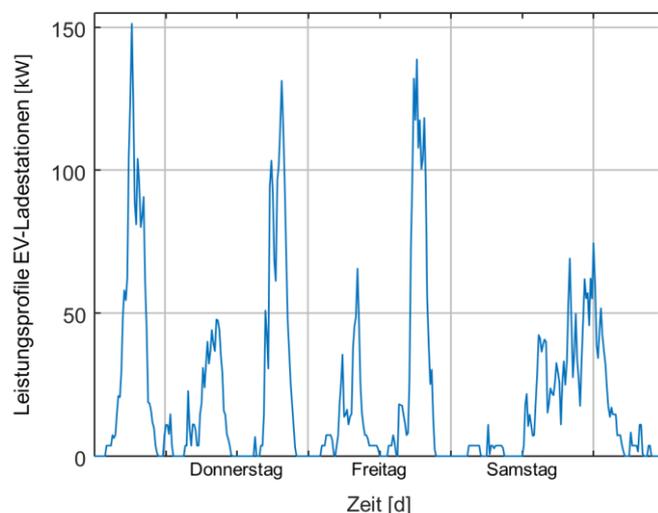


Abbildung 12: Ausschnitt aus dem jährlichen, aggregierten Ladeprofil einer Flotte von 100 Elektrofahrzeugen. Die Profile wurden mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min generiert.



### 3.3.3 Erzeugungsprofile Photovoltaik

Erzeugungsprofile von PV-Anlagen wurden für die Zukunftsszenarien in aggregierter Form für einzelne Niederspannungsnetze erzeugt. Die produzierte elektrische Leistung einer PV-Anlage wurde in Abhängigkeit der wetterbedingten solaren Einstrahlung gemäss [9] modelliert. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Zukunftsszenarien basieren auf der gemessenen Globalstrahlung der Wetterstation Zollikofen im Zeitraum 1. August 2017 bis 31. Juli 2018.
- Die Ausrichtung der PV-Module wurde basierend auf dem bestehenden Dachflächenpotenzial [10] proportional auf die Ausrichtungen Süd, Ost und West festgelegt [11].
- Die Dachneigung beträgt  $30^\circ$ .

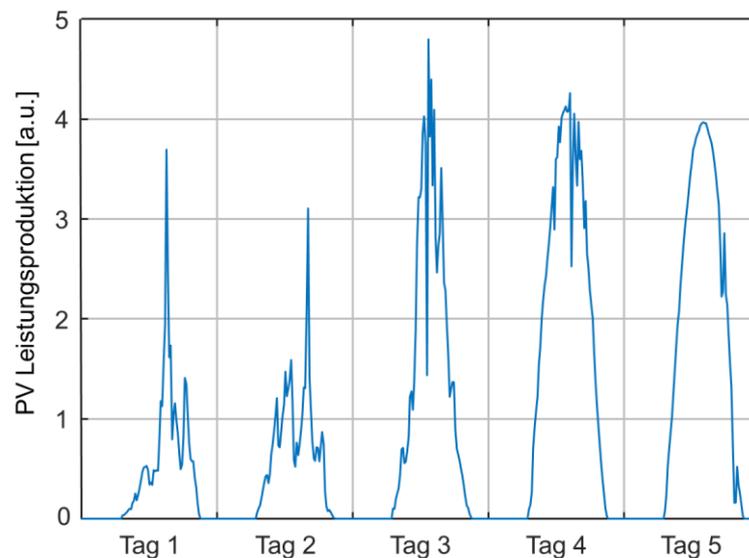


Abbildung 13: Auszug aus dem wetterabhängigen Jahresproduktionsprofil aller modellierten PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz (Aarbergstrasse 81). Zeitliche Auflösung: 15 min.

## 3.4 Szenarien

Um Grenzen und Potential der verschiedenen Transformatortechnologien aufzuzeigen, wurden neben der Ausgangslage zwei verschiedene Szenarien für den Zubau von Photovoltaik und die Verbreitung der Elektromobilität ausgearbeitet. Diese Szenarien bilden mögliche Verhältnisse im Jahr 2050 ab.

Die Ausgangslage beschreibt den Ist-Zustand des Netzes und dient als Vergleichsbasis. Die Szenarien *ES2050* sowie *Swissolar* beruhen auf Studien über die Entwicklung der Elektromobilität (als Last) bzw. Photovoltaik (Einspeisung) bis im Jahr 2050. Die Elektrofahrzeuge wurden dabei nur als zusätzliche Last, und nicht als Speicher betrachtet.

Für die beiden Szenarien *ES2050* sowie *Swissolar* wurde zusätzlich untersucht, welchen Einfluss eine Blindleistungseinspeisung von PV-Wechselrichtern auf die Verluste und Spannungsstabilität hat.

Grundsätzlich wurden für alle Szenarien die realen, gemessenen Lastprofile der Transformatoren (Zeitraum 1. August 17 – 31. Juli 18) verwendet. Die Zukunftsszenarien wurden ergänzt mit der zu-



sätzlichen Einspeisung durch den Ausbau der Photovoltaik und der zusätzlichen Last durch den Ausbau der Elektromobilität. Die Szenarien und deren Grundlagen werden in den folgenden Unterkapiteln erläutert. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die simulierten Szenarien.

Szenario	Photovoltaik	Elektromobilität	Blindleistung PV-Wechselrichter
<i>Ausgangslage</i>	Keine zusätzliche Einspeisung	Keine zusätzliche Last	Keine Blindleistungseinspeisung: $\cos(\varphi) = 1$
<i>ES2050-1</i>	Die zusätzlich installierte PV-Leistung beträgt 31.5% der Nennscheinleistung des jeweiligen Transformators	Jährlich 200 kWh zusätzlicher Energiebedarf pro kVA Trafonennleistung.	Keine Blindleistungseinspeisung: $\cos(\varphi) = 1$
<i>ES2050-0.9</i>			Blindleistungseinspeisung: $\cos(\varphi)$ gemäss Charakteristik.
<i>Swissolar-1</i>	Die zusätzlich installierte PV-Leistung beträgt 94.9% der Nennscheinleistung des jeweiligen Transformators	Jährlich 250 kWh zusätzlicher Energiebedarf pro kVA Trafonennleistung.	Keine Blindleistungseinspeisung: $\cos(\varphi) = 1$
<i>Swissolar-0.9</i>			Blindleistungseinspeisung: $\cos(\varphi)$ gemäss Charakteristik.

Tabelle 1: Szenarienübersicht

### 3.4.1 Szenario *Ausgangslage*

Das Szenario *Ausgangslage* entspricht dem Ist-Zustand während dem Simulationszeitraum vom 1. August 2017 bis zum 31. Juli 2018. Die diesem Szenario zugrunde gelegten Lastprofile der einzelnen versorgten Niederspannungsnetze wurden am Transformator gemessen. Die Lastflüsse im simulierten Mittelspannungsnetz können also mit sehr hoher Genauigkeit wiedergegeben werden (siehe auch Kapitel 3.3.1).

### 3.4.2 Szenario *ES2050*

Das Bundesamt für Energie hat im Bericht «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050» drei Szenarien für die Energieerzeugung in der Schweiz im Jahr 2050 vorgestellt [12].

In der Variante C&E wird davon ausgegangen, dass 11'120 GWh elektrische Energie schweizweit über Photovoltaik gedeckt werden muss.

Zur Modellierung der PV-Erzeugung in den simulierten Niederspannungsnetzen wurde die schweizweite Erzeugung proportional zu den Transformatornennleistungen auf Netzebene 6 heruntergebrochen. Die in dieser Studie verwendete Anzahl sowie die Verteilung vorkommender Nennleistungen auf Netzebene 6 in der Schweiz basiert auf einer Marktstudie [13]. Darin wird festgehalten, dass in der Schweiz rund 70'000 – 80'000 Verteiltransformatoren existieren. Um die Verteilung der Nennleistungen zu bestimmen, wurden Stichproben durchgeführt. Daraus resultiert die in Abbildung 14 dargestellte Verteilung innerhalb einer Stichprobe von 8'761 Transformatoren [13].

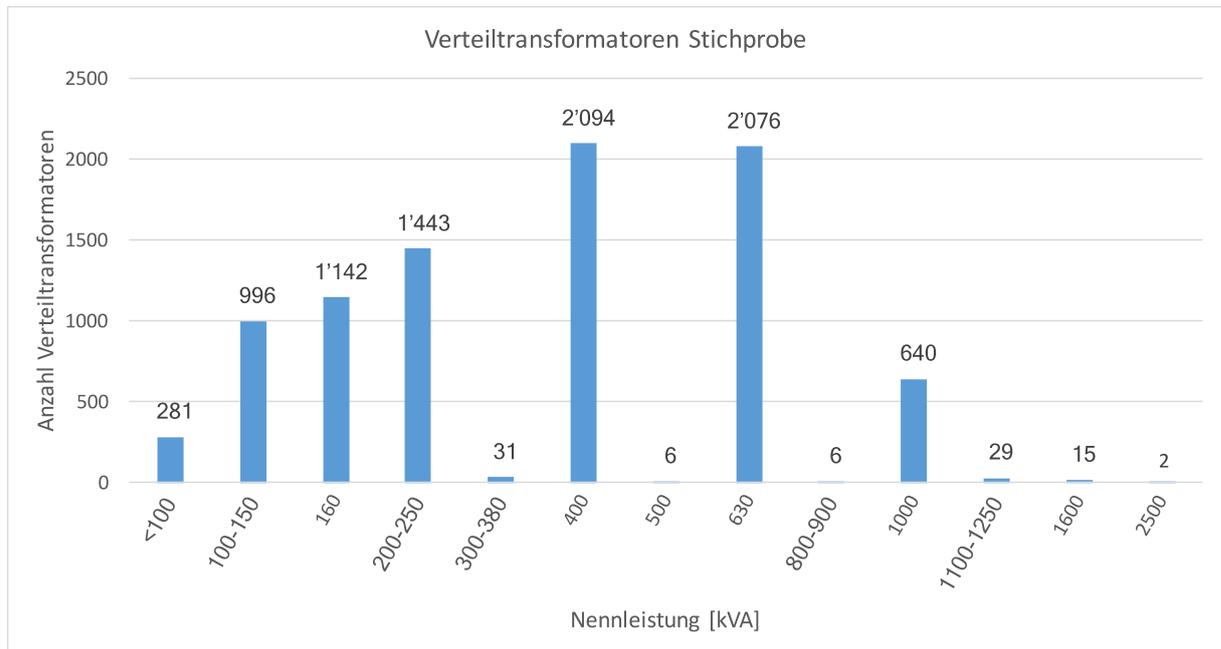


Abbildung 14: Verteilung der Nennleistung einer Stichprobe von Verteilnetztransformatoren in der Schweiz.

Diese Verteilung wurde auf die Grundgesamtheit aller Verteiltransformatoren auf Netzebene 6 in der Schweiz (75'000 Stück) extrapoliert und dann die nötige PV Nennleistung unter der Annahme einer Produktion von 1000 Volllaststunden abgeleitet. Es resultiert für dieses Szenario ein Verhältnis von installierter PV Nennleistung ( $P_{PV}$ ) zur Nennleistung des Verteilnetztransformators ( $S_N$ ) von

$$\frac{P_{PV} [kWp]}{S_N [kVA]} = 37\%.$$

Die Zunahme der Elektromobilität wurde in diesem Szenario mit einem schweizweiten Energiebedarf von 6 TWh beziffert, was einem mittleren Zuwachsszenario für das Jahr 2050 in [6] entspricht. Diese Energiemenge wird analog zur obigen Beschreibung proportional auf die in der Schweiz vorkommenden Verteilnetztransformatoren heruntergebrochen. Es resultiert ein Verhältnis von der Anzahl im Netzgebiet vorkommender Elektroautos ( $N_{EV}$ ) zur Nennleistung des versorgenden Verteilnetztransformators ( $S_N$ ) von

$$\frac{N_{EV} [stk.]}{S_N [kVA]} = 0.101/kVA.$$

Der Verbrauch aller versorgten Gebäude im Netz, abgesehen vom separat modellierten Zuwachs von Photovoltaik und Elektromobilität wurde mit der Messung der *Ausgangslage* (siehe Kapitel 3.4.1) gleichgesetzt.

### 3.4.3 Szenario *Swissolar*

Dieses Szenario beruht auf einer Analyse, welche Meteotest für Swissolar durchgeführt hat [14]. Darin wurde das Potential von Photovoltaik und thermischen Solaranlagen in der Schweiz untersucht.

Die Studie unterscheidet zum einen zwischen dem technischen, wirtschaftlichen und dem nachhaltigen Potential und zum anderen zwischen einer Dachanlage und einer Fassadenanlage. Das technische Potential bezieht sich auf die maximal installierbare Menge an PV auf einem Dach oder Fassade. Das wirtschaftliche beinhaltet noch gewisse Reduktionsfaktoren, weil praktisch nie eine ganze Fläche genutzt werden kann. Oft gibt es noch Kamine, Fenster oder sonstige Aufbauten, welche eine volle



Bebauung verunmöglichen. Durch geschützte Objekte und gesellschaftliche Aspekte gehen ebenfalls nutzbare Flächen verloren. Die Schnittmenge all dieser Potentiale ergibt das nachhaltige Potential, welches für Dachflächen bei 24.6 TWh liegt. Werden die nachhaltigen Fassadenflächen noch dazu genommen entsteht ein Potential von 30.2 TWh. Diese Energiemenge wurde analog zum Szenario *ES2050* im obigen Kapitel auf eine im Niederspannungsnetz installierte PV Nennleistung heruntergebrochen. Daraus resultiert für dieses Szenario ein Verhältnis von installierter PV Nennleistung ( $P_{PV}$ ) zur Nennleistung des Verteilnetztransformators ( $S_N$ ) von

$$\frac{P_{PV} [kWp]}{S_N [kVA]} = 100\%.$$

Die Zunahme der Elektromobilität wurde in diesem Szenario mit einem schweizweiten Energiebedarf von 7.5 TWh beziffert, was einem progressiven Zuwachsszenario für das Jahr 2050 in [6] entspricht. Diese Energiemenge wurde proportional auf die in der Schweiz vorkommenden Verteilnetztransformatoren heruntergebrochen. Es resultiert ein Verhältnis von der Anzahl im Netzgebiet vorkommender Elektroautos ( $N_{EV}$ ) zur Nennleistung des versorgenden Verteilnetztransformators ( $S_N$ ) von

$$\frac{N_{EV} [stk.]}{S_N [kVA]} = 0.127/kVA.$$

Der Verbrauch aller versorgten Gebäude im Netz, abgesehen vom separat modellierten Zuwachs von Photovoltaik und Elektromobilität wurde mit der Messung der *Ausgangslage* (siehe Kapitel 3.4.1) gleichgesetzt.

#### 3.4.4 Blindleistungseinspeisung PV-Wechselrichter

Die Szenarien *ES2050* sowie *Swissolar* wurden jeweils in zwei Ausprägungen verwendet:

- Die Leistungsfaktoren der PV-Wechselrichter werden bei  $\cos(\varphi) = 1$  festgelegt. Die Szenariobezeichnung wird in diesem Fall um den Zusatz «-1» ergänzt.
- Die Leistungsfaktoren der PV-Wechselrichter werden nach Vorgabe einer Kennlinie geführt (siehe Abbildung 15). Die Aufnahme von Blindleistung wird von modernen PV-Wechselrichtern unterstützt und ermöglicht eine Reduktion des Spannungsanstiegs im Vergleich zu a). Der dadurch erhöhte Blindleistungsbedarf des Netzes führt jedoch zu leicht erhöhten Strömen im Netz, was unter Umständen gewisse Leitungen überlastet und somit die Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeuger beeinträchtigt. Die Szenariobezeichnung wird in diesem Fall um den Zusatz «-0.9» ergänzt.

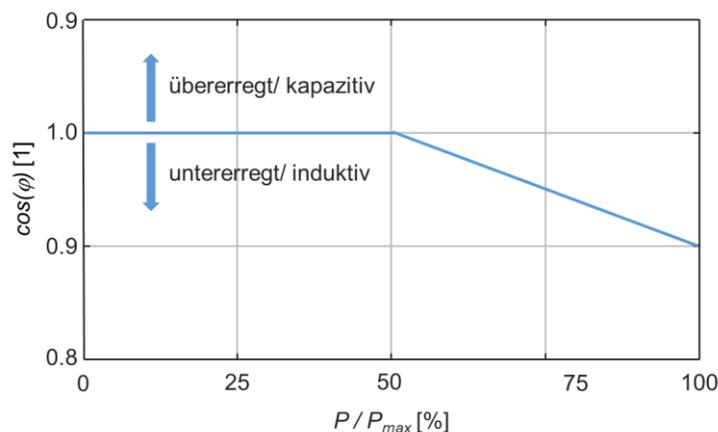


Abbildung 15: Vorgegebene Leistungsfaktorkennlinie aktiver PV-Wechselrichter zur Spannungsstützung im Nieder- und Mittelspannungsnetz.



## 3.5 Simulation Mittelspannungsnetz

### 3.5.1 Verlustberechnung

Die jährlichen Verluste im Mittelspannungsnetz, also auf Netzebene 5, wurden anhand der Formel (17) berechnet. Die Lastflusssimulation ergibt für jedes Leitungssegment die entsprechende ohmsche Verlustleistung ( $Leitungsverlust_{t,j}$ ) für jeden Zeitpunkt  $t$ . Summiert über alle  $m$  ( $= 79$ ) Leitungen und den Simulationszeitraum  $t_{start} - t_{end}$  ergibt sich daraus die jährliche Verlustenergie.

$$Verluste\ NE5\ [kWh] = \frac{1}{4} [h] * \sum_{j=1}^m \sum_{t_{start}}^{t_{end}} Leitungsverlust_{t,j} [kW]. \quad (17)$$

Die Verluste der  $n$  ( $= 39$ ) Transformatoren (NE 6) wurden analog zu den Leitungsverlusten gemäss Formel (18) berechnet.

$$Verluste\ NE6\ [kWh] = \frac{1}{4} [h] * \sum_{i=1}^n \sum_{t_{start}}^{t_{end}} Transformatorverlust_{t,i} [kW] \quad (18)$$

Um ein ganzheitliches Bild der Verluste zu erhalten, wurden zusätzlich die Verluste im Niederspannungsnetz (NE 7) abgeschätzt. Diese Verluste wurden nicht durch eine Lastflusssimulation bestimmt, sondern anhand der im Niederspannungsnetz fliessenden Ströme bzw. einer mittleren Scheinleistung  $S_{t,i}$  gemäss Formeln (19) und (20) abgeschätzt. Die Abschätzung basiert auf der Annahme, dass der Strom, welcher die ohmschen Verluste hervorruft, proportional zur summierten Scheinleistung aller  $n$  Erzeuger und Verbraucher im Netz geschrieben werden kann.

$$P_{loss} \propto |I|^2 \propto |S|^2, \quad \text{mit} \quad |S|^2 = |U|^2 |I|^2 \quad \text{und} \quad U \cong const \quad (19)$$

$$Verluste\ NE7\ [kWh] = k * \frac{1}{4} [h] * \sum_{i=1}^n \sum_{t_{start}}^{t_{end}} |S_{t,i}|^2 [kVA^2] \quad (20)$$

Die mittlere Scheinleistung  $S_{t,i}$  wurde aus dem Mittelwert zweier komplementärer Ansätze A und B berechnet. Ansatz A repräsentiert ein Netz, in welchem sich Erzeugung und Verbrauch verlustlos kompensieren und nur die Differenz über das verlustbehaftete Netz übertragen werden muss (Formel (21)). Ansatz B stellt die Situation dar, in welcher dieser Ausgleich erst nach dem verlustbehafteten Leitungstransport stattfindet (Formel (22)). Ansatz A stellt eine Untergrenze, Ansatz B eine Obergrenze für den effektiven, verlustverursachenden Lastfluss im Netz dar. Für ein reales Netz ist ein Resultat zwischen diesen Ansätzen A und B zu erwarten.

$$|S_{t,i}^A| = \sqrt{\left(P_{Last_{t,i}} + P_{EV_{t,i}} + P_{PV_{t,i}}\right)^2 + \left(Q_{Last_{t,i}} + Q_{EV_{t,i}} + Q_{PV_{t,i}}\right)^2} \quad (21)$$

$$|S_{t,i}^B| = \sqrt{P_{Last_{t,i}}^2 + Q_{Last_{t,i}}^2} + \sqrt{P_{EV_{t,i}}^2 + Q_{EV_{t,i}}^2} + \sqrt{P_{PV_{t,i}}^2 + Q_{PV_{t,i}}^2} \quad (22)$$

$$|S_{t,i}| = \frac{|S_{t,i}^A| + |S_{t,i}^B|}{2} \quad (23)$$

Formel (20) enthält eine Proportionalitätskonstante  $k$ , welche die Höhe der Verluste bestimmt.  $k$  wurde so gewählt, dass die Verluste im Szenario *Ausgangslage* mit den konventionellen Transformatoren 2% betragen. Die 2% entsprechen gemäss [2] der durchschnittlichen Netzverluste auf der Netzebene 7 und werden nach Formel (24) berechnet. Die Summe der Bezüge der Netzebene 7 entspricht der gesamten Einspeisung (PV, Transformator und teilweise gemessene Last) in die Netzebene. Die Summe der Abgaben ist dementsprechend die Leistung, die von der Netzebene 7 an den Transforma-



tor oder die Lasten abgegeben wird. Die Differenz entspricht den vorgängig gemäss Formel (20) berechneten Verlusten.

$$Verlust NE x [\%] = \frac{\sum Bezug NE x - \sum Abgabe NE x}{\sum Bezug NE x} * 100 = \frac{Verluste NE x}{\sum Bezug NE x} * 100 \quad (24)$$

### 3.5.2 Netzaufnahmekapazität (NE 5) für dezentrale Erzeugungsanlagen

Das untersuchte Netzmodell weist gegenwärtig eine grosszügige Dimensionierung der Betriebsmittel (Ortsnetztransformatoren und Leitungen) auf, was eine tiefe durchschnittliche Auslastung bedeutet. Mit dem kontinuierlichen Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen, speziell von stark fluktuierenden Erzeugern wie Photovoltaik, können die Betriebsmittel in Zukunft stärker belastet bzw. überlastet werden. Weiter kann bei hoher dezentraler Produktion und gleichzeitig tiefer Last die Spannung an den Anschlusspunkten stark ansteigen und zu einer Verletzung der definierten Spannungslimiten führen.

Auf Netzebene 7 bieten die Transformatortechnologien SST, HT und RONT die Möglichkeit, die Spannung zu beeinflussen und so die Aufnahmefähigkeit für dezentrale Erzeugungsanlagen zu erhöhen (siehe Kapitel 3.6). Auf Netzebene 5 hingegen ist es nur mit SST und HT möglich, die Spannung mittels Blindleistungseinspeisung zu beeinflussen. Dadurch lässt sich die Aufnahmefähigkeit des Mittelspannungsnetzes für dezentrale Erzeugungsanlagen erhöhen.

Um die maximale Aufnahmefähigkeit in Abhängigkeit der Transformatortechnologie zu quantifizieren, wurde das untersuchte Netzmodell mit den verschiedenen Transformatortechnologien analysiert. Dazu wurde das beschriebene Netzmodell mit der gemessenen Last und der zusätzlichen Photovoltaik, jedoch ohne die zusätzliche Last durch die Elektromobilität verwendet. Die zusätzlich installierte Photovoltaik wurde sukzessive erhöht, bis entweder das erlaubte Spannungsband (0.98 p.u. – 1.06 p.u.) verletzt, oder die maximal zulässige Leitungsauslastung überschritten wurde. Die Photovoltaik wurde wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben gleichmässig auf die Transformatoren abhängig von deren Nennscheinleistung verteilt. Die Auslastung der Transformatoren wurde nicht als limitierender Faktor berücksichtigt, da bei der Ermittlung der maximalen Aufnahmefähigkeit auf das Netz fokussiert wird und individuelle, überlastete Transformatoren in Realität durch leistungsfähigere ersetzt werden können.

## 3.6 Simulation Niederspannungsnetze

Die Zusatzfunktionalität der Spannungsregelung, welche die Transformatortechnologien RONT, HT sowie SST gegenüber dem herkömmlichen ONT aufweisen, wirkt sich stark auf die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze von dezentralen Erzeugungsanlagen aus. Sprich, es kann dadurch deutlich mehr PV installiert werden, ohne bestehende Limiten des Netzes, hauptsächlich der erlaubten Spannungsbänder, zu verletzen.

### 3.6.1 Netzmodelle

Um die zusätzliche Aufnahmefähigkeit von PV-Anlagen gegenüber dem nicht regelbaren ONT abzuschätzen wurden 8 Niederspannungsnetze im untersuchten Versorgungsgebiet Wohlen (BE) der BKW im Detail analysiert. Zu diesem Zweck wurden Lastflusssimulationen in den Netzen Altisberg, Bergmatt, Ortschwabenstrasse, Scheuermattweg, Schuepfenried, Uettligen, Uettligenfeld und Wohlenstrasse durchgeführt. Die notwendigen Daten was Netztopologie und Hausanschlüsse in diesen Netzen anbetrifft wurden der FHNW von der BKW zur Verfügung gestellt. Die Netze decken ein breites Spektrum von typischen, im Versorgungsgebiet der BKW vorkommenden Netzen ab und lassen somit eine begrenzte Verallgemeinerung der gefundenen Resultate zu. Dies obwohl die kleine Anzahl natürlich keine statistische Extrapolation zulässt. Tabelle 2 fasst verschiedene Eckwerte der genannten Netze zusammen.



Netzbezeichnung	Bemessungsleistung Trafo [kVA]	Anzahl Haus- anschlüsse [1]	Totale Lei- tungslänge [m]	Installierte PV- Nennleistung [kW <sub>p</sub> ]
Altisberg	100	6	840	0
Bergmatt	100	13	1805	30
Ortschwabenstrasse	400	44	3465	38
Scheuermattweg	250	20	1466	25
Schuepfenried	400	57	4396	322
Uettligen	2 x 630	86	6582	103
Uettligenfeld	160	20	3372	0
Wohlenstrasse	400	54	3924	126

Tabelle 2: Eckwerte der untersuchten Niederspannungsnetze. Die installierte PV-Nennleistung bezieht sich auf die heutige *Ausgangslage*.

Die Aufnahmekapazität von Verteilungsnetzen richtet sich stark nach der örtlichen Verteilung der Lasten resp. Erzeugungsanlagen im Netz. Netzunfreundlich sind grosse oder örtlich konzentrierte Lasten, welche die lokalen Betriebsmittel überlasten können. Netzfrendlich hingegen ist eine homogene Verteilung der Belastung auf sämtliche Betriebsmittel. Um zukünftige, reale Situationen beurteilen zu können wurden beide Extremfälle quantifiziert:

**Homogene Verteilung:** Die PV-Anlagen wurden proportional zur Absicherung der einzelnen Hausanschlüsse auf alle Gebäude verteilt. Heute bestehende Anlagen wurden beibehalten. Diese Variante stellt den «best-case» dar.

**Inhomogene Verteilung:** Diese Variante soll einen realistischen «bad-case» wiedergeben. Ein «worst-case» wäre eine punktuelle Netzüberlastung einzelner oder mehrerer sehr grosser Anlagen, welche in Realität in jedem Fall eine Netzverstärkung notwendig machen würden. Basierend auf dem im Solarkataster [10] ausgewiesenen, bestehenden Dachflächenpotential wurden die im Szenario verlangten PV-Anlagen zugeteilt. Zuerst wurden grosse Dachflächen (> 50 kW<sub>p</sub>), welche die grösste Entfernung zum Ortsnetztransformator aufweisen bestückt. Dabei wurde sichergestellt, dass der Leitungsquerschnitt der Anschlussleitung für die einzelne Anlage ausreicht. Wenn dies nicht der Fall war wurde die Anlagengrösse auf 30 kW<sub>p</sub> beschränkt. Bei Anlagen kleiner 30 kW<sub>p</sub> entfällt die Genehmigung und Kontrolle durch das Starkstrominspektorat ESTI [15]. Fortschreitend wurden den Gebäuden die näher beim Ortsnetztransformator liegen PV-Anlagen zugewiesen, bis das Soll des Szenarios erfüllt war. Heute bestehende Anlagen wurden jeweils beibehalten.

Tabelle 3 beinhaltet den Vergleich beider oben beschriebenen Verteilungsvarianten für PV-Anlagen innerhalb des Zukunftsszenarios *Swissolar* am Beispiel des Netzes Scheuermattweg.



Hausanschluss	Absicherung [A]	Homogen verteilte PV [kW <sub>p</sub> ]	Inhomogen verteilte PV [kW <sub>p</sub> ]
Scheuermattweg 25	40	5.00 (bestehend)	5 (bestehend)
Scheuermattweg 45	40	20.00 (bestehend)	20 (bestehend)
Scheuermattweg 37	40	14.46	
Scheuermattweg 33	25	9.04	30
Scheuermattweg 41	40	14.46	
Scheuermattweg 31	25	9.04	
Scheuermattweg 29	40	14.46	
Scheuermattweg 27	25	9.04	
Scheuermattweg 43	40	14.46	
Scheuermattweg 39	25	9.04	
Scheuermattweg 30	80	28.93	
Scheuermattweg 51A	25	9.04	
Scheuermattweg 51B	60	21.70	51
Scheuermattweg 40	80	28.93	61
Runimoosweg 5	40	14.46	28
Scheuermattweg 57	40	14.46	
Scheuermattweg 35	40	14.46	30
<b>Total</b>		<b>251</b>	<b>251</b>

Tabelle 3: Vergleich der zwei Extremvarianten der PV-Anlagenverteilung im Netz Scheuermattweg.

### 3.6.2 Netzaufnahmekapazität (NE 7) für dezentrale Erzeugungsanlagen

Die Aufnahmekapazität von dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen kann mit netztechnischen Massnahmen erweitert werden. Für die vorliegenden Berechnungen wurden zwei Massnahmen berücksichtigt:

**Limitierung der maximalen Energieproduktion:** Sämtliche PV-Anlagen werden auf 70% ihrer Nennleistung abgeregelt. In Deutschland müssen seit 2012 alle Anlagen bis 30 kW<sub>p</sub> entweder an einem Einspeisemanagement teilnehmen oder ihre Einspeisung konstant auf 70% der Generatorleistung, also auf die installierte Nennleistung, begrenzen [16]. In der Schweiz ist dies nicht Vorschrift, kann jedoch in Absprache mit dem Elektrizitätswerk durchgeführt werden. Wirkleistungsabregelung kann durchaus Sinn machen. PV-Anlagen im Mittelland erreichen nie oder sehr selten die volle Nennleistung. Das Netz muss jedoch darauf ausgelegt sein, dass es auch in Extremsituationen stabil bleibt. Wenn nun die Einspeisung auf 70% reduziert wird, muss das Netz nicht für eine Belastung ausgelegt werden, welche nur selten eintritt. Dies bedeutet, das Netz kann mehr PV aufnehmen, da es während Spitzenzeiten weniger belastet ist. Der durch die Begrenzung entgangene Energieertrag ist relativ klein und liegt bei rund 5%.

**Blindleistungsregelung:** Im Normalfall speist ein Wechselrichter reine Wirkleistung mit einem Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  von 1 ins Netz ein (Abbildung 16a). Steigt nun die Spannung durch die Einspeisung von PV-Anlagen an, besteht die Möglichkeit dem Wechselrichter einen neuen Leistungsfaktor vorzugeben. Dadurch wird die Spannung, wie in Abbildung 16b ersichtlich, kleiner.

Seit 2011 wird in Deutschland von den PV-Wechselrichtern die Fähigkeit gefordert Blindleistung bis zu einem Leistungsfaktor von 0.9 bereitzustellen [17]. In der Schweiz berücksichtigt die BKW die Blindleistungsregelung bei Anschlussgesuchen, jedoch nur in Absprache mit dem Kunden. Durch das Verändern des Verschiebungsfaktors muss die Nennleistung des Wechselrichters erhöht werden. Bei gleichbleibender Wirkleistung und einem  $\cos(\varphi)$  von 0.9 steigt die Scheinlei-



stung um 11%. Das heisst, der Wechselrichter erfordert bei gleicher Wirkleistungsproduktion eine um 11% erhöhte Nennleistung. Durch den erhöhten Strom kann es vorkommen, dass diese Massnahme Anschlussleitungen und / oder den Ortsnetztransformator überlastet. Oft limitiert jedoch das erlaubte Spannungsband die Aufnahmekapazität des Netzes. In diesem Fall kann Blindleistungsregelung dazu beitragen, mehr erneuerbare Energiequellen ins Netz zu integrieren. In den vorliegenden Berechnungen der Aufnahmekapazität der Netze wurde ein Leistungsfaktor von 0.9 verwendet.

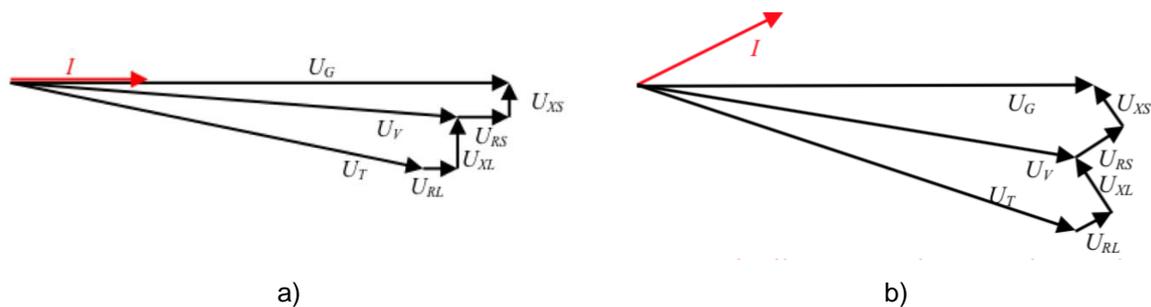


Abbildung 16: Spannungsdiagramm bei Einspeisung a) mit Leistungsfaktor 1. b) mit Leistungsfaktor  $< 1$ .  $U_{XS}$ ,  $U_{RS}$ : Spannungsabfälle an der Quellenimpedanz des Generators.  $U_V$ : Spannung am Verknüpfungspunkt,  $U_{XL}$ ,  $U_{RL}$ : Spannungsabfall durch Netzimpedanz,  $U_T$ : Spannung am Transformator. Durch die Veränderung des Leistungsfaktors wird die Differenz der Spannung an der PV-Anlage ( $U_G$ ) und dem Ortsnetztransformator ( $U_T$ ) reduziert.

Es gibt verschiedene Limitierungsfaktoren, welche die Aufnahmekapazität der Netze begrenzen. Dazu zählen:

1. **Erlaubtes Spannungsband:** Der Netzbetreiber legt maximale Grenzwerte für die verschiedenen Netzebenen fest, um zu garantieren, dass die Spannung am Anschlusspunkt des Kunden in jedem Belastungsfall die normativen Vorgaben erfüllt. Die geltende Norm ist die EN 50160, welche eine maximale Abweichung von  $\pm 10\%$  von der Nennspannung als zulässig definiert. Diese maximal zulässigen Spannungsabfälle resp. Spannungshübe müssen jedoch auf die Ebenen 4 bis 7 aufgeteilt werden, da typischerweise die letzte Spannungsregelung auf Netzebene 4 durch den Stufenschalter des Leistungstransformators an dieser Stelle vorgenommen wird. Der Netzbetreiber definiert einen Richtwert von 3% für den maximal zulässigen Spannungshub über den Netzebenen 6 und 7 für den Fall hoher, dezentraler Einspeisung. Dieser Richtwert wurde hier als Grenzwert herangezogen.
2. **Auslastung Ortsnetztransformator:** Die maximale Auslastung des versorgenden Ortsnetztransformators wurde als Grenzwert berücksichtigt.
3. **Leitungsauslastung:** Die elektrischen Leitungen im Versorgungsnetz weisen eine thermische Belastungslimite auf. Die maximal zulässige Leitungsauslastung sämtlicher Leitungen im Netz wurde als weiterer Grenzwert berücksichtigt.



## 4 Resultate

### 4.1 Verlustbetrachtung Transformatortechnologien

Anhand von Lastflusssimulationen wurden die Verluste auf den Netzebenen 5 und 6 in verschiedenen Szenarien berechnet. Die Verluste auf Netzebene 7 wurden anhand typischer Verlustwerte abgeschätzt (vgl. Kapitel 3.5.1). Abbildung 17 zeigt die Ergebnisse für das Szenario *Ausgangslage*. Der Ist-Zustand während des Simulationszeitraums (Aug. 17 – Jul. 18) entspricht der Ausgangslage mit herkömmlichen ONT.

Wie in Abbildung 17a ersichtlich wird, hat der Ersatz der ONT durch RONT oder HT keinen Einfluss auf die Gesamtverluste, während ein Ersatz durch SST zu einer Erhöhung der Gesamtverluste um 2.79 Prozentpunkte führt. Die hohen Verluste des SST sind auf die tiefere Effizienz zurückzuführen, was in Abbildung 17b deutlich durch den hohen Verlustanteil auf NE 6 zu erkennen ist. In Tabelle 4 ist ersichtlich, dass beim HT im Szenario *Ausgangslage* die Spannungsregelung (Blindleistungseinspeisung) auf Netzebene 5 nie aktiv ist und somit keine zusätzlichen Verluste verursacht. Der minim höhere Verlust des HT ist auf die Spannungsregelung auf NE 7 zurückzuführen, die ab einer Transformatorauslastung von 50% aktiv ist. Durchschnittlich ist die Spannungsregelung auf NE 7 während  $1.8\% \pm 3.7\%$  des Jahres aktiv. Die im Vergleich zum Mittelwert hohe Standardabweichung entsteht, da sich die Auslastungen der 39 HT stark unterscheiden und die Spannungsregelung nur bei einzelnen HT aktiv ist.

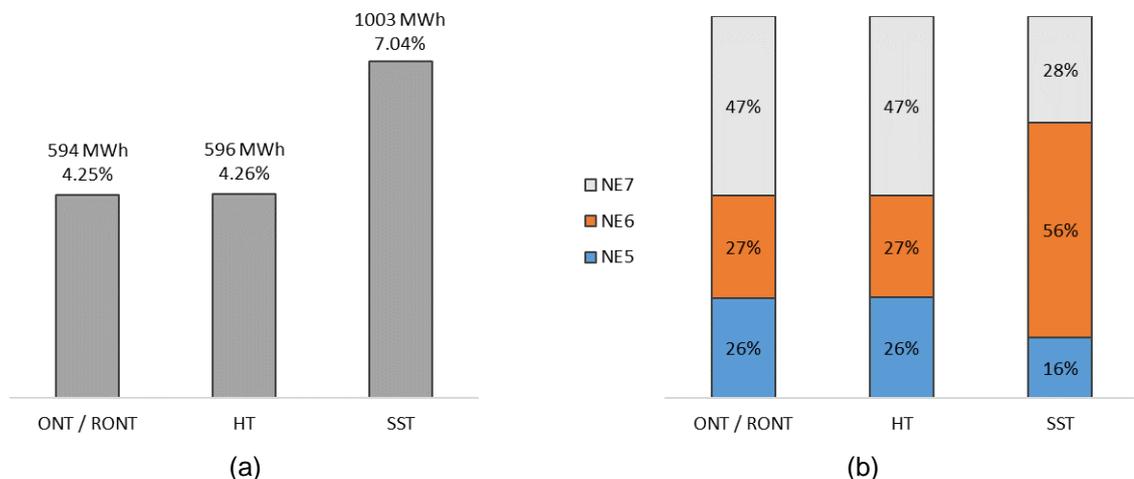


Abbildung 17: (a) Gesamtverluste auf den Netzebenen 5 bis 7 in Abhängigkeit der eingesetzten Transformatortechnologie (ONT / RONT, HT, SST) im Szenario Ausgangslage. (b) Prozentuale Aufteilung der Gesamtverluste auf die Netzebenen 5, 6 und 7.

In Abbildung 18a ist ersichtlich, dass im Szenario *ES2050-1* die relativen Verluste gegenüber der Ausgangslage leicht sinken. Dies ist auf die durchschnittlich höhere Auslastung der Transformatoren zurückzuführen. Gemäss Abbildung 2 steigt bei einem ONT die Effizienz bis zu einer gewissen Auslastung an und sinkt danach wieder leicht ab. Beim SST nimmt die Effizienz ebenfalls mit der Auslastung zu. Die Mehrverluste (NE 5 und 7) durch die höheren Ströme in den Leitungen werden durch den Effizienzgewinn der Transformatoren überkompensiert, was netto zu kleineren relativen Verlusten über die Netzebenen 5 – 7 führt.



Szenario	Spannungsregelung		
	HT NE 5	HT NE 7	SST NE 5
<i>Ausgangslage</i>	0.0%	1.8% ± 3.7%	0.0%
<i>ES2050-1</i>	0.2%	2.4% ± 4.3%	0.7%
<i>ES2050-0.9</i>	0.0%	2.4% ± 4.3%	0.7%
<i>Swissolar-1</i>	12.8%	8.9% ± 4.1%	13.7%
<i>Swissolar-0.9</i>	12.8%	9.3% ± 4.1%	13.7%

Tabelle 4: Vom Szenario abhängiger Zeitraum, in dem die Spannungsregelung auf Netzebene 5 (HT zusätzlich 7) aktiv ist. In Prozent des Simulationszeitraums (1 Jahr). Die Spannungsregelung auf Netzebene 5 ist von der Spannung am Referenzknoten Vext abhängig, weshalb alle HT bzw. SST gleichzeitig regeln. Die Spannungsregelung des HT auf Netzebene 7 ist von der Auslastung des jeweiligen HT abhängig, weshalb die Ergebnisse als Mittelwert ± Standardabweichung über alle HT angegeben sind.

Die Unterschiede zwischen den Transformatortechnologien liegen in der gleichen Grössenordnung wie bei der *Ausgangslage*. Die Spannungsregelung auf NE 5 des HT ist gemäss Tabelle 4 äusserst selten aktiv, weshalb sich die Verluste von HT und ONT nicht nennenswert unterscheiden. Der geringe Unterschied ist wie bereits in der *Ausgangslage* auf die Spannungsregelung auf NE 7 zurückzuführen.

Die Aufteilung der Gesamtverluste auf die Netzebenen hat sich leicht verändert (Abbildung 18b). Der Anteil der Verluste auf NE 5 und 7 gegenüber den Transformatoren ist gestiegen. Die Leitungsverluste sind proportional zum Quadrat des Stroms und steigen leicht an, während die relativen Verluste in den Transformatoren durch die höhere Auslastung im Szenario *ES2050* leicht sinken.

Die Blindleistungseinspeisung der PV-Wechselrichter (Szenario *ES2050-0.9*) hat keinen signifikanten Einfluss auf die Verluste, weshalb die Ergebnisse nicht separat dargestellt sind.

Mit den Transformatortechnologien ONT und RONT werden im Szenario *ES2050-1* bereits vereinzelt die definierten Spannungslimiten im Mittelspannungsnetz verletzt. Diese Verletzungen der Spannungslimiten sowie Überlastungen von Leitungen und Transformatoren werden bei der reinen Effizienzbetrachtung in diesem Kapitel nicht berücksichtigt. Im Kapitel 4.2 werden diese Faktoren separat untersucht.

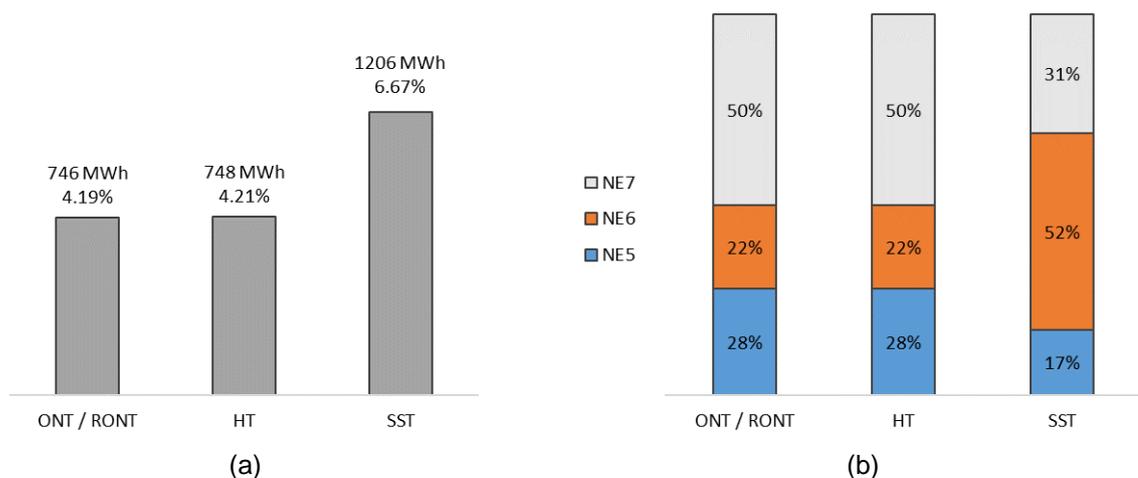


Abbildung 18: (a) Gesamtverluste auf den Netzebenen 5 bis 7 in Abhängigkeit der eingesetzten Transformatortechnologie (ONT / RONT, HT, SST) im Szenario *ES2050-1*. (b) Prozentuale Aufteilung der Gesamtverluste auf die Netzebenen 5, 6 und 7.



Das extremere Szenario *Swissolar-1* führt gemäss Abbildung 19a gegenüber den anderen Szenarien unabhängig von der Transformatortechnologie zu deutlich höheren relativen Verlusten. Bei allen Technologien steigt der Verlustanteil auf den Netzebenen 5 und 7 (siehe Abbildung 19b). Die Veränderungen haben je nach Transformatortechnologie verschiedene Ursachen.

Beim ONT / RONT nimmt die Effizienz des Transformators mit der steigenden durchschnittlichen Auslastung zu, gleichzeitig jedoch steigen die Verluste auf NE 5 und 7 proportional zur Auslastung an, was zu einer deutlich geringeren Gesamteffizienz über die Netzebenen 5 – 7 führt.

Die Verluste auf NE 5 und 7 nehmen beim HT durch die erhöhte dezentrale Einspeisung und der damit verbundenen höheren Auslastung ebenfalls zu. Zusätzlich verursacht die Blindleistungseinspeisung zur Spannungsregelung auf NE 5 zusätzliche Ströme und damit Verluste. Die Spannungsregelung auf NE 5 und 7 ist gegenüber den anderen Szenarien öfters aktiv (siehe Tabelle 4) und verursacht zusätzliche Verluste im HT (NE 6). Die Effizienz des HT nimmt somit über das Jahr betrachtet ab.

Die Verluste des SST steigen auf NE 5 und 7 aus denselben Gründen wie beim HT stark an. Allerdings nimmt die Effizienz des SST aufgrund der höheren durchschnittlichen Auslastung weiter zu, weshalb der Anstieg der Verluste geringer ausfällt als beim HT.

Im Szenario *Swissolar-1* werden beim Einsatz von ONT / RONT und HT die Spannungslimiten im Mittelspannungsnetz verletzt. Im Szenario *Swissolar-0.9* gilt dies nur für den Einsatz von ONT / RONT, nicht aber für HT. Beim Einsatz von SST gibt es keine Spannungsverletzungen, dafür spielen andere limitierende Faktoren eine Rolle (mehr dazu in Kapitel 4.2).

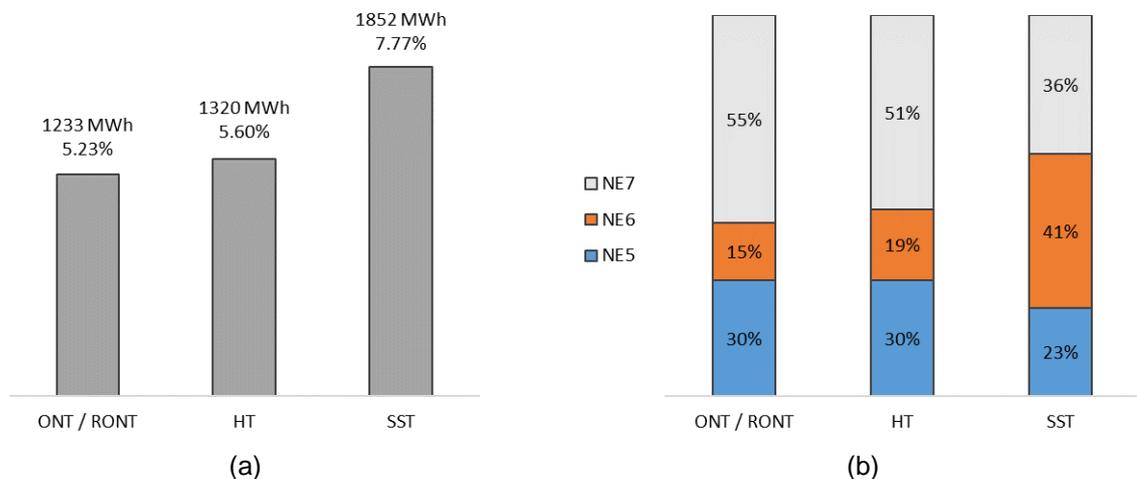


Abbildung 19: (a) Gesamtverluste auf den Netzebenen 5 bis 7 in Abhängigkeit der eingesetzten Transformatortechnologie (ONT / RONT, HT, SST) im Szenario *Swissolar-1*. (b) Prozentuale Aufteilung der Gesamtverluste auf die Netzebenen 5, 6 und 7.



## 4.2 Transformatortechnologieabhängige Netzkapazitäten bezüglich PV

Die Aufnahmekapazität dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz ist hauptsächlich von zwei Faktoren abhängig. Es sind dies Limitierungen des erlaubten Spannungsbandes und der maximalen Auslastung der verbauten Leitungen im Netz. Die in dieser Studie untersuchten Transformatortechnologien weisen verschiedene, betriebliche Funktionalitäten auf, welche eine zusätzliche Ausdehnung der Aufnahmekapazität bewirken können gegenüber dem herkömmlichen Ortsnetztransformator:

Technologie	Funktion	Wirkung
RONT	Stufenweise Anpassung des Übersetzungsverhältnisses unter Last (Annahme: $\pm 10\%$ )	Effektive Erweiterung des erlaubten Spannungsbandes im NS-Netz.
HT	Stufenlose Regelung des Übersetzungsverhältnisses im Betrieb (Annahme: $\pm 10\%$ )	Effektive Erweiterung des erlaubten Spannungsbandes im NS-Netz.
	Zusätzliche Einspeisung oder Aufnahme von Blindleistung zum bestehenden Blindleistungsfluss in Transformationsrichtung (Limitiert durch die Nennleistung der Leistungselektronik, Annahme: $20\% \times S_N$ .)	Stützung der Spannungsniveaus im Mittelspannungsnetz.
SST	Stufenlose Regelung des Übersetzungsverhältnisses im Betrieb (Annahme: 0 bis $110\% U_N$ )	Effektive Erweiterung des erlaubten Spannungsbandes im NS-Netz.
	Einspeisung oder Aufnahme von Blindleistung auf Mittelspannungsseite (begrenzt durch die Nennleistung des Transformators $S_N$ ).	Stützung der Spannungsniveaus im Mittelspannungsnetz.

Tabelle 5: Berücksichtigte Funktionalitäten der Transformatortechnologien im Unterschied zum herkömmlichen Ortsnetztransformator mit fixem Übersetzungsverhältnis.



#### 4.2.1 Mittelspannungsnetz (NE 5)

Abbildung 20 quantifiziert die Aufnahmekapazität dezentraler Erzeugungsanlagen aus der Perspektive der Netzebene 5. Es wird deutlich, dass die verwendete Transformatortechnologie einen grossen Einfluss hat auf die maximal erreichbare Integration von DEA. Die Vorgabe einer Blindleistungskennlinie für PV-Wechselrichter wirkt sich für den LFT / RONT sowie HT positiv auf die erreichbare Aufnahmekapazität aus. Es wird ersichtlich, dass LFT wie auch RONT ein höheres Zubauziel als das Szenario *ES2050* verfehlen.

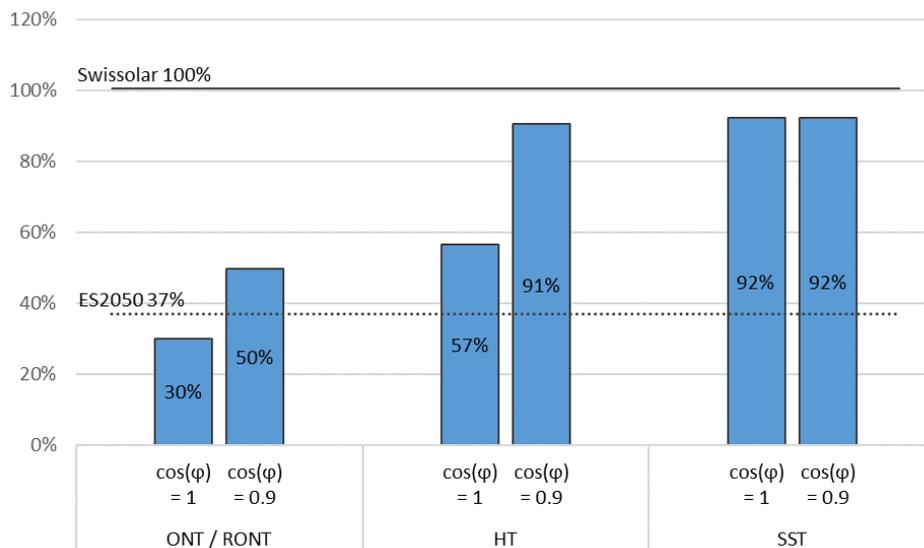


Abbildung 20: Installierbare Photovoltaik-Leistung in Netzebene 7 bis zur Verletzung des erlaubten Spannungsbandes bzw. bis zur Überlastung einer Leitung im Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit der eingesetzten Transformatortechnologie. Angaben in Prozent der installierten Transformator-Nennscheinleistung.  $\cos(\varphi) = 0.9$  bedeutet Blindleistungseinspeisung der PV-Wechselrichter gemäss Charakteristik Kapitel 3.4.4.

Begrenzend für die installierbare Leistung gemäss Abbildung 20 sind entweder das erlaubte Spannungsband oder die Auslastung der Mittelspannungsleitungen. Bei ONT und RONT ist der begrenzende Faktor unabhängig von  $\cos(\varphi)$  das Spannungsband. Beim HT mit einem  $\cos(\varphi)$  von 1 wird ebenfalls zuerst das Spannungsband verletzt, während bei einem  $\cos(\varphi)$  von 0.9 die Leitungen limitierend wirken. Beim SST sind unabhängig vom  $\cos(\varphi)$  die Leitungen der limitierende Faktor.



#### 4.2.2 Niederspannungsnetz (NE 7)

Um die maximale Aufnahmekapazität für DEA im Niederspannungsnetz zu bestimmen, wurde die Nennleistung der PV-Anlagen im Bereich der Szenariodefinitionen *ES2050* sowie *Swissolar* skaliert, bis eine der Netzlimitierungen erreicht wurde (vgl. Kapitel 3.6.2). Abbildung 21 gibt die Resultate für die acht simulierten Niederspannungsnetze als Funktion der verschiedenen Transformatortechnologien wieder. Das Diagramm links enthält die maximal installierbare Nennleistung für die Variante der homogenen Verteilung der PV-Anlagen («best-case»). Rechts sind die Resultate aufgeführt für die inhomogene Verteilung («bad-case»). Die kumulierte Nennleistung aller PV-Anlagen im Netz wird prozentual in Bezug zur Bemessungsleistung  $S_N$  des Transformators angegeben. Die beiden Markierungen 37% sowie 100% stellen die Zubauszenarien *ES2050* sowie *Swissolar* dar. Rot ist der Effekt abgebildet, welcher durch netztechnische Massnahmen zur Erweiterung der Aufnahmekapazität erreicht werden kann. Während das Szenario *ES2050* bei homogener Anlagenverteilung für alle Netze auch mit herkömmlichen ONT (in Abbildung 21 mit LFT bezeichnet) erreicht werden kann, ist dies bei inhomogener Verteilung nur noch bei der Hälfte der Netze der Fall. Das Szenario *Swissolar* erreicht in dieser Variante der herkömmliche ONT in keinem der betrachteten Netze.

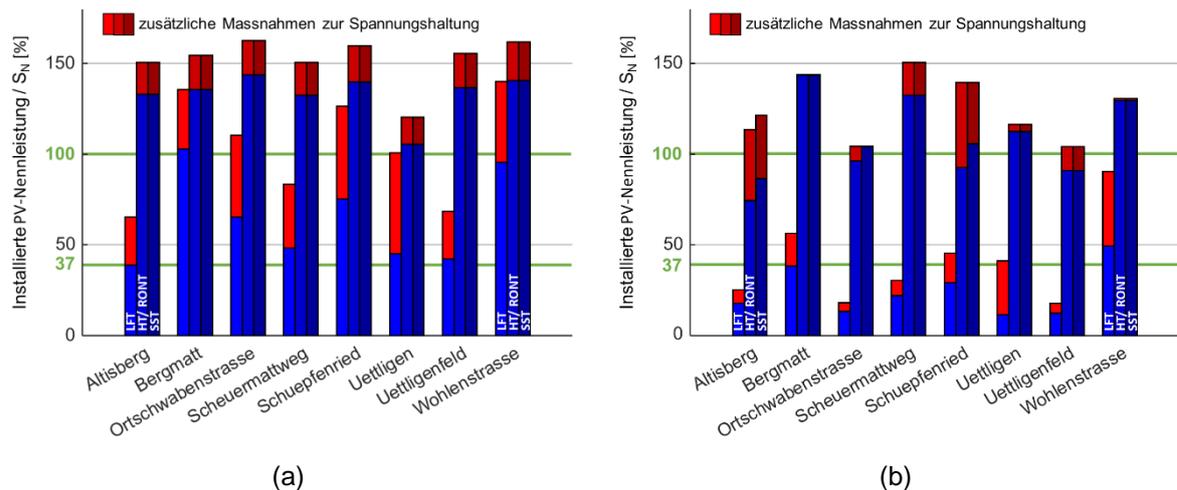


Abbildung 21: Aufnahmekapazität für dezentrale PV-Erzeugungsanlagen in verschiedenen Niederspannungsnetzen als Funktion verschiedener Transformatortechnologien (LFT (= ONT), HT / RONT, SST). Die maximal installierbare PV-Nennleistung ist als prozentualer Wert in Bezug auf die Transformatorleistung des versorgenden ONT angegeben. (a) homogene, (b) inhomogene Verteilung der PV-Anlagen im Netz. 37%: Szenario *ES2050*, 100%: Szenario *Swissolar*. Rot markiert ist die erreichbare Erweiterung der Aufnahmekapazität durch netztechnische Massnahmen (Begrenzung der Einspeisung, Blindleistungsregelung).

Abbildung 22 fasst die Resultate aller acht analysierten Netze als Mittelwerte zusammen. Es wird deutlich, dass bei einer homogenen Verteilung der PV-Erzeugung über das ganze Netz auch bei einem fixen Übersetzungsverhältnis des Transformators viel dezentrale Energiequellen ins Netz integriert werden können. Netztechnische Massnahmen zur Erweiterung der Aufnahmekapazität (Limitierung der maximalen Produktionsleistung auf 70% der Nennleistung sowie Blindleistungsbezug zur Begrenzung des Spannungshubs im Netz) sind in diesem Fall besonders effektiv. Bei einer realistischeren, inhomogenen Verteilung sinkt die maximale Aufnahmekapazität, speziell im Fall des herkömmlichen, unregulierten Ortsnetztransformators. Ein spannungsgeregelter Transformator kann im Fall einer inhomogenen Verteilung der PV-Anlagen die Aufnahmekapazität stark erhöhen. Sichtbar wird auch, dass der SST mit seiner Möglichkeit der unlimitierten Spannungsabsenkung, bezüglich der Netzaufnahmekapazität kaum einen Vorteil gegenüber dem HT oder RONT bietet.

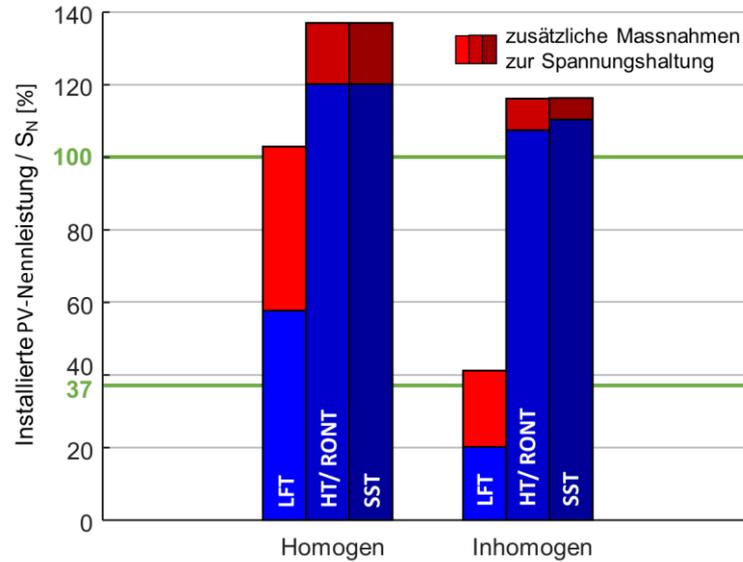


Abbildung 22: Gemittelte Aufnahmekapazität für dezentrale PV-Erzeugungsanlagen der acht betrachteten Niederspannungsnetze als Funktion der verwendeten Transformatortechnologie auf Netzebene 6 (LFT (= ONT), HT / RONT, SST). Es werden die zwei Varianten für einen homogen verteilten Zubau der Erzeugungsanlagen sowie eine inhomogene Verteilung im Netz verglichen. 37%: Szenario *ES2050*, 100%: Szenario *Swissolar*. Rot dargestellt ist die erweiterte Aufnahmekapazität im Fall einer konsequenten Anwendung netztechnischer Massnahmen (Begrenzung der Einspeisung, Blindleistungsregelung).



## 5 Schlussfolgerungen

Das Ziel dieser Studie ist der anwendungsorientierte Vergleich des Wirkungsgrades verschiedener Transformatortechnologien auf der Netzebene 6. Um dem Anspruch der Anwendungsorientiertheit gerecht zu werden, reicht es nicht aus, den Wirkungsgrad eines isolierten Transformators zu untersuchen. Vielmehr spielt es eine erhebliche Rolle, wie sich die Transformatorfunktionalitäten und dessen Betriebsweise auf die Verluste des gesamten Verteilnetzes auswirken. Die Resultate dieses Vergleichs sind in Kapitel 4.1 zusammengefasst und werden im folgenden Kapitel 5.1 diskutiert.

Die Einführung von Transformatoren, die eine dynamische Regelung ihres Übersetzungsverhältnisses während des Betriebs erlauben, wirken sich stark auf die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen aus. Dieser Aspekt ist vor dem Hintergrund der Umsetzung der Energiewende in der Schweiz von besonderer Bedeutung und wurde ebenfalls im Detail untersucht. Die diesbezüglichen Resultate sind im Kapitel 4.2.1 für die Mittelspannungsebene und im Kapitel 4.2.2 für die Niederspannungsebene enthalten. Der Aspekt des Netzintegrationsvermögens erneuerbarer Energiequellen in Abhängigkeit der Transformatortechnologie wird in Kapitel 5.2 diskutiert.

In den untersuchten Szenarien spielen vor allem DEA eine limitierende Rolle, was die Netzaufnahmekapazität anbetrifft. Die Elektromobilität in den untersuchten Ausbaustufen hat sich nicht als kritisch erwiesen.

### 5.1 Vergleich transformatorabhängiger Netzverluste

Die Spannungstransformation basierend auf der herkömmlichen Niederfrequenztransformationstechnologie (LFT) bei 50 Hz ist auch zukünftig die effizienteste Technologie, was die reinen Transformationsverluste anbetrifft. Die heutige Leistungselektronik hat zwar das Potential, die Bauform eines Netztransformators zu verkleinern und das Gewicht zu reduzieren (durch Erhöhung der Frequenz im magnetischen Kreis), jedoch stehen diese Faktoren bei den Betriebsmitteln im Verteilnetz nicht im Vordergrund. Gegenwärtig sind die Wirkungsgrade konventioneller Transformatoren mit Leistungselektronik kaum zu erreichen. Dieses Resultat gilt sowohl für den heutigen Zustand als auch für zukünftige Zubauszenarien dezentraler Photovoltaik (siehe Abbildung 17 ff.):

- **ONT / RONT sowie der hybride Transformator (HT)** unterscheiden sich nur geringfügig in ihrer Auswirkung auf die Netzverluste (Leitungs- und Transformationsverluste). Diese befinden sich kumuliert über die Netzebenen 5 bis 7 in einem Bereich zwischen 4.2 bis 4.3% für die Szenarien *Ausgangslage* sowie *ES2050*. Für das extremere Szenario *Swissolar* ist mit einem Anstieg von einem Prozentpunkt für ONT / RONT resp. 1.4 Prozentpunkte für den HT zu rechnen. Es ist zu beachten, dass nicht alle Szenarien mit jeder Transformatortechnologie erreicht werden können, ohne gewisse Limitierungen der Netze zu verletzen. Vergleiche hierzu Kapitel 4.2.
- Der **leistungselektronische Transformator (SST)** erhöht durch seinen tieferen Wirkungsgrad die Gesamtverluste um deutlich mehr als 2 Prozentpunkte in allen Szenarien gegenüber den anderen Technologien. Der Grund für den abgeschlagenen Wirkungsgrad des SST liegt darin, dass der gesamte Leistungsfluss der Transformation drei Stromrichterstufen passieren muss: die hochspannungsseitige Gleichrichtung, die Umformung auf Mittelfrequenz zur Passierung des magnetischen Kreises (galvanische Trennung) sowie die erneute Wechselrichtung am Niederspannungsausgang. Jede dieser Stufen ist verlustbehaftet. Aus reinen Effizienzüberlegungen, muss auf den breiten Einsatz der SST-Technologie im elektrischen Verteilnetz verzichtet werden.



- Beim **hybriden Transformator** (HT) wird der Grossteil des Leistungsflusses unbeeinflusst durch einen Transformator herkömmlicher Technologie geführt. Im Extremfall wird lediglich ein Bruchteil von hier angenommenen 10% der Nennleistung zusätzlich durch den leistungselektronischen Teil geführt, was die leicht erhöhten Verluste begründet. Der leistungselektronische Teil wurde in dieser Studie nur zu solchen Zeitpunkten als aktiv angenommen, wenn ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungsstützung im Mittelspannungsnetz besteht oder wenn sich eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses für das Niederspannungsnetz als nötig erweist. Diese Eingriffe haben zusätzliche Verluste zur Folge und sind in Ausmass und Dauer vom Netzzustand in der Ebene 5 sowie 7 abhängig. Die Eingriffe wurden szenarioabhängig modelliert und beschränken sich auf Extremsituationen im Netz. Deshalb sind die Auswirkungen auf die jährlichen Verluste eher gering. Kommen andere Funktionalitäten des HT zum Einsatz, welche hier nicht berücksichtigt wurden, wie zum Beispiel eine aktive Filterung von Harmonischen im Netz oder der Ausgleich von asymmetrischen Lasten, muss mit einer weiteren Erhöhung der Verluste gerechnet werden.

Die Verlustberechnungen für die HT sowie SST-Technologie basieren auf Literaturangaben. Für beide Transformatortechnologien existieren keine Anwendungsdaten im Feld. Die berechneten Wirkungsgrade in dieser Studie weisen daher Unsicherheiten auf.

## 5.2 Vergleich der Netzaufnahmekapazität dezentraler Erzeugung

Die Resultate der untersuchten Niederspannungsnetze (siehe Abbildung 21) zeigen, dass das Zubauszenario *ES2050* je nach angenommener Anlagenverteilung im Netz nur durch zusätzliche Unterstützung der PV-Wechselrichter zur Blindleistungsaufnahme oder bei ungünstiger Verteilung gar nicht erreicht werden kann. Transformatoren mit der Möglichkeit der dynamischen Anpassung des Übersetzungsverhältnisses im Betrieb (RONT, HT oder SST) sind Voraussetzung zur Erreichung höherer Zubauziele wie des Szenarios *Swissolar*.

Im untersuchten Mittelspannungsnetz kann das Szenario *ES2050* mit herkömmlichen ONT (mit fixen Übersetzungsverhältnis) ebenfalls nur mit zusätzlicher Unterstützung der PV-Wechselrichter ( $\cos(\varphi) = 0.9$ ) erreicht werden. Der hybride Transformator (HT) erlaubt die Umsetzung eines deutlich höheren Zubauziels in Richtung Szenario *Swissolar*, speziell mit zusätzlicher Blindleistungsaufnahme der PV-Wechselrichter ( $\cos(\varphi) = 0.9$ ), erreichbar ist es jedoch nicht. Der SST hat das grösste Potential zur Spannungsstützung im Mittelspannungsnetz und erreicht somit das höchste Zubauziel, jedoch wird das Szenario *Swissolar* auch in diesem Fall ohne Netzverstärkung knapp nicht erreicht.

## 5.3 Empfehlungen / Ausblick

Das Untersuchungsobjekt der vorliegenden Studie beschränkt sich auf ein Mittelspannungsnetz in Wohlen (BE) inklusive einzelnen daraus versorgten Niederspannungsnetzen. Verglichen mit dem gesamten elektrischen Verteilnetz der Schweiz, reicht diese Stichprobe statistisch nicht aus, um daraus verallgemeinerte Aussagen abzuleiten. Das Netz wurde jedoch vom Netzbetreiber für eine aufwändige Messkampagne ausgesucht, weil es eine grosse Zahl ähnlicher Verteilnetze in einer eher ländlich geprägten Umgebung repräsentieren kann. Darauf abgestützt lassen sich einige generelle Aussagen ableiten:

- **Mittelfristig besteht kein Bedarf, spannungsgeregelte Transformatoren flächendeckend einzuführen.** Die Auslegung der Verteilnetze sowie die herkömmliche Transformatortechnologie reicht vielerorts aus, um die Zubauziele der Energiestrategie 2050 (Szenario *ES2050*) ohne substanzielle Netzverstärkungsmassnahmen zu erreichen.



- Der hybride Transformator (HT) ist eine echte Alternative zur heute bereits erprobten und verbreiteten RONT-Technologie. Der HT bietet bei vergleichbaren Verlusten dieselbe Erweiterung der Aufnahmekapazität für DEA im Niederspannungsnetz. Ausserdem ermöglicht er im Unterschied zum RONT das Mittelspannungsnetz (was die erlaubten Spannungsbänder anbetrifft) durch die gezielte Aufnahme von Blindleistung zu entlasten, und somit dessen Aufnahmekapazität für DEA ebenfalls zu erweitern. Dies ist jedoch nur dann effektiv möglich, wenn eine grössere Zahl von HTs im Mittelspannungsnetz vorhanden sind, da die maximale, zusätzlich absorbierbare Blindleistung durch die Bemessung des leistungselektronischen Teils beschränkt ist. **Somit könnte eine Netzentwicklungsstrategie vorsehen, den HT bei Engpässen auf NE 7 einzusetzen.** Wenn später bei weiterwachsendem Zubau dezentraler Erzeugung auch das Mittelspannungsnetz an seine Kapazitätslimiten stösst, wären die hybriden Transformatoren auch in grösserer Zahl vorhanden und ermöglichten eine wirkungsvolle Spannungsregelung auf NE 5. Voraussetzung für den Einsatz von HT ist eine hohe Zuverlässigkeit und Effizienz der Leistungselektronik. Die Technologie befindet sich noch in Entwicklung und die Praxistauglichkeit muss im realen Betrieb in einem Verteilnetz noch untersucht werden.
- Neben der Möglichkeit die Netzaufnahmekapazität für DEA auszuweiten, gibt es noch andere Gründe, welche für die Wahl eines leistungselektronischen Trafos (HT oder SST) sprechen. **Die Leistungselektronik ermöglicht die Implementierung zusätzlicher Funktionalitäten** wie z.B. der aktiven Filterung von harmonischen im Netz oder eines Ausgleichs von asymmetrisch belasteten Phasen. Die Vorteile solcher Funktionen können unter Umständen auch den negativen Aspekt erhöhter Transformationsverluste überwiegen.
- Der flächendeckende Einsatz spannungsgeregelter Transformatoren auf NE 6 innerhalb eines Niederspannungsnetzes ermöglicht es, **die Spannungsbänder im Mittelspannungsnetz nach anderen Grundsätzen auszulegen.** Es wäre möglich, die Spannungsbänder im Last- aber auch Einspeisefall auszuweiten, da alle Transformatoren auf NE 6 in der Lage sind, grössere Abweichungen von der Nennspannung auszugleichen. Um die sich daraus ergebenden Vorteile zu quantifizieren, sind weitergehende Untersuchungen nötig.
- Die in dieser Studie untersuchte **Durchdringung der Elektromobilität** hat sich bezogen auf die vorhandenen Netzkapazitäten als nicht kritisch erwiesen. Zur Beurteilung der Aufnahmegrenzen sowie des Potentials von «Vehicle-to-grid»-Anwendungen sind weiterführende Untersuchungen nötig.
- Die für diese Studie erarbeitete **Simulationsumgebung** mit den integrierten Last- und Erzeugungsmodellen lässt sich für andere Untersuchungen zur Analyse von Netzkapazitäten weiterverwenden. Die Modelle lassen sich auch auf andere Netzumgebungen übertragen.
- Die Resultate dieser Studie können für Netzbetreiber als Grundlage zur **strategischen Bewertung zukünftiger Transformatortechnologien** herangezogen werden.



## 6 Referenzen

- [1] J. Burkhard and J. Biela, "Evaluation of Topologies and Optimal Design of a Hybrid Distribution Transformer," in *ETH*, Zürich, 2015.
- [2] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, "Distribution Code Schweiz - Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes," 2014.
- [3] "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016," Bundesamt für Energie, 2017.
- [4] J. E. Kolar and J. W. Huber, "Volume/weight/cost comparison of a 1 MVA 10 kV/400 V solid-state against a conventional low-frequency distribution transformer," in *IEEE Energy Conversion Congress and Expo. (ECCE)*, Pittsburgh, 2014.
- [5] J. E. Kolar and J. W. Huber, "Applicability of Solid-State Transformer in Today's and Future Distribution Grids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [6] P. de Haan and R. Zah, Chancen und Risiken der Elektromobilität in der Schweiz, vdf Hochschulverlag, 2013.
- [7] Schweizerisches Bundesamt für Statistik (BFS), "Mobilität in der Schweiz - Ergebnisse des Mikrozensus Mobilität und Verkehr 2010," Neuchâtel und Bern, 2012.
- [8] P. de Haan, R. Bianchetti, S. Rosser, A. Märki and I. Erny, "Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2018," EBP Schweiz AG, Zollikon, 2018.
- [9] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," Dissertation, München, 2010.
- [10] Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), "Wie viel Strom oder Wärme kann mein Dach produzieren?," 2018. [Online]. Available: <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=de>. [Accessed 24 10 2018].
- [11] D. Häuptli and M. Robbiani, "Solid State Transformator - Auswirkungen im Energieverteilnetz von Morgen," Bachelorthesis, Windisch, 2016.
- [12] Prognos, "Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050," Bundesamt für Energie, Basel, 2012.
- [13] M. Streicher-Porte and K. Dreyer, "Marktstudie zu Bestand und energetischem Verbesserungspotential der installierten Verteiltransformatoren in der Schweiz," Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), Bern, 2014.
- [14] J. Remund, "Solarpotenzial Schweiz," Zürich, 2017.
- [15] Eidgenössisches Starkstrominspektorat (ESTI), "Erstellen einer Photovoltaikanlage," 2018. [Online]. Available: <https://www.esti.admin.ch/de/themen/genuehmigung-fuer-elektrische-anlagen/erstellen-einer-photovoltaikanlage/>. [Accessed 24 10 2018].
- [16] Deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Eckpunkte der EEG-Novelle 2012 sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien," 2012. [Online]. Available: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eckpunkte\\_der\\_eeg\\_novelle.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eckpunkte_der_eeg_novelle.html). [Accessed 24 10 2018].
- [17] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE), *VDE Anwendungsregel 4105 (VDE-AR-N 4105)*, 2011.