

# Simulation des Lebensdauer verbrauchs von ölbefüllten Verteilnetztransformatoren unter Berücksichtigung des weiteren Ausbaus dezentraler Photovoltaikeinspeisung

David E. Stacic<sup>1</sup>, Falko Ebe<sup>1</sup>, Holger Ruf<sup>1,3</sup>, Florian Meier<sup>2</sup>, Gerd Heilscher<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Hochschule Ulm, Institut für Energie- und Antriebstechnik,  
Eberhard-Finckh-Str. 11, 89075 Ulm,

stacic@hs-ulm.de, ebe@hs-ulm.de, ruf@hs-ulm.de, heilscher@hs-ulm.de

<sup>2</sup>Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Karlstr. 1, 89073 Ulm, florian.meier@ulm-netze.de

<sup>3</sup>Universitetet I Agder, Jon Lilletuns Vei 9, NO-4876 Grimstad

## Hintergrund

Die Energiewende bringt eine Reihe von grundsätzlichen Veränderungen für die Stromversorgung mit sich. Eine davon ist die dezentrale Einspeisung durch viele kleine, räumlich verteilte Anlagen. Eine zunehmende Nutzung der Photovoltaik (PV) bringt neue Rahmenbedingungen für Verteilnetzkomponenten mit sich. Daher müssen die Planungsmethoden der Verteilnetzbetreiber geprüft und neu bewertet werden.

Transformatoren sind ein wichtiger Baustein für eine sichere Stromversorgung. Diese Betriebsmittel sind mehrere Jahrzehnte im Einsatz. Die Alterung ist eine Größe mit der die Verteilnetzbetreiber kalkulieren müssen und basiert bei Öl befüllten Verteilnetztransformatoren (ÖVT) maßgeblich auf der Zersetzung des Isolierpapiers und des Öls. Hierfür sind im Besonderen die Parameter Feuchtigkeit und Temperatur bestimmend [4]. Bezüglich der Temperaturempfindlichkeit unterliegen ÖVT, wie viele andere Alterungsprozesse, dem Gesetz von Arrhenius<sup>1</sup> [3]. Bei hoher Durchdringung von Verteilnetzen mit PV-Anlagen verändert sich die Ausgangssituation für die Auslegung der Transformatoren. Die maximale Leistung am Transformator wird nicht wie bisher, im Bezug im Winter, sondern vielmehr bei Rückspeisung im Sommer erreicht. Die Temperatur wirkt sich exponentiell auf den Lebensdauerverbrauch aus, eine um 6K erhöhte Heißpunkttemperatur<sup>2</sup> führt zu einer doppelten so hohen Alterung [1]. Damit reagiert der Transformator auf eine Erhöhung der Leistung im Sommer deutlich sensibler.

Da die eingespeiste Leistung der PV zur Last negativ bilanziert wird, kann zu Beginn des PV-Ausbaus damit gerechnet werden, dass eine Entlastung der ÖVT eintritt [16]. Bei einem fortschreitenden Ausbau ist die bisherige Methode zur Bewertung von Transformatorauslastungen mit Schleppzeigerwerten für Verteilnetzbetreiber nicht ausreichend, um die aufkommenden Veränderungen am ÖVT bewerten zu können. Qualitäts- und Alterungsbestimmungen

---

<sup>1</sup> Die Arrhenius-Gleichung, benannt nach Svante Arrhenius, beschreibt in der chemischen Kinetik die quantitative Abhängigkeit der Reaktionsgeschwindigkeitskonstanten von der Temperatur.

<sup>2</sup> Die Heißpunkttemperatur ist die heißeste Stelle im Transformatoröl an der Wicklung

von Ölproben in Laboren sind nicht ohne erhöhten Aufwand möglich. Eine Alternative zu der konventionellen Schleppzeigermethode sowie den aufwendigen Laboranalysen bietet die Norm DIN 60076-7<sup>3</sup> [1]. In dieser Norm wird sowohl auf Leistungsdaten als auch auf Temperaturwerte im zeitlichen Verlauf eingegangen. Um die Umgebungstemperatur der ÖVT jedoch ohne zusätzliche Messungen möglichst exakt ermitteln zu können ist es nötig die Norm um ein Gebäude Modell zu ergänzen. Damit besteht die Möglichkeit Ergebnisse für eine große Anzahl der ÖVT im Netzgebiet mit vertretbarem Aufwand zu erzielen. Diese Vorgehensweise, sowie der Mehrwert und die Ergebnisse sind anhand des Beispiels eines Testgebiets bei Ulm in der folgenden Arbeit dargelegt werden.

## Vorgehensweise

Als Modellgrundlage für die dynamische Bewertung des Lebensdauer verbrauchs von ÖVT dient die DIN 60076-7. Zusätzlich wurden detaillierte Lastdaten, sowie Umgebungsvariablen von PV-Anlagen, aus einem gemeinsamen Testgebiet im Netz der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH und der Hochschule Ulm, als Eingangsgrößen verwendet. Um den Einfluss der Temperatur möglichst exakt berechnen zu können ist es notwendig das ÖVT-Modell aus der Norm um die folgenden Punkte zu ergänzen.

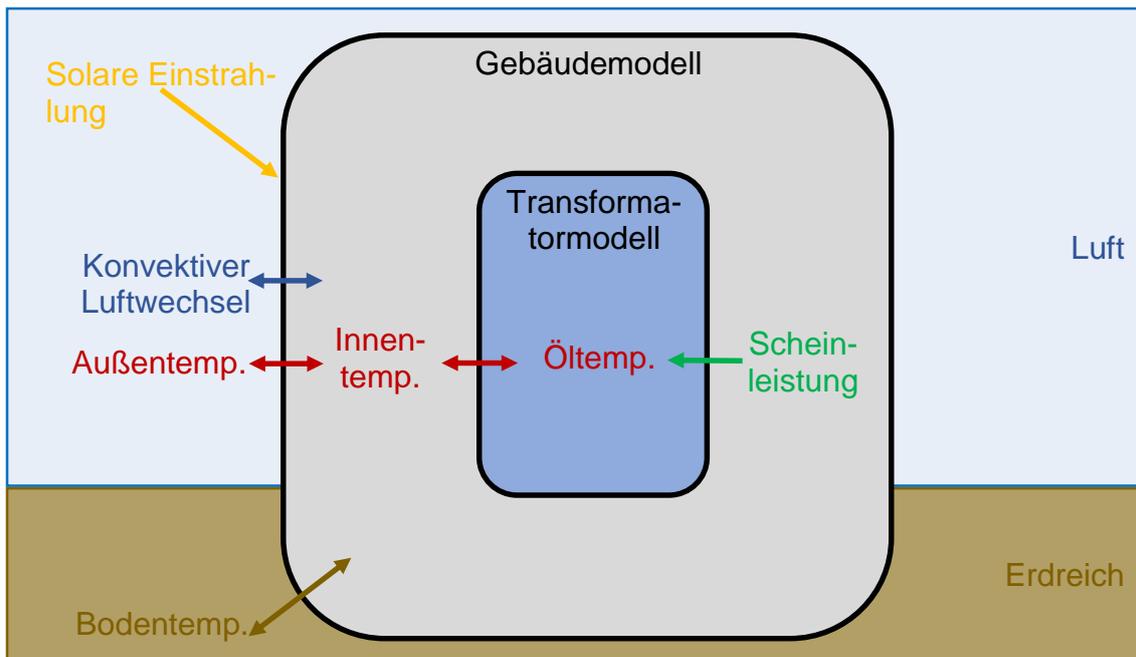
- Gebäudemodell: Da die dynamischen Umgebungstemperaturen einen entscheidenden Einfluss auf die Temperaturen innerhalb des ÖVT haben, Temperaturmessungen selten in den Transformatorgebäuden installiert sind und die DIN 60076-7 dies nur stark vereinfacht Betrachtet [1]a), wurden die gebäudephysikalischen Parameter in ein Gebäudemodell und dies in das Gesamtmodells aus der Norm implementiert.
- Lastmodellierung: Der Leistungsverlauf am Transformator ist in Form einer Messreihe für den Ist-Zustand vorhanden. Hier ist bereits ein gewisser Anteil PV enthalten.
- Photovoltaikmodell: Das Photovoltaikmodell ermöglicht eine flexible Berechnung der eingespeisten Leistung. Als Datengrundlage dienen Wetterdaten der Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes im Abstand von 5 km zum Testgebiet. Zudem sind aus einer Dachpotenzialanalyse, auf Basis von LIDAR<sup>4</sup>-Daten, Dachflächen, Ausrichtung und Neigung der potenziellen PV-Anlagen bekannt.

Das so entstandene erweiterte Alterungsmodell für ÖVT ermöglicht es den Einfluss der PV auf die Alterung detailliert zu untersuchen und verschiedene Kennzahlen zu ermitteln. Dabei wird der Einfluss der PV für verschiedene Ausbaustufen des vorhandenen Dachpotenzials im Testgebiet quantifiziert. In Abbildung 1 sind die Einflussparameter auf die Umgebungstemperatur des Transformators übersichtlich dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Parameter findet sich in den folgenden Kapiteln. Die dynamischen Eingangsparameter sind: Der Lastfaktor, die Außentemperatur, die Solarstrahlung, sowie der Azimut- als auch der Höhenwinkel der Sonne.

---

<sup>3</sup> die DIN 60076-7 Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren

<sup>4</sup> LiDAR (Abkürzung für engl. Light detection and ranging), ist eine dem Radar sehr verwandte Methode zur optischen Abstandsmessung. Damit kann z.B. die Oberflächentopographie eines Stadtgebiets vermessen werden.



**Abbildung 1: Schematische Darstellung der Einflussparameter auf die Umgebungstemperatur des Transformators**

## Transformatormodell

Öl gefüllte Verteilnetztransformatoren sind die am häufigsten verwendeten Transformatortypen im Netzgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH. Die öffentlich betriebenen Transformatoren sind nahezu 100% ÖVT, ebenso finden ÖVT bei privatbetriebenen Transformatoren Verwendung. Dabei ergibt sich eine allgemein gültige Charakteristik für das Verhalten von Transformatoren bei erhöhter Belastung, die an dieser Stelle kurz erläutert werden soll.

Durch die Charakteristik der thermischen Zeitkonstanten des ÖVT kann der Lastfaktor 1,3 bis 1,5 betragen. Multipliziert man den Lastfaktor mit der Bemessungsleistung des Transformators erhält man die tatsächliche Leistung. Dabei sollten solche Betriebszustände allerdings wegen des erhöhten Lebensdauer verbrauchs durch Phasen mit niedriger Last ausgeglichen werden. In wenigen Ausnahmefällen ist ein länger andauernder Betrieb mit Überlasten bis zu einem Lastfaktor von 1,8 möglich ohne die Maximaltemperatur zu überschreiten. Für einen sehr kurzen Zeitraum (wenige Minuten) ist ein Betrieb mit einem Lastfaktor von 1,8 oder 2 möglich. Dabei tritt ein sehr deutlicher Lebensdauer verbrauch ein und die transienten Temperaturverläufe würden bei Überschreiten der thermischen Zeitkonstante die maximal zulässigen Temperaturen übersteigen [9]. Durch eine zeitliche und absolute Reduzierung hoher Lasten kann somit die Belastung von Transformatoren vermindert werden.

Um bei der zeitlichen Auflösung der Simulation möglichst keine Verluste bei der Genauigkeit zu erzeugen wurden die thermischen Zeitkonstanten im Vorfeld betrachtet. Die Wicklungszeitkonstante ist mit 4 Minuten die kleinste thermische Zeitkonstante im Transformatormodell der Norm [1]. Die zeitliche Auflösung der Simulation in Minutenwerten berücksichtigt damit diese Zeitkonstanten sehr gut und konnte mit vertretbarem zeitlichen Simulationsaufwand umgesetzt werden.

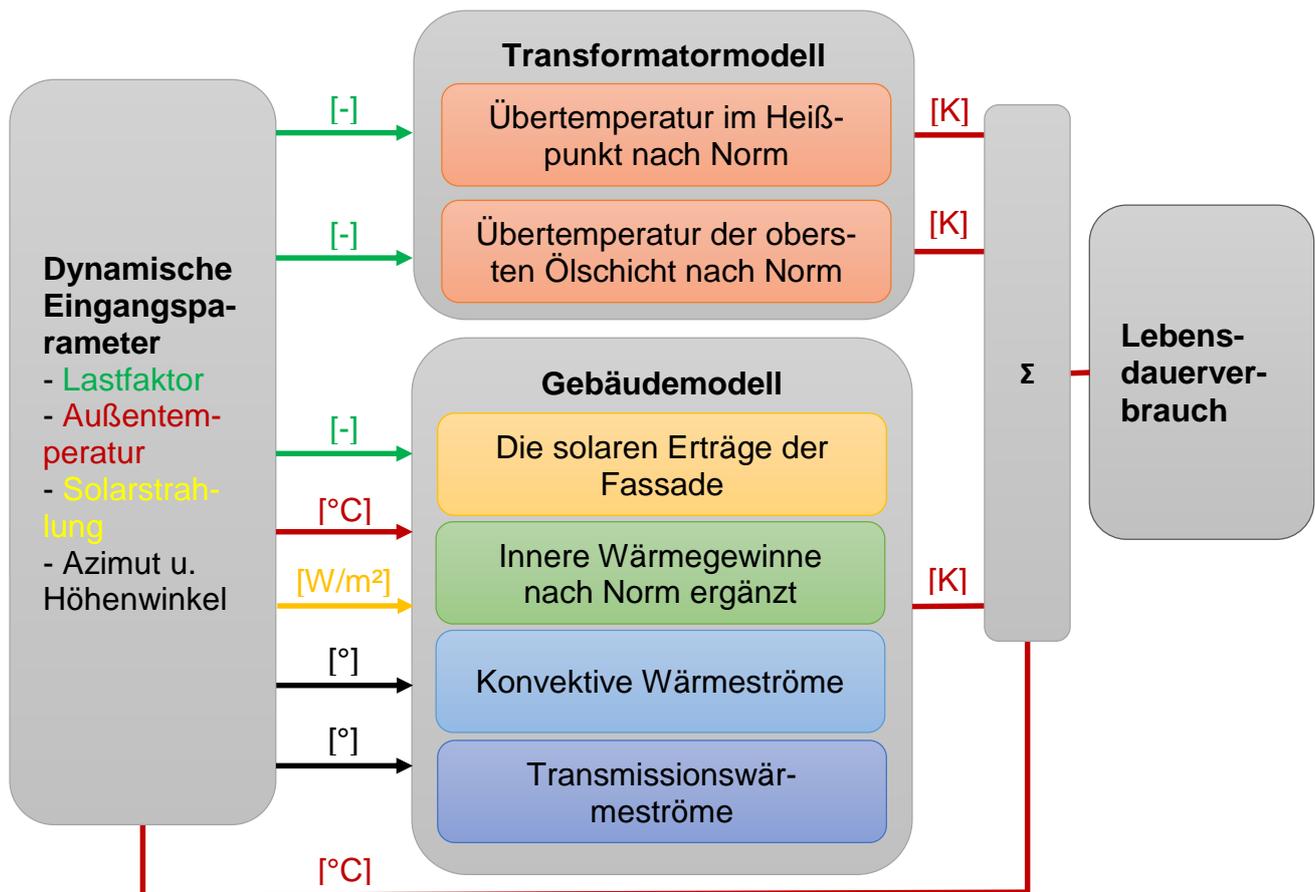


Abbildung 2: Schematische Darstellung des gesamten Alterungsmodells für ÖVT

Alle Parameter die in Abbildung 2 beschrieben werden, wurden ebenso in dem Gesamtmodell verwendet. Neben der Modellierung des thermischen Transformatormodells nach der Norm, wurden die energetischen Vorgänge innerhalb des ÖVT-Gebäudes modelliert. Das Alterungsmodell hat als dynamische Eingangsgröße die berechnete Heißpunkttemperatur der Wicklung. Dabei ist der mathematische Zusammenhang über eine Exponentialfunktion nach Arrhenius und physikalische Parameter der Isolierung gegeben [1].

## Gebäudemodell

Die Verwendung von standardisierten Systemen bei der Neuerrichtung und dem Ersatzneubau von Transformatorstationen findet vermehrt Anwendung. Im Netzgebiet der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH zeigt sich die in Unten dargestellte Verteilung auf eine gesamt Summe von ca. 1600 Trafostation. Das Spektrum der Ausführungen umfasst die Typen Garagenstation, Kompaktstation, gebäudeintegrierte Station sowie historisch bedingt noch Turm und Maststationen. Den Hauptanteil, mit etwa 55 %, stellt hierbei die begehbare Garagenstation dar. Ebenso wie die Kompaktstation mit etwa 12 % stellt diese Art eine Gruppe dar, die sich durch eine einheitliche Bauart auszeichnet. Dem gegenüber stehen die gebäudeintegrierte Trafostation sowie die Turmstation mit zusammen ca. 32 %. Diese weisen eine individuelle Einbausituation auf, welche wiederum die Parameter der Alterung beeinflussen [11].

Das in dieser Arbeit verwendete Gebäudemodell ist ein einfacher und funktionaler Algorithmus, der eine erste Näherung zu den realen Bedingungen liefern soll. Einige physikalische Mechanismen, wie z.B. die freie Konvektion, sind nur schwer detailliert zu berechnen und wurden daher bewusst einfach gehalten [12].

Abbildung 3 stellt die geometrischen Abmessungen, die Baustoffkomponenten sowie die Ausrichtung nach der Himmelsrichtung des simulierten Gebäudes dar. Die physikalischen Eigenschaften des Gebäudes liefern die entscheidenden Parameter für die verschiedenen Einflussgrößen auf die Innentemperatur, bzw. die Umgebungstemperatur des Transformators. Im weiteren Verlauf sollen diese Einflussgrößen genauer betrachtet werden.

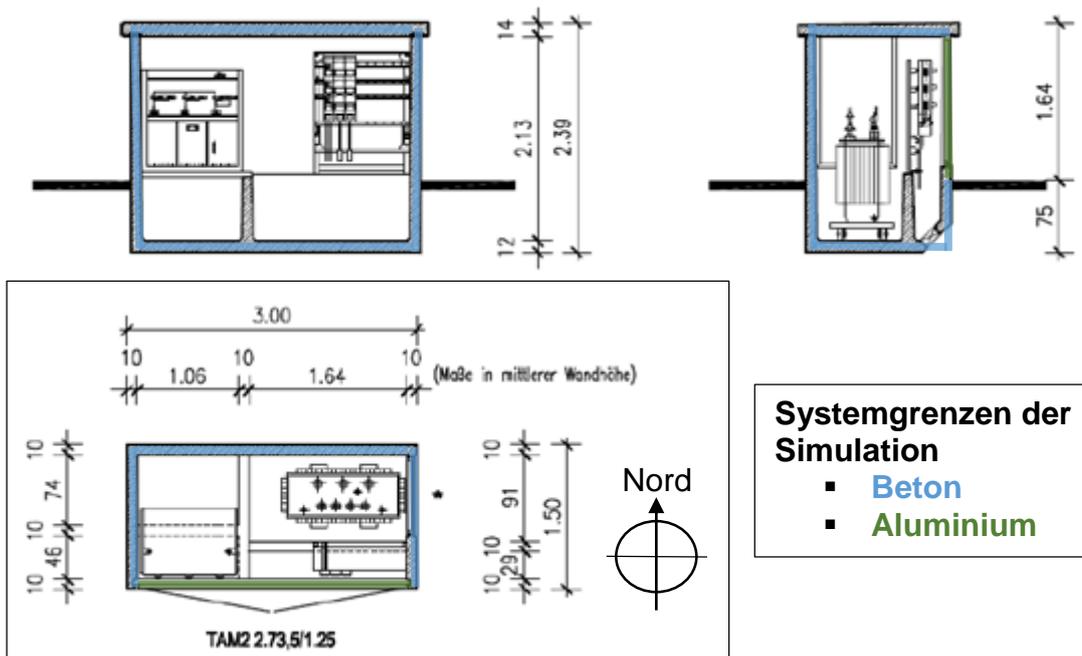


Abbildung 3: Plan der geometrischen Abmessungen der simulierten Kompaktstation [7] ergänzt

**Die solare Einstrahlung** erzeugt zusätzliche Wärmegewinne im Gebäude die speziell in der sensiblen Zeit des ÖVT, im Sommer, in hohem Maße vorhanden sind. Für das Gebäudemodell wurden die Eingangsparameter Höhen- und Azimut-Winkel [8], sowie die spezifische Globalstrahlungsleistung verwendet [5]. Der Höhen- und Azimut-Winkel ist ohne Messungen zu berechnen, da der Sonnenstand von der globalen Bewegung um die Sonne und dem Standort auf der Erde abhängig ist. Durch die trigonometrischen Zusammenhänge für die einzelnen Gebäudefassaden, den Absorptionsgrad für kurzwellige Strahlung von Beton und für Aluminium an der Südfassade, kann somit die eingetragene solare Einstrahlungsleistung berechnet werden. Dabei wurden Verschattungseffekte vernachlässigt.

**Die Transmissionswärme** wurde auf Basis eines Datenblattes für eine Kompaktstation, wie sie in Abbildung 3 dargestellt ist, berechnet. Dabei wurden die geometrischen Abmessungen sowie die benötigten physikalischen Eigenschaften der vorliegenden Baustoffe ermittelt [12], [7]. Ein dynamischer Eingangsparameter ist die Außentemperatur [5]. Für das Erdreich wurde ein konstanter Wert der mittleren Jahrestemperatur in 1m Tiefe aus Messungen bei Stuttgart angenommen [15].

Als weiterer Ansatz kann die Norm DIN EN ISO 13370 „Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden – Wärmeübertragung über das Erdreich – Berechnungsverfahren“ hilfreich sein. Hier wird ein Berechnungsverfahren beschrieben das es ermöglicht mit der der Außentemperatur näherungsweise den Wärmestrom über das Erdreich zu bestimmen. Dies wurde in das hier verwendete Modell noch nicht eingepflegt.

**Der konvektive Luftwechsel** hat ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Umgebungstemperatur des ÖVT. In den meisten Fällen wird bei Kompaktstationen auf einen konvektiven Luftwechsel vertraut. Dieser ist in erster Näherung von der Temperaturdifferenz zwischen Innen- ( $T_{\text{innen}}$ ) und Außentemperatur ( $T_{\text{außen}}$ ), sowie der Geometrie der Lüftungsschlitze abhängig. Druckunterschiede durch Windeinwirkungen auf das Gebäude können ebenfalls einen nennenswerten Einfluss haben. Hier wurde ein stark vereinfachtes Modell auf Basis der Temperaturen verwendet [6]. Weitere physikalische Parameter sind die Erdbeschleunigung ( $g$ ), der Höhenunterschied der Zu- und Abluftöffnungen ( $H$ ), die Querschnittsfläche der Lüftungsschlitze ( $A$ ), die Dichte von Luft in Abhängigkeit der Temperatur ( $\rho(T)$ ) sowie die spezifische Wärmeleitfähigkeit von Luft ( $c_p$ ).

## Lastmodellierung

Für die Modellierung der Last konnte bei der hier vorgestellten Simulation für das Testgebiet auf Leistungsmessdaten am Transformator in 1min Intervallen zurückgegriffen werden. Im Testgebiet sind insgesamt 186 Wohneinheiten und 485 Bewohner gemeldet [13]. Die Charakteristik der Last ist nahezu ausschließlich durch Haushalte beeinflusst, gewerbliche Nutzung spielt nur eine untergeordnete Rolle und industrielle Nutzung ist nicht vorhanden. Außerdem ist ein geringer Anteil des Dachpotentials durch PV erschlossen. Dies schafft eine sehr solide Datengrundlage zur Bewertung des Ist-Zustands.

Um die Lastverläufe für verschiedene Ausbaustufen zu erzeugen, wurde die PV Einspeisung für die Fälle +25%, +50%, +75% und +100% des noch verfügbaren Dachpotentials simuliert. Dies wurde mit einem detaillierten Modell des Testgebiets in DIgSILENT PowerFactory umgesetzt [10]. Berücksichtigte Parameter zur Berechnung der PV-Einspeiseleistung sind:

- PV-Nennleistung und Wirkungsgrad, 8m<sup>2</sup> pro kWp
- Ausrichtung, Neigung [14]

Die so berechnete PV-Einspeiseleistung kann direkt mit den Messwerten bilanziert werden. Dabei wurde vom Idealfall ausgegangen und die eingespeiste PV-Leistung jeweils zu einem Drittel von der Transformatorleistung der drei Phasen subtrahiert. Um eine einzelne Datenreihe zu erhalten wurden die Absolutwerte der drei Phasen summiert. Dieses Vorgehen ist hier möglich, da zwischen den Phasen keine Ausgleichsströme fließen.

In Tabelle 1 sind die ermittelten PV-Nennleistungen für alle Szenarien, sowie der prozentuale Anteil bezogen auf die potentielle Gesamtnennleistung aufgelistet. Für den Ist-Zustand sind die exakten PV-Nennleistungen der Anlagen im Testgebiet bekannt. Um mit einer sehr guten Näherung und auf Basis der Messwerte den reinen Lastverlauf aller Verbraucher zu bestimmen. Wurde der berechnete Verlauf der PV-Einspeisung für den Ist-Zustand, positiv mit den Messdaten bilanziert.

Tabelle 1: PV-Nennleistung des Ist-Zustands und der betrachteten Ausbaustufen für das Flächenpotenzial

| Szenario              | Nur Last | Ist-Zustand | +25%  | +50%  | +75%   | +100%  |
|-----------------------|----------|-------------|-------|-------|--------|--------|
| PV Nennleistung [kWp] | -        | 232,6       | 596,6 | 960,6 | 1324,6 | 1688,6 |
| Anteil [%]            | 0        | 14          | 35    | 57    | 78     | 100    |

## Ergebnisse

Durch die hohe Durchdringung mit standardisierten ÖVT, sowie einheitlicher Gebäudetypen, kann der hier vorgestellte Ansatz leicht auf eine Vielzahl der ÖVT in Städten angewendet werden. Um die ökonomische und technische Bewertung der simulierten Verläufe für Entscheidungsträger zu erleichtern wurden die folgenden Kennzahlen ermittelt.

Die **Vollbenutzungsstunden (VBS)** des Transformators geben die Stunden an die der Transformator mit Bemessungs- oder Nennleistung ( $S_{Nenn}$ ) arbeiten müsste um die Jahres-transmissionsenergie ( $E_{Trans}$ ) auf eine andere Spannungsebene zu transformieren.

$$VBS = \frac{E_{Trans}}{S_{Trafo,Nenn}}$$

Der **Lebensdauerverbrauchsfaktor (l)** ist eine hilfreiche Größe zur Bestimmung der Belastung des ÖVT. Bei gleichbleibendem Lebensdauerverbrauch (L) kann der Lebensdauerverbrauchsfaktor in einem Fall mit mehr Vollbenutzungsstunden gegenüber einem mit weniger kleiner ausfallen. Der Wert gibt also den Stress den der ÖVT im Betrieb pro VBS erfährt wieder und ist damit auch ein Indikator für das Asset-Management-System<sup>5</sup> des Verteilnetzbetreibers.

$$l = \frac{L}{VBS}$$

Das „**PV-Nennleistung zu Transformator-nennleistung**“ Verhältnis (**v**) gibt einen ersten Eindruck wie stark ein ÖVT belastet sein könnte. Dabei wird die installierte PV-Nennleistung ( $P_{PV,Nenn}$ ) bezogen auf die Transformatorbemessungsleistung berechnet. Beide Größen und die zugehörigen Geokoordinaten sind Verteilnetzbetreibern üblicherweise bekannt, so dass eine Abschätzung für eine große Zahl von ÖVT relativ leicht möglich ist. Ohne eine genaue Kenntnis des tatsächlichen Lastverlaufs am Transformator kann der Stress des Lastverlaufs am ÖVT allerdings nicht abschließend bewertet werden.

$$v = \frac{P_{PV,Nenn}}{S_{Trafo,Nenn}}$$

<sup>5</sup> Ein Asset-Management-System ist ein Managementsystem zur Maximierung der Effektivität von Assets (dt.: alle Arten von Anlagegütern) und der Effizienz der hierfür zu erbringenden operativen Aufwendungen [17]

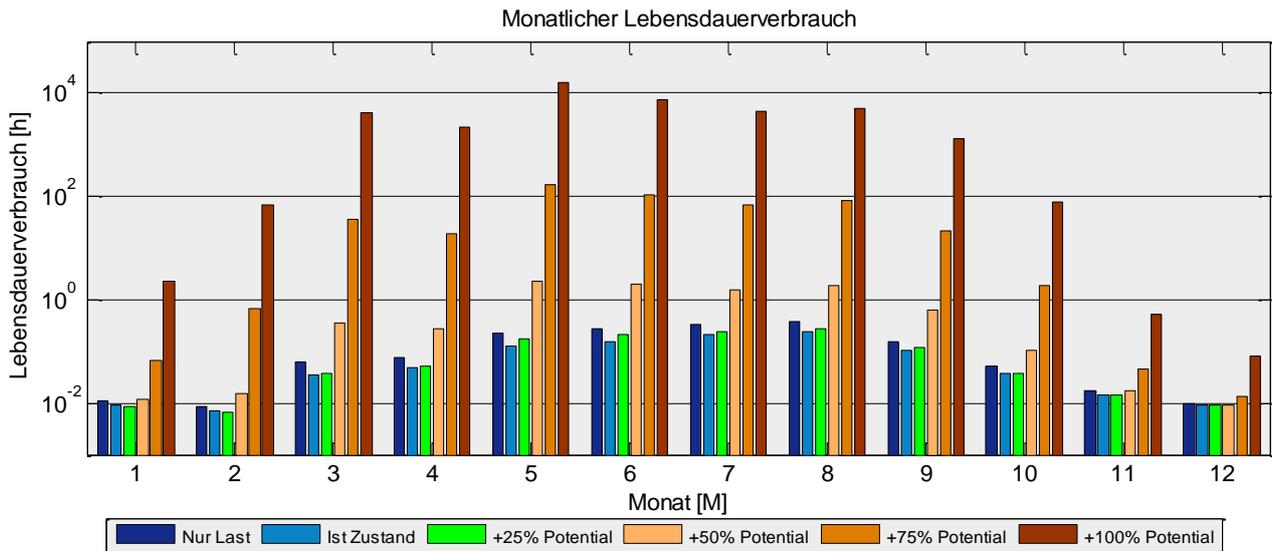
In Im Besonderen liegt dies an der geringen Anfangsbelastung durch PV des hier vermessenen ÖVT. Die Leistung bzw. der Lastfaktor am ÖVT wurde wie oben beschrieben als Betrag betrachtet. Damit kann bei Szenarien mit einer minimalen Leistung von 0kW von einer Leistungsrückspeisung in die höhere Netzebene ausgegangen werden. Dies ist schon im +25%-Szenario gegeben.

Tabelle 2 sind die Kennwerte für die verschiedenen Ausbaustufen zusammengefasst. Eine nennenswerte Zunahme der Alterung ist erst bei einem sehr hohen Anteil der PV-Einspeisung gegeben. Im Besonderen liegt dies an der geringen Anfangsbelastung durch PV des hier vermessenen ÖVT. Die Leistung bzw. der Lastfaktor am ÖVT wurde wie oben beschrieben als Betrag betrachtet. Damit kann bei Szenarien mit einer minimalen Leistung von 0kW von einer Leistungsrückspeisung in die höhere Netzebene ausgegangen werden. Dies ist schon im +25%-Szenario gegeben.

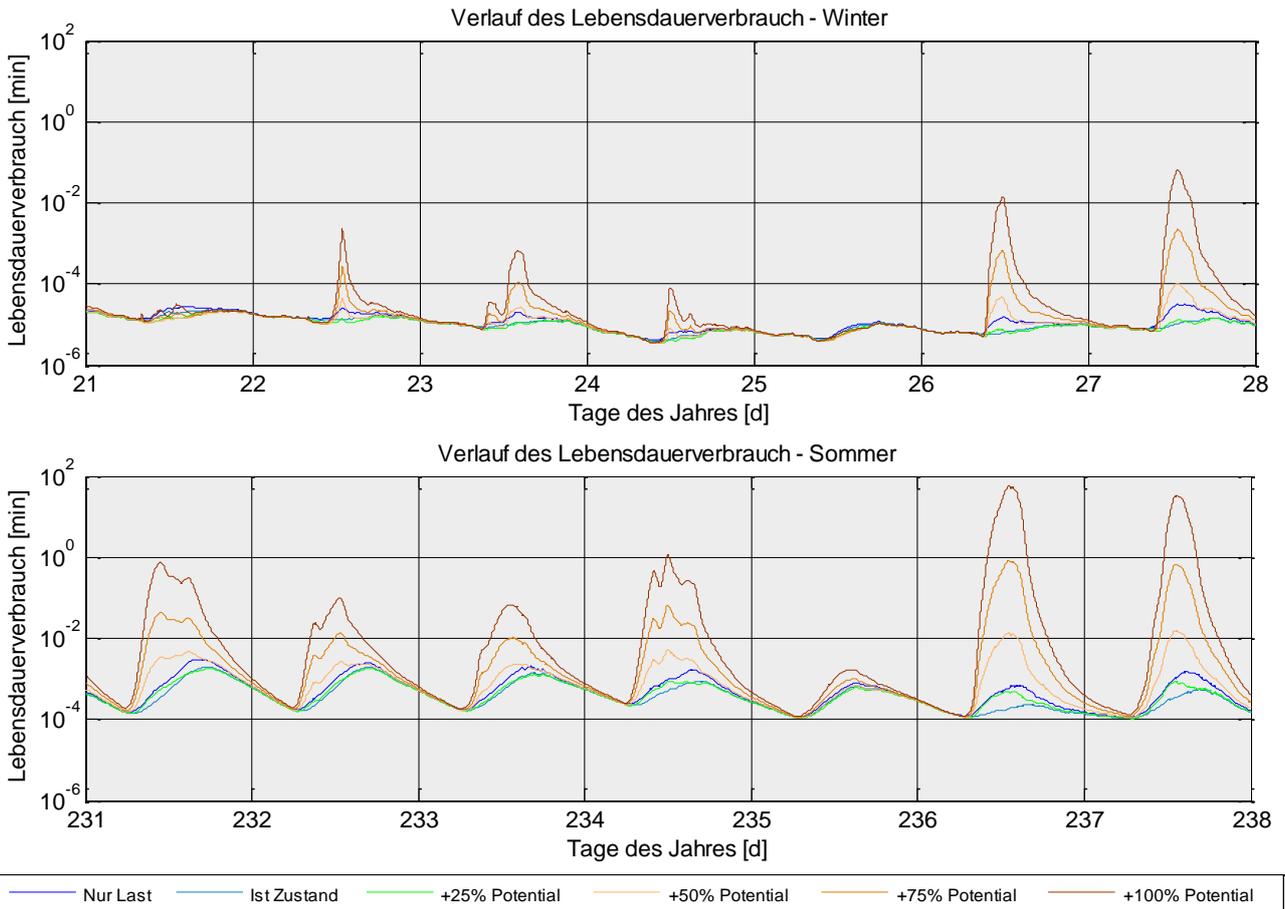
**Tabelle 2: Übersicht der Kennwerte der betrachteten PV Ausbaustufen im Testgebiet**

| <b>Szenario</b>                                    | <b>Nur Last</b> | <b>Ist-Zustand</b> | <b>+25%</b> | <b>+50%</b> | <b>+75%</b> | <b>+100%</b> |
|--|-----------------|--------------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| <b>Max. Leistung, Trafo [kW]</b>                   | 314,6           | 175,1              | 257,2       | 549,5       | 841,8       | 1138,0       |
| <b>Mittel Leistung, Trafo [kW]</b>                 | 103,9           | 74,5               | 76,2        | 112,5       | 153,8       | 196,8        |
| <b>Min. Leistung, Trafo [kW]</b>                   | 27,6            | 22,1               | 0,0         | 0,0         | 0,0         | 0,0          |
| <b>Max. Lastfaktor K [-]</b>                       | 0.50            | 0,28               | 0,41        | 0,87        | 1,34        | 1,81         |
| <b>Energietransmission, Trafo [MWh]</b>            | 900             | 646                | 660         | 975         | 1.333       | 1.706        |
| <b>Max. Heißpunkttemperatur [°C]</b>               | 65,0            | 65,0               | 65,0        | 90.5        | 135.9       | 193.3        |
| <b>Kumulierte Alterung [h/a]</b>                   | 1,6             | 1,0                | 1,2         | 9,2         | 512,1       | 41.297,0     |
| <b>Vollbenutzungsstunden, VBS [h]</b>              | 1428,6          | 1025,9             | 1048,9      | 1548,2      | 2116,0      | 2708,3       |
| <b>Lebensdauerverbrauchfaktor, I [-]</b>           | 0,0011          | 0,0010             | 0,0011      | 0,0059      | 0,242       | 15,248       |
| <b>PV-Nennleistung zu Trafonennleistung, v [-]</b> | -               | 0,37               | 0,95        | 1,52        | 2,10        | 2,68         |

Der saisonale Einfluss der sommerlichen Temperaturen, sowie die höhere solare Einstrahlung werden in Abbildung 4 deutlich. Erst durch die logarithmische Darstellung des Lebensdauerverbrauchs an der Y-Achse wurde eine übersichtliche Darstellung ermöglicht. Zusätzlich zum saisonalen Einfluss zeigt sich eine sehr starke Zunahme des Lebensdauerverbrauchs bei hoher Nutzung der Dachflächenpotentiale in den Szenarien +75% und +100% auch während der Wintermonate.



**Abbildung 4: Logarithmische Darstellung des kumulierten Lebensdauerverbrauchs in den Monaten des Jahres**



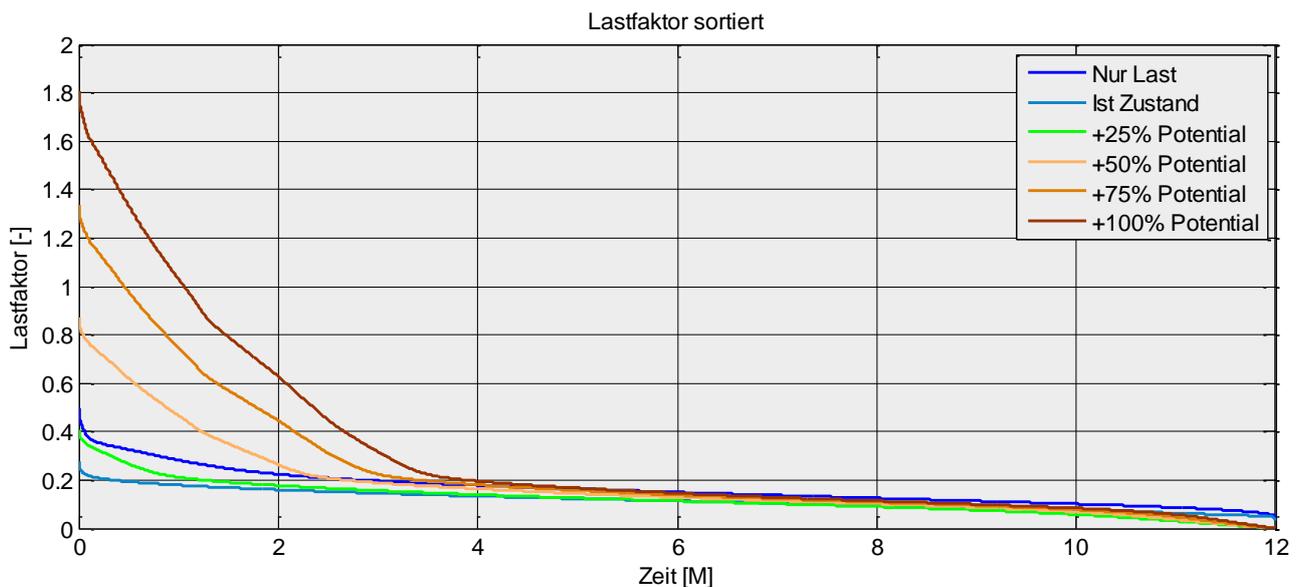
**Abbildung 5: Saisonaler Vergleich des Lebensdauerverbrauchs einer Winter- und Sommerwoche**

Ein Vergleich einer Winter und Sommerwoche wie in Abbildung 5 zeigt die Dynamik des Lebensdauerverbrauchs. Durch die niedrigen Außentemperaturen in den Wintermonaten wird deutlich wie die „Grundlast“ des Lebensdauerverbrauchs um Faktor 10 niedriger ausfällt, gleichzeitig sind Mittagsspitzen seltener und fallen deutlich schwächer aus.

Abbildung 6 zeigt dass eine Erhöhung des Lastfaktors im Vergleich zum „Nur Last“ Szenario für ca. 2,5 Monate des Jahres gegeben ist. Durch die charakteristische der PV-Einspeisung zu den Mittagszeiten im Sommer, entsteht gerade in dieser Zeit jedoch erheblicher Lebensdauerverbrauch. Außerdem kann die lastsenkende Wirkung der PV bis zu dem +25%-Szenario, in dem immerhin schon rund 35% des PV-Potentials im Testgebiet genutzt wird, nachvollzogen werden. Dies spiegelt sich auch in den Werten des kumulierten Lebensdauer verbrauchs über dem gesamten Jahr in Tabelle 2 wieder.

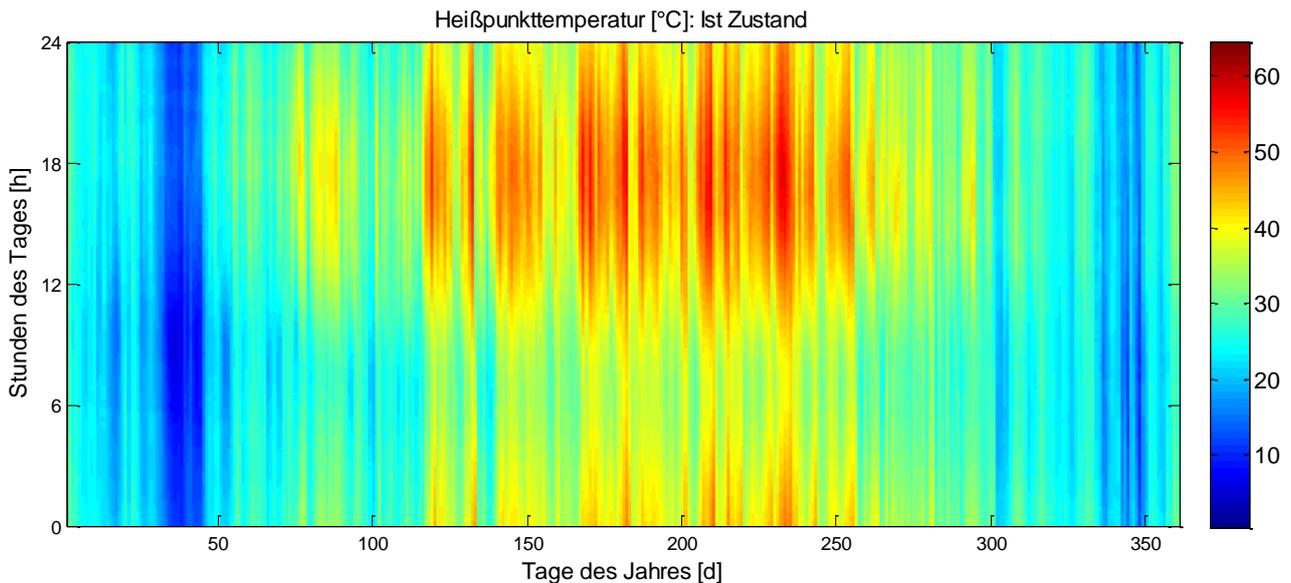
Der maximale Lastfaktor für das „Nur Last“-Szenario ist aus betriebstechnischer Sichtweise mit 0,5 eher nieder. Eine solche Betriebsweise ist durch den Einsatz von mehreren Jahrzenten der ÖVT und dem damit meist sehr konservativen Planungscharakter der Verteilnetzbetreiber typisch.

Ein höherer Lastfaktor in dem „Nur Last“-Szenario würde mehr positiv bilanzierte Leistung für PV-Einspeisung liefern. Dadurch könnte mehr PV-Potential in dem Netzgebiet genutzt werden ohne die Lebensdauer des ÖVT zusätzlich zu belasten. Da es sich in dem untersuchten Testgebiet um eine typische Vorstadtsiedlung handelt, könnte das Verhältnis von potenzieller PV-Nennleistung zur installierten Transformatornennleistung in vielen Fällen in Deutschland den Lebensdauerverbrauch ähnlich beeinflussen.



**Abbildung 6: Jahresdauerlinie des Lastfaktors für alle sechs betrachteten Szenarien**

Das Rasterdiagramm der Heißpunkttemperatur in Abbildung 7 visualisiert anschaulich die problematischen Zeitfenster für den Lebensdauerverbrauch. Die hohen Temperaturen die sich im Sommer während der Mittagszeit einstellen, können in der Nacht selten unter 35°C herunter gekühlt werden. Bei den Szenarien mit stärkerer PV-Einspeisung wird dieser Effekt weiter verstärkt. Eine intelligentes Lüftungskonzept könnte die nächtliche Kühle besser nutzen und vorteilhaftere Betriebsbedingungen herbeiführen.



**Abbildung 7: Rasterdiagramm der Heißpunkttemperatur im Ist Zustand**

## Aussichten

Zur Validierung der hier erzeugten Ergebnisse ist seit Kalenderwoche 50 im Jahr 2014 ein Temperaturmonitoringsystem am ÖVT im Testgebiet installiert. Dabei werden die Umgebungstemperatur, die Oberflächentemperatur, die Öltemperatur in einer Tauchhülse am ÖVT gemessen und die Leistungsdaten gespeichert. Zusätzlich ist geplant den heutigen Alterungszustand des ÖVT anhand von Laboranalysen zu bestimmen. Damit wäre einen Ausgangswert für die Bewertung des gesamten Lebenszyklus des ÖVT vorhanden.

Um Handlungsempfehlungen für die Netzplanung erarbeiten zu können, ist im weiteren Verlauf geplant eine umfangreiche Bewertung der ÖVT Belastungen im gesamten Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers zu erarbeiten. Dazu müssen weitere Gebäudemodelle für Kompakt- und Garagenstation erstellt werden. Es soll zudem geprüft werden wie Fernerkundungsdaten für die Quantifizierung der Belastung der ÖVT genutzt werden können. Des Weiteren soll der ökonomische Nutzen eines Temperaturmonitoringsystems gegenüber der konventionellen Schleppeizerüberwachung verglichen werden.

Mit einem sehr detaillierten Gebäudemodell kann der tatsächliche Nutzen einer umfangreichen Simulation ermittelt werden, sowie Lüftungskonzepte optimiert werden um die Kühlbedingungen der ÖVT zu verbessern. Dabei ist ein Ziel den Simulationsaufwand für die Verteilnetzbetreiber so gering wie möglich und so umfangreich wie nötig zu gestalten. Die detaillierte Simulation soll durch die Kopplung der Software Matlab Simulink und TRNSYS17 erfolgen. TRNSYS17 ist sehr gut geeignet um gebäudephysikalische Mechanismen abzubilden, während Simulink ausreichenden Freiraum für das thermische Transformatormodell liefert.

## Quellen

- [1] DIN 60076-7, Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren  
a) S.30, 8.3.2 Korrektur der Umgebungstemperatur für das Transformatorgehäuse
- [2] Georg Kerber & Prof. Dr.-Ing Rolf Witzmann; Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles; Technical University of Munich
- [3] Svante Arrhenius, Z. Phys. Chem. 1889, 4, S. 226–248., gesichtet 12.09.2014  
[http://www.encyclopedia.com/topic/Svante\\_August\\_Arrhenius.aspx](http://www.encyclopedia.com/topic/Svante_August_Arrhenius.aspx)
- [4] Siemens; Prüflabor für Transformatoren Materialien; Lebensdauer; gesichtet 12.09.2014  
<http://www.energy.siemens.com/hq/de/services/stromuebertragung/transformatoren-prueflabor/#content=Lebensdauer>
- [5] Wetterdatensatz der Wetterstation des DWD bei Ulm
- [6] ASHRAE Handbook, Atlanta, GA: American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineer, 2009
- [7] Betonbau, technisches Datenblatt Kompaktstation UK 3015, von 09/2008, gesichtet 16.12.2014
- [8] Datensatz für die Winkel des Sonnenstands, Azimut und Höhenwinkel  
SoDa-pro.com
- [9] Andreas Kuchler, Hochspannungstechnik, Grundlagen - Technologie- Anwendungen; 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage; Springer-Verlag
- [10] Daniel Funk, M.Eng., Hochschule Ulm, Institut für Energie- und Antriebstechnik, PowerFactory, Verteilnetzmodell des Testgebietes Ulm Einsingen, PV Einspeisung
- [11] Daten zu der Verteilung der Transformatorgebäudetypen im SWU-Netzgebiet erhalten von SWU Netze GmbH
- [12] Recknagel, Sprenger Schramek, Heizung + Klima Technik 03/04, 2003 Erschienen Oldenbourg Industrieverlag
- [13] Auszug aus dem Melderegister der Stadt Ulm, generiert am 22.10.2014
- [14] Daniel Funk, M.Eng., Hochschule Ulm, Institut für Energie- und Antriebstechnik, GIS Daten Auswertung auf Basis der Daten der Laservermessung (LIDAR) des Stadtgebiets Ulm von 2012
- [15] Siemens Kabel und Leitungen für Starkstrom: L. Heinhold, S. 155, Messung aus Stuttgart-Hohenheim in 1m Tiefe
- [16] Bucher, Christof; Andersson, Göran; Küng, Lukas (2013): Increasing the PV Hosting Capacity of Distribution Power Grids. A Comparison of Seven Methods. In: A. Mine, Arnulf Jäger-Waldau und P. Helm (Hg.): Proceedings. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition: Parc des Expositions Paris Nord Villepinte, Paris, France: conference, 30 Sep-04 Oct 2013, exhibition, 01 Oct-03 Oct 2013. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Paris. WIP, S. 4231–4235. Online verfügbar unter <http://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?paper=21849>, zuletzt geprüft am 19.01.2015
- [17] IC Neumüller, Leistungen, Beratung und Organisation, Asset-Management, geprüft 19.1.2015  
<http://www.ic-neumueller.de/index.php/de/leistungen/beratung-organisationsentwicklung/asset-management#.VL0QcXtH76N>