

Transient thermische Modellierung von elektrischen Leitungen für eine flächendeckende und intelligente Einbindung erneuerbarer Energieträger und von Elektrofahrzeugen

Andreas Schuster

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Technische Universität Wien
Wien, Österreich
andreas.schuster@tuwien.ac.at

Dominik Fasthuber

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Technische Universität Wien
Wien, Österreich

Kurzfassung—Um großflächige Netzausbauten bedingt durch hohe Spitzenleistungen der Elektromobilität und Photovoltaik zu vermeiden, können Ergebnisse der transient thermischen Modellierung herangezogen werden. Dieses Modell beruht auf thermische Trägheiten, welche sich hauptsächlich in den spezifischen Wärmekapazitäten wieder finden. Folgend werden Kabel in Erd- sowie Luftumgebung näher beschrieben. Die resultierenden Leitertemperaturen geben an, ob Auslastungen zulässig sind. Hierbei zeigt sich, dass gewisse Stromüberlastungen aufgrund von Schnellladevorgängen der E-Taxis thermisch unproblematisch sind. Weiters verringert die Kombination mit dezentralen Photovoltaikanlagen die Auslastungen sowie auftretenden Leitertemperaturen.

Keywords—*Elektromobilität; Photovoltaik; Netzausbauten; transient thermische Modellierung*

I. EINLEITUNG

Entsprechend dem Bericht des IPCC (siehe [1, S. 67]) besteht die Notwendigkeit, CO₂-Emissionen bis 2050 um 50-80% gegenüber dem Basiswert von 2000 zu reduzieren, um eine Stabilisierung des Klimawandels bei 2°C zu erzielen. Zusätzlich zum hohen Anteil (rund 26%) ist der Sektor *Verkehr* der mit den höchsten CO₂-Emissions-Steigerungsraten. Eine mögliche Lösung, neben der Mobilitätsverlagerung hin zum öffentlichen Verkehr, stellen Elektrofahrzeuge dar. Dadurch wird weiters die derzeit noch immer sehr starke Ölabhängigkeit des Individualverkehrs durchbrochen und die für das Fahren benötigte Energie kann innerhalb Österreichs produziert werden.

Um wesentliche Effekte bei der Einsparung der CO₂-Emissionen zu erzielen, muss die elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen stammen. Hierbei liegt österreichweit noch ein beachtliches Potential in der Photovoltaik. Ein Großteil dieser wird, wie auch die Elektromobilität, in den Niederspannungsnetzen wirken. Aufgrund der geringen Volllaststunden dieser zwei Technologien müssen kostenintensive Netzerweiterungen bzw. starke Komponentenbeanspruchungen in Kauf genommen werden. Daher werden Lösungen gesucht, welche die Netzreserven ausschöpfen können. Um maximal mögliche

Stromüberlastungen zu ermitteln, müssen transient thermische Modellierungen durchgeführt werden. Diese Arbeit stellt die ersten Erkenntnisse in Bezug der Photovoltaikeinspeisung und Elektromobilitätsladevorgänge dar.

II. METHODIK

Die folgenden Analysen werden beispielhaft in einem Wiener Niederspannungsnetz durchgeführt [2]. Die in Summe 612 Zählpunkte sind Großteils Haushalten (81%) und ergänzend einigen Gewerbebetrieben (11%) zugeordnet. Die Trafonennleistung beträgt 800 kVA und die maximalen Leitungslängen sind 257 m. Da die Verwendung von gemittelten Lastprofilen in NS-Netzen zu realitätsfernen Ergebnissen führen würde, sind im Zuge von [2] detaillierte (3-phasige) Messungen mehrerer Knotenpunkte in einem Zeitraum von vier Wochen durchgeführt worden. Somit sind die derzeitigen Verbräuche elektrischer Lasten sowie Auslastungen der Leitungen in diesem NS-Netz bekannt.

In diesen Untersuchungen werden in das bestehende NS-Netz zusätzlich Ladevorgänge von E-Taxis integriert. Hierbei werden alle Taxis einer Wiener Vermittlungsgesellschaft betrachtet und ein bis zu 80%-iger Umstieg auf Elektrofahrzeuge analysiert. Aus den vorhandenen GPS-Daten können Stehzeiten an den Taxistandplätzen und Fahrtwege extrahiert werden. Unter der Annahme, dass nur Lademöglichkeiten an den Taxistandplätzen zur Verfügung stehen, werden für hohe Durchdringungen große Ladeleistungen benötigt. In [2] wurde daher eine derzeit schon mögliche Ladeleistung von 50 kW/Fahrzeug für fast alle Szenarien angenommen. Die dadurch resultierenden Ladeleistungsprofile (Maxima bei rund 350 kW) belasten das NS-Netz zunehmend und dienen als Grundlage für nachfolgende Analysen.

Weiters werden dezentrale erneuerbare Energiequellen in Form von Photovoltaikanlagen zusätzlich angenommen. Die in Summe vier Anlagen besitzen eine gesamte installierte Leistung von rund 200 kW_p. Diese Systeme sind einerseits auf den Hausdächern verteilt und andererseits ist eine Großanlage in Form einer Überdachung des Taxistandplatzes denkbar. Die

notwendigen Einspeiseprofile stammen aus [3] und liegen detailliert für mehrere Jahre vor.

Alle Simulationen und Analysen umfassen das Jahr 2011 in einer Auflösung von einer Minute. Die gemessenen Hausanschlussprofile sind hierfür vielfach aneinander gereiht worden, um Ganzjahresanalysen durchführen zu können. Hierbei wurden alle vier Leiter (L1-L3 und PEN) einzeln betrachtet.

A. Leitungs- und Umgebungsparameter

Für thermische Modellierungen sind das Kabel, das Bettungs- bzw. Grabenmaterial um das Kabel herum (im Fall des Erdkabels) und die von der Kabelwärme unabhängige Umgebungstemperatur von entscheidender Bedeutung. Die Wahl der verschiedenen Werkstoffe bzw. Füllgüter und der betrachteten Jahreszeit beeinflussen die resultierenden Leitertemperaturen maßgeblich.

Das in diesen Analysen verwendete Kabel ist dem E-XAYY 4x150SM mit einer angegebenen Strombelastbarkeit von 275 A (im Erdreich) bzw. 246 A (in Luft) je Leiter nachempfunden. Um den Aluminiumleiter ist eine PVC-Isolierung zu finden und der schützende Mantel besteht ebenfalls aus PVC. Das Erdkabel befindet sich direkt in einem Bereich von 20 cm Sand und darüber 50 cm Kies bzw. sogenannter Gräder. Den Abschluss bildet eine 2,5 cm hohe Asphaltdecke, welche aus thermischer Sicht den schlimmsten Fall einnimmt. In diesen Betrachtungen wurden etwaige parallel geführte NS- oder MS-Kabel sowie andere thermisch relevante Leitungen ausgespart. Die verwendeten Werte der thermischen Kenngrößen werden in den nächsten Abschnitten beschrieben.

Der letzte entscheidende Parameter bei thermischen Modellierungen ist die durch die Wärmeentwicklungen der Leitungen unbeeinflussbare Umgebungstemperatur. Diese herrscht in relativ weit entfernten Erdschichten oder am Übergang zur Luft. In folgenden Analysen sind diese Temperaturen mit einem monatsabhängigen Verlauf modelliert (siehe Tab. I).

TABELLE I. MONATSMITTELWERTE DER UMGEBUNGSTEMPERATUREN UNTER ASPHALTDECKE UND IN LUFT (WERTE AUS [4, S. 246] UND [5])

Monat	Unter Asphaltdecke	Luft	Monat	Unter Asphaltdecke	Luft
Jän.	-0,4°C	2,9°C	Jul.	21,1°C	25,6°C
Feb.	4,1°C	5,1°C	Aug.	19,6°C	25,4°C
Mär.	6,7°C	10,3°C	Sept.	18,5°C	20,3°C
Apr.	14,8°C	15,2°C	Okt.	17,4°C	14,2°C
Mai	14,1°C	20,5°C	Nov.	4,8°C	7,5°C
Jun.	23,3°C	23,4°C	Dez.	1,9°C	4,0°C

B. Stationär thermische Berechnung

Kernstück dieser Berechnung ist die Eigenschaft des eingeschwungenen Zustands, welcher auch als stationäre Lösung betitelt werden kann. Es wird angenommen, dass alle dynamischen bzw. transienten Vorgänge abgeschlossen sind. Die Temperaturverteilungen ändern sich ohne Strommodifikationen nicht mehr.

Die Belastbarkeit von Leitungen, das ist der maximal ständig einzubringende Strom ohne Materialschädigungen in Kauf nehmen zu müssen, hängt in erster Linie von der verwendeten Isolation und den spezifischen Wärmewiderständen ab. Der Verbundwerkstoff VPE besitzt die größte Temperaturfestigkeit (90°C). Papier und PVC sind mit rund 70°C im Normalbetrieb etwas schlechter. [4]

Die stationär thermische Berechnung fußt auf die Analogie zum Ohm'schen Gesetz, wobei die Spannungsdifferenzen Temperaturunterschiede, die elektrischen Ströme Wärmeströme \dot{Q} bzw. Leistungen P und die elektrischen Widerstände thermische Widerstände darstellen. Daher gilt das in Abb. 1 dargestellte Ersatzschaltbild für den Fall des Erdkabels. Dieses zeigt die Parallelschaltung der drei therm. Isolationswiderstände der Leiter, welche dann seriell mit den Widerständen der äußeren Schichten (Mantel, Sand, Kies und Asphalt) verbunden sind. Ausgehend von den ohmschen Leiterverlusten P'_i und den wesentlich kleineren dielektrischen Verlusten P'_{diel} , welche als Wärmequellen in diesem System fungieren, bilden sich durch thermische Widerstände R'_{θ} Temperaturunterschiede aus. Alle Angaben sind dabei auf die Länge der jeweiligen Leitung bezogen (gekennzeichnet durch $'$). Da bei dieser stationären Berechnungsmethode Temperaturen, die der Umgebung ϑ_U und des Leiters ϑ_L (entspricht der maximal zulässigen Betriebstemperatur im Normalbetrieb), bekannt sind, kann die absolute Erwärmung $\Delta\vartheta_L$ ebenfalls angegeben werden.

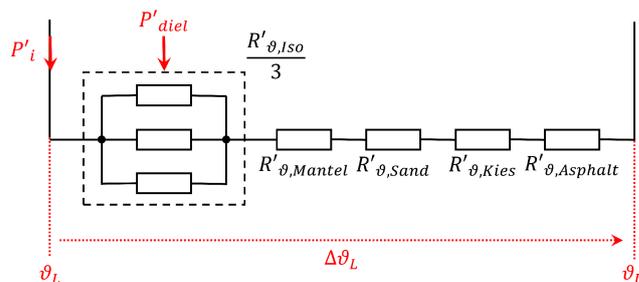


Abb. 1. Ersatzschaltbild für den Wärmestrom in einem Erdkabel (nach [4])

Ist das Wissen über Aufbau und spezifische Wärmewiderstände ρ_{θ} der umgebenden Schichten (Isolation, Mantel, Sand, Kies und Asphalt) vorhanden, so können die thermischen Widerstände mit

$$R'_{\theta, \text{Schicht}(x+1)} = \frac{\rho_{\theta, \text{Schicht}(x+1)}}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{r_{\text{Schicht}(x+1)}}{r_{\text{Schicht } x}}\right) \quad (1)$$

berechnet werden, wobei $r_{\text{Schicht } x}$ der jeweilige Außendurchmesser der Schicht x darstellt. Um den resultierenden Wärmestrom \dot{Q}' zu ermitteln muss die Summe der Wärmewiderstände $\sum R'_{\theta}$ gebildet werden und ergibt dann

$$\dot{Q}' = \frac{\Delta\vartheta_L}{\sum R'_{\theta}} \quad (2)$$

Mit der Berechnung des elektrischen Leiterwiderstands R'_{Leiter} und der dielektrischen Verlustleistung P'_{diel}

$$R'_{\text{Leiter}} = R'_{20, \text{Al}} \cdot [1 + \alpha_{20, \text{Al}} \cdot (\vartheta_L - 20)], \quad (3)$$

$$P'_{\text{diel}} = \frac{U^2}{3} \cdot \tan(\delta)_{\text{PVC}} \cdot 2\pi f \cdot C'_b, \quad (4)$$

welche in Summe für den Wärmeeintrag mitverantwortlich sind, ergibt sich resultierend die *Belastbarkeit* (in Ampere)

$$I = \sqrt{\frac{\dot{Q} - P_{\text{diel}}}{3 \cdot R_{\text{Leiter}}}} \quad (5)$$

C. Transient thermische Modellierung

Bis zum Erreichen der Endtemperaturen bei konstantem Stromeintrag finden transiente Vorgänge in den Materialien statt. Eine dafür hauptverantwortliche Kenngröße ist die *spezifische Wärmekapazität* c_p . Diese gibt die thermische „Trägheit“ der jeweiligen Substanz wieder. Im eingeschwungenen und stabilen Zustand sind die Ergebnisse beider Modellierungen (transient und stationär) gleich. Somit fußen sie auf den gleichen thermischen Gleichungen. Die in den Leitern und durch die Isolation hervorgerufene Gesamtverlustleistung ergibt sich durch (3) und (4), wobei der elektrische Leiterwiderstand temperaturabhängig ist. Die thermischen Widerstände berechnen sich ebenfalls mit (1). Die transient thermische Modellierung wird im Folgenden stufenweise vom Kabel bis zur jeweiligen Umgebung beschrieben. [6-7]

1) *Kabel*: Das Prinzip der transient thermischen Berechnung beruht auf den durch die stromdurchflossenen Leiter (L1-L3 und PEN) erzeugten Wärmeströme, welche der Gesamtverlustleistung des jeweiligen Leiters entspricht und in die weiteren Materialschichten eintritt. Entsprechend dem Temperaturunterschied zur und Wärmewiderstand der nächsten Schicht (bei der Isolation ist dies der Mantel) wird ein Teil des Wärmestroms weitergeleitet. Für die Isolation gilt

$$\dot{Q}'_{\text{Ableitung,Isolation}} = \frac{\vartheta_{\text{Isolation}} - \vartheta_{\text{Mantel}}}{R'_{\vartheta, \text{Mantel}}} \quad (6)$$

Infolge des durchfließenden Wärmestroms ergibt sich eine zeitabhängige Temperaturänderung. Dominiert wird diese Änderung durch den Unterschied des ein- und austretenden Wärmestroms. Zusammen mit der spezifischen Wärmekapazität c_p , Dichte ρ und dem Querschnitt der Isolationsschicht ergibt sich die resultierende Temperaturänderung der Isolation zu

$$\Delta\vartheta_{\text{Isolation}} = \frac{\dot{Q}'_{\text{Ableitung,Leiter}} - \dot{Q}'_{\text{Ableitung,Isolation}}}{c_p \cdot \rho_{\text{Isolation}} \cdot \pi \cdot (r_{\text{Isolation}}^2 - r_{\text{Leiter}}^2)} \cdot \Delta t \quad (7)$$

Gleichungen (6) und (7) gelten entsprechend für den austretenden Wärmestrom und die Temperaturänderung des Leiters. Tab. II und Tab. III zeigen die verwendeten Kennwerte des Aluminium-Niederspannungskabels. Der resultierende austretende Wärmestrom aus dem Mantel ist bereits abhängig von der jeweiligen Umgebung (Erde oder Luft).

TABELLE II. VERWENDETE KENNWERTE DES ALUMINIUM-NIEDERSpannungSKABELS (WERTE AUS [4, S. 16] UND [8-10])

Kennwerte des Al-NS-Kabels	
Elektr. Leitfähigkeit κ_{20}	$35,4 \frac{\text{m}}{\Omega \text{mm}^2}$
Temp.-koeff. α_{20}	$4,03 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{K}}$
Dichte ρ	$2,1 \frac{\text{kg}}{\text{dm}^3}$
Spez. Wärmekap. c_p	$0,9 \frac{\text{Ws}}{\text{gK}}$
Verlustfaktor $\tan(\delta)_{\text{PVC}}$	$130 \cdot 10^{-4}$

Kennwerte des Al-NS-Kabels	
Betriebskapazität C'_b	$0,4 \cdot 10^{-9} \frac{\text{F}}{\text{m}}$

2) *Erdumgebung*: Wie schon eingangs erwähnt, befindet sich das Erdkabel in einem Sand-Kies-Bett unter einer Asphaltdecke. Alle drei Schichten werden bei der transient thermischen Modellierung gemäß Gleichung (1) und (6-7) einzeln modelliert. Die Asphaltdecke besitzt in der Jahresbetrachtung die mit den Werten aus Tab. I fixierten Temperaturen und nimmt den gesamten aus der Kiesschicht austretenden Wärmestrom ohne Änderungen auf.

TABELLE III. THERMISCHE KENNWERTE DER VERWENDETEN MATERIALIEN VON ERDKABEL (WERTE AUS [4], [10-12])

Thermische Kennwerte der Materialien	PVC	Sand, trocken	Kies	Asphalt
Spez. Wärmewid. ρ_{ϑ} in $\frac{\text{Km}}{\text{W}}$	4,35	1,43	1,43	1,25
Dichte ρ in $\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$	1,40	1,65	1,55	-
Spez. Wärmekap. c_p in $\frac{\text{Ws}}{\text{gK}}$	1,50	0,84	0,84	-

3) *Luftumgebung*: Im Gegensatz zur Modellierung in Erde wird bei der thermischen Modellierung des Kabels in Luft eine etwas aufwendigere Herangehensweise benötigt. Der Grund dafür liegt in der Modellierung des Wärmestroms an die Umgebung, welche durch *Strahlung* und *Konvektion* zustande kommt. Nach [4] lässt sich für den gesamten Wärmewiderstand für Luft, statt der üblichen Berechnung (1), folgende Gleichung angeben:

$$R'_{\vartheta, \text{Luft}} = \frac{1}{\pi \cdot d \cdot (f_k \cdot \alpha_k + f_s \cdot \alpha_s)} \quad (8)$$

Dabei wird im Wesentlichen der Wärmewiderstand der Luft durch zwei parallele Wärmewiderstände gebildet welche den Wärmeübergang der Konvektion bzw. der Strahlung entsprechen. Für ein waagrecht, frei in Luft verlegtes Kabel erhält man für die Wärmeübergangszahl α_k für die Konvektion

$$\alpha_k = k' \cdot \frac{0,0185}{k \cdot d} + k'' \cdot 1,08 \cdot \left(\frac{\Delta\vartheta_0}{k \cdot d}\right)^{1/4} \quad (9)$$

und die Wärmeübergangszahl α_s für Strahlung zu

$$\alpha_s = \frac{\varepsilon_0 \cdot \sigma \cdot [(273 + \vartheta_0)^4 - (273 + \vartheta_U)^4]}{\Delta\vartheta_0} \quad (10)$$

Wobei weiters nachfolgende Definitionen gelten

$$k' = 0,919 + \frac{\vartheta_m}{369}, k'' = 1,033 - \frac{\vartheta_m}{909}, \quad (11)$$

$$\vartheta_m = \frac{\vartheta_0 + \vartheta_U}{2}, \Delta\vartheta_0 = \vartheta_0 - \vartheta_U \quad (12)$$

Dabei entsprechen die Zahlenwerte der Gleichungen (9) und (11) empirischen Näherungen die sich durch die dimensionslosen Kennzahlen der Konvektion (Nusselt-, Reynold-, Grashofzahl etc.) ergeben. Nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz ist die Strahlungskonstante $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4}$ und ε_0 der Emissionsgrad der Kabeloberfläche. Dieser wird meist mit 0,95 angenommen. Voraussetzungen für die Berechnung nach diesem Modell sind eine vorgegebene Umgebungstemperatur $\vartheta_{U, \text{Luft}}$ (siehe Tab. I) und ein Normaldruck von 1013 hPa. Durch die Faktoren k' und k'' werden die veränderlichen

Stoffwerte der Luft bei mittleren Temperaturen berücksichtigt. Den Hilfsgrößen f_s , f_k und k werden je nach Anordnung unterschiedlichste Werte zugeordnet welche in [4] nachzuschlagen sind. Für obige Annahmen und eine einfache waagrechte Verlegung in Luft ergeben sich diese Hilfsgrößen zu eins.

Dies bedeutet wiederum, dass eine ungehinderte Wärmeabgabe durch Strahlung in allen Raumrichtungen möglich ist. Die Verluste werden an die Begrenzungswände des Raumes übertragen und von diesen vollständig absorbiert. Ferner wird von einer ungestörten Wärmeabgabe durch Konvektion ausgegangen. Die erwärmte Luft strömt zunächst laminar um das Kabel, steigt anschließend gleichmäßig nach oben auf und vermischt sich dabei mit der kälteren Luft in einem Bereich turbulenter Strömung.

III. ERGEBNISSE

Die Ergebnisse der transient thermischen Modellierung werden anhand von resultierenden Leitertemperaturen des städtischen Niederspannungsnetzes bei zusätzlicher Belastung durch Elektrotaxiladevorgängen sowie Photovoltaikeinspeisungen folgend dargestellt. In allen betrachteten Fällen ist das Leitungsstück, welches den Strang direkt mit der Sammelschiene am Umspanner verbindet, am meisten ausgelastet und dieses wird daher nachfolgend näher betrachtet.

A. Stromauslastungen der Ausbauszenarien

Die Stromauslastung wird mittels der stationär thermisch berechneten *Belastbarkeit*, meist gegeben durch Datenblätter, ermittelt. Abb. 2 zeigt die resultierenden Jahresstromauslastungen im derzeitigen Zustand (ohne E-Taxis und ohne Photovoltaik) sowie zusätzlich mit den neuen Komponenten (jeweils einzeln und in Kombination). Die hier berechneten Auslastungen beziehen sich immer auf den Nennstrom bei Verlegung unter Erde (275 A), um die Vergleichbarkeit zu erhöhen.

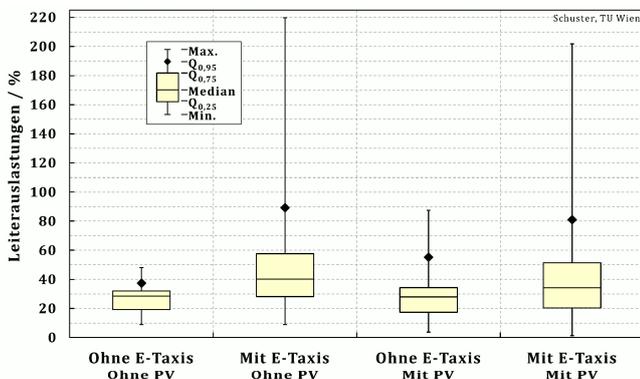


Abb. 2 Leiterauslastungen (Minimum, 25%-, 75%- und 95%-Quantil sowie Median und Maximum) in Prozent der Nennbelastung in allen vier Ausbauszenarien

Im derzeitigen Zustand ist die Strangleitung maximal zu 50% ausgelastet. In Verbindung mit den Photovoltaik-Anlagen ergibt sich ein Maximum von knapp 90% und somit thermisch unbedenklich. Hingegen durch die Ladevorgänge der E-Taxis treten massive Überlastungen mit bis zu 220% auf. Allerdings 95% aller Auslastungen sind unter 90% der Nennbedingungen. Durch die zusätzliche Kombination mit den dezentralen Photo-

voltaik-Anlagen verringern sich alle Auslastungskennwerte. Jedoch das Maximum ist doppelt so hoch wie laut Nennbedingungen.

B. Leitertemperaturen der Ausbauszenarien

Die resultierenden Leitertemperaturen sind, wie schon in Abschnitt II beschrieben, abhängig, ob das Kabel in Erde oder Luft verlegt wird. Die Temperaturunterschiede sind jedoch nicht dominant. Daher werden im Anschluss ausschließlich die Ergebnisse der Verlegung in Erdumgebung näher betrachtet. Zur Veranschaulichung des jahreszeitlichen Verlaufs ist folgend beispielhaft die Belastung durch E-Taxis dargestellt. Für alle anderen Fälle sind die Bereiche der simulierten Leitertemperaturen angegeben.

Wie in Abschnitt II bereits angeführt, ist in diesem Modell der Leiter in einem Sand-Kies-Bett unter Asphaltdecke verlegt. Bedingt durch die jahreszeitliche Umgebungstemperatur unter dieser Decke ergeben sich trotz annähernd konstanter Auslastung höhere Leitertemperaturen in den Sommermonaten (siehe Abb. 3)

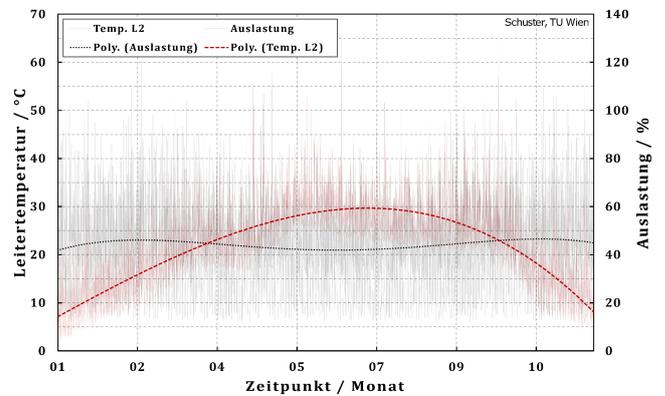


Abb. 3 Gemittelte Verläufe der Leitertemperatur in Grad Celsius und Auslastung in Prozent der Nennbelastung sowie deren polygone Trendlinien der belasteten Leitung in Erde mit ungesteuertem E-Taxiladeprofil

Abb. 4 zeigt nun die Bereiche der auftretenden Leitertemperaturen aller Ausbauszenarien. Zurzeit sind alle Temperaturwerte sehr moderat und unterhalb von 30°C. In Verbindung mit den Ladevorgängen der E-Taxis erreicht der Leiter Maximaltemperaturen von über 95°C. Jedoch die 95%-Quantil liegt unterhalb von 40°C. Die Auslastungsreduktion durch die dezentralen Einspeiser verringert das Maximum der Leitertemperaturen auf 85°C. In beiden Ausbauszenarien mit E-Taxis sind allerdings thermische Überschreitungen (> 70°C) sehr selten und in der Anzahl viel weniger als Stromüberlastungen.

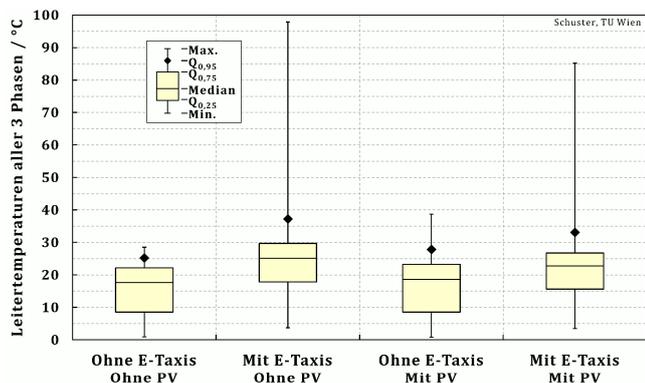


Abb. 4 Leitertemperaturen aller drei Phasen in Grad Celsius in allen vier Ausbauszenarien

IV. SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

Transient thermische Analysen zeigen noch offene Ressourcen in der möglichen Übertragungskapazität heutiger Stromleitungen auf. Im Gegensatz zur klassischen stationären Berechnung wirken dabei thermische Trägheiten der Materialien. Diese weiterführende thermische Modellierung vergrößert den derzeitigen Horizont der klassischen Betriebsführung elektrischer Netze.

Es sind gewisse Stromüberlastungen infolge von E-Taxiladevorgängen thermisch zulässig, da Leitertemperaturüberlastungen weniger oft auftreten. Auch bedingt durch die zeitlich sehr beschränkten Schnellladevorgänge wirken die thermischen Trägheiten positiv.

Die Kombination der Elektromobilität mit dezentralen Photovoltaikanlagen verringert sowohl die Strangauslastungen als auch die auftretenden Leitertemperaturen um mehr als 10%. Diese ist daher nicht nur aus ökologischer Sicht, sondern auch aufgrund netztechnischer Einsparungen zu empfehlen. Mit Hilfe von weiterführenden Analysen dieser transient thermischen Modellierung kann die Einbindung von Elektromobilität und Photovoltaik in den Verteilnetzen erhöht werden.

REFERENCES

- [1] L. Bernstein et al. „Climate Change 2007: Synthesis Report“ International Panel on Climate Change, Technischer Bericht, November 2007.
- [2] ZENEM – Zukünftige Energienetze mit Elektromobilität, Industrielles Forschungsprojekt, Technische Universität Wien, FFG-Projektnummer: 829953, Laufzeit: Mai 2011 bis April 2013.
- [3] Photovoltaik-Forschungszentrum Zwentendorf <http://www.zwentendorf.com>, 28.04.2013.
- [4] L. Heinhold, R. Stubbe (Herausgeber), „Kabel und Leitungen für Starkstrom“ Publicis MCD Verlag, Erlangen, 5. Auflage, 1999.
- [5] ZAMG „Klimadaten von Österreich 1971-2000“ <http://www.zamg.ac.at>, 24.04.2013.
- [6] A. Schuster, „Ladeinfrastruktur und Verteilnetzbelastungen durch Elektromobilität“ Dissertation, Technische Universität Wien, April 2013.
- [7] D. Fasthuber, „Thermische Modellierung von Netzkomponenten für die Elektromobilität“ Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Mai 2013.
- [8] D. Nührmann, „Das große Werkbuch Elektronik“ Franzis Verlag, 1998.

- [9] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung“ Vieweg+Teubner Verlag, 8. Auflage, 2010.
- [10] Matweb LLC, „Material Property Data“ <http://www.matweb.com>, 14.02.2013.
- [11] S. Beisel „Vermessung, Modellierung und Bewertung des Erdreichwärmübertragers beim Passiv-Solarhaus Cölbe“ Philipps-Universität Marburg, Dissertation, 1999.
- [12] A. Schweizer „Projektierungshilfe für Stromaggregate“ <http://schweizer-fn.de>, 21.01.2013.