FKH - / VSE - Fachtagung

09. November 2011 Hochschule für Technik FHNW, Brugg-Windisch

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen



FKH- / VSE-Fachtagung 09. November 2011 Hochschule für Technik FHNW, Brugg-Windisch

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Veranstalter:

Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH Voltastrasse 9 8044 Zürich

FKH

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE Hintere Bahnhofstrasse 10 5001 Aarau



FKH- / VSE-Fachtagung 09. November 2011 Hochschule für Technik FHNW, Brugg-Windisch

Vorwort zur Tagung

Seit den Anfängen der Nutzung elektrischer Energie vor weit über hundert Jahren bilden Berechnungsverfahren eine unabdingbare Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz der dafür notwendigen elektrotechnischen Einrichtungen. Seither sind die Ansprüche an die elektrischen Energieversorgungssysteme in vielerlei Hinsicht laufend gestiegen. Wirtschaftliche Gesichtspunkte verlangen eine hohe Auslastung von Materialien und Komponenten bzw. eine möglichst hohe Ausschöpfung der elektrischen Energieressourcen. Darüber hinaus bedingen auch Verfügbarkeits-, Sicherheits- und Umweltanforderungen möglichst genaue Vorhersagen über das physikalische Verhalten aller beteiligten Komponenten und Systeme, welche basierend auf Modellen und Berechnungen bereit gestellt werden müssen.

Das Ziel der Tagung ist es, Berechnungsmethoden, welche im Zusammenhang mit elektrischen Energieversorgungssystemen eingesetzt werden, vorzustellen. Nebst den Prinzipien, welche den Methoden zugrunde liegen, werden heute verwendete Computerwerkzeuge präsentiert und es werden deren Nutzen und Grenzen beim Einsatz in der Praxis diskutiert.

Die in 8 Beiträgen besprochenen Berechnungsmethoden betreffen sowohl Fragen der Komponenten- und Systemauslegung wie auch solche des optimalen und umweltverträglichen Betriebs.

> Dr. Rainer Bacher Tagungsleiter

Dr. Reinhold Bräunlich Geschäftsleiter der FKH





Tagungsprogramm

Datum:Mittwoch, 9. November 2011, Beginn 0900Ort:Aula der Fachhochschule FHNW, Brugg - WindischTitel:Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von
elektrischen EnergieversorgungssystemenTagungsleitung:Dr. Rainer Bacher, Bacher Energie AG, Baden

	Titel / Inhalt	Referent	
09 ⁰⁰ -09 ⁰⁵	Begrüssung durch den Präsidenten der FKH	Dr. Thomas Aschwanden KWO, Innertkirchen	
09 ⁰⁵ -09 ²⁰	Einführung in das Tagungsthema	Dr. Rainer Bacher Bacher Energie AG, Baden	
09 ²⁰ -09 ⁵⁰	Netzberechnung und Simulation: ein Überblick	Dr. Luigi Busarello BCP Busarello+Cott+Partner AG, Erlenbach	
09 ⁵⁵ -10 ²⁵	Optimierungsverfahren für den Betrieb virtueller Kraftwerke aus Lasten, Quellen und Speichern	Stephan Koch, ETH Zürich, EEH Power Systems Laboratory	
10 ³⁰ -11 ⁰⁰	Kaffeepause		
11 ⁰⁰ -11 ³⁰	Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten	Renato Grütter ALSTOM Grid AG, Oberentfelden	
11 ³⁵ -12 ⁰⁵	Anregung von Spannungsresonanzen in Transformatorwick- lungen; ein Beispiel für die Berechnung von Netztransienten	Georg Köppl Köppl Power Experts, Wettingen	
12 ¹⁰ -12 ⁴⁰	Thermische Berechnung von Kabelanlagen	Dr. Thomas Heizmann FKH, Zürich	
12 ⁴⁵ -14 ¹⁵	Mittagessen		
14 ¹⁵ -14 ⁴⁵	Berechnung von Erdungsanlagen	Frédéric Jolliet BKW FMB Energie AG, Ostermundigen	
14 ⁵⁰ -15 ²⁰	Berechnung der Magnetfelder von Freileitungen und Trafostationen	Hansruedi Luternauer, David Hearn, ewz Zürich	
15 ²⁵ -15 ⁵⁵	Computersimulation der Beeinflussungsspannungen auf Rohrleitungen und Kommunikationskabeln durch Starkstromleitungen	Dr. Reinhold Bräunlich FKH Zürich	
ab 16 ⁰⁰	Apéro		

Ende der Veranstaltung ca. 17⁰⁰





Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis	Seite
Netzberechnung und Simulation: ein Überblick	1
Dr. Luigi Busarello, BCP Busarello+Cott+Partner AG, Erlenbach	
Optimierungsverfahren für den Betrieb virtueller Kraftwerke aus Lasten, Quellen und Speichern	17
Stephan Koch, ETH Zürich, EEH Power Systems Laboratory, Zürich	
Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten	29
Renato Grütter, Alstom Grid AG, Oberentfelden	
Anregung von Spannungsresonanzen in Transformatorwicklungen; ein Beispiel für die Berechnung von Netztransienten	51
Georg Köppl, KOEPPEL POWER EXPERTS, Wettingen	
Thermische Berechnung von Kabelanlagen	69
Dr. Thomas Heizmann, FKH, Zürich	
Berechnung von Erdungsanlagen	85
Frédéric Jolliet, BKW FMB Energie AG, Ostermundigen	
Berechnung der Magnetfelder von Freileitungen und Trafostationen Hansruedi Luternauer, David Hearn, ewz, Zürich	97
Computersimulation der Beeinflussungsspannungen auf Rohrleitungen und Kommunikationskabeln durch Starkstromleitungen	111
Dr. Reinhold Bräunlich, FKH, Zürich	
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen	131
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen	134
Referentenadressen	137
Internetseite zur Fachtagung	139
Notizen	141





FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Netzberechnung und Simulation: ein Überblick

Dr. Luigi Busarello BCP Busarello+Cott+Partner AG

1976 – 1981	Elektrotechnik-Studium an ETH Zürich
1981 – 1988	Entwicklungsingenieur bei BBC Baden, Abteilung Netzstudien

1988 Promotion an der ETH Zürich

seit 1989 Geschäftführer der Firma BCP Busarello+Cott+Partner AG, die sich mit der Entwicklung von Software für die elektrische Energieversorgung und Netzstudien befasst





Netzberechnung und Simulation: ein Überblick

Dr. Luigi Busarello BCP Busarello+Cott+Partner AG

Themen

- Physikalische Vorgänge in elektrischen Netzen
- Modellierung der Netzelemente für die verschiedenen Phänomene
- Lastfluss- und Kurzschlussberechnung nach IEC
- Modellierung von Maschinen und Reglern für die Simulation elektromechanischer Vorgänge
- Anwendungen



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen



Netzberechnung und Simulation – ein Überblick

Dr. Luigi Busarello

BCP Busarello+Cott+Partner AG



Elektro-magnetische Vorgänge: Blitz-F Elektro-mechanische Vorgänge: Kurzs

Blitz-Phänomene, Schaltvorgänge (hoher Frequenzbereich) Kurzschluss, schnelle Laständerungen, Ausfall von Komponenten (niedriger Frequenzbereich) Leistungsflüsse, Leistungsregelungen (eingeschwungener Zustand)

(Quasi-)stationäre Vorgänge:





Modellierung der Netzelemente für die verschiedenen Phänomene



Elektro-magnetische Vorgänge sind hochfrequent, d.h.

- Aktive und passive Netzelemente werden mit den kleinsten Einheiten, wie R, L, C nachgebildet
- Beziehungen zwischen u(t) und i(t) werden als Differential-Gleichungen beschrieben, z.B. $u(t) = L \frac{d}{dt} \iota(t)$
- Ergebnisse sind Momentanwerte

Elektro-mechanische Vorgänge sind niederfrequent, d.h.

- Passive Netzelemente werden durch Impedanzen (bei Nennfrequenz) nachgebildet
- Aktive Netzelemente (Maschinen) werden durch Differential-Gleichungen nachgebildet
- \bullet Beziehungen zwischen U(t) und I(t) im Netz sind Gleichungen
- Ergebnisse sind zeit-variante Effektivwerte (RMS: Root Mean Square)

Quasi-stationäre Vorgänge sind zeit-invariant, d.h.

- Modelle der Netzelemente werden durch Impedanzen (bei Nennfrequenz) nachgebildet
- Beziehungen zwischen U und I sind Gleichungen
- Ergebnisse sind Effektivwerte (RMS)

BCP Busarello+Cott+Partner AG

Modellierung der Netzelemente für die verschiedenen Phänomene



Quasi-stationäre Abbildung des Netzes









Model der Leitung



Gleiches Modell für Mit- und Nullsystem, aber unterschiedliche Parameter

R = R' · I	R': Widerstandsbelag für Mit- oder Nullsystem
$X = X' \cdot I$	X': Reaktanzbelag für Mit- und Nullsystem
$Y = 2 \cdot Pi \cdot f \cdot C' \cdot 1/2$	C': Kapazitätsbelag für Mit- und Nullsystem I: Länge f: Frequenz

BCP Busarello+Cott+Partner AG

Modelle für quasi-stationäre Vorgänge



Model des Transformators



Unabhängig von Trafo-Schaltgruppe!

uRr: Kupferverluste Ur2: Bemessungsspannung sekundärseitig Übersetzung t=Ur2/Ur1











Verknüpfung der Modelle



Netzgleichung

$[\underline{I}] = [\underline{Y}] \cdot [\underline{U}]$

Leistungsgleichung



- [U]: Vektor aller Knotenspannungen (Knoten: Sammelschiene, Muffe)
- [I]: Vektor aller Knotenströme
- [S]: Vektor aller Knotenströme
- [Y]: Knotenadmittanzmatrix

BCP Busarello+Cott+Partner AG

Lastflussberechnung



Ausgangspunkt:

- Netz mit Verbrauchern (P₀, Q₀-Werte) bekannt
- Evtl. dezentrale Erzeuger (P₀, Q₀-Werte) bekannt
- Spannung an Netzeinspeisung bekannt (geregelt)
- Netzgleichungen:

$$[I] = [Y] \cdot [U] [S_0] = [U] \cdot [I]^* \quad (S_0 = P_0 + jQ_0)$$

$$=>[S_0] = [U] \cdot [Y]^* \cdot [U]^*$$

- Unbekannt: Spannungen [U], Netzverluste
- Lösung: Iterativ (lineares oder Gradienten-Verfahren NR)

[I] =
$$[S_0 / U]^*$$
 Startwert: U=Un=(1pu)
[U] = $[Y]^{-1} \cdot [I]$







Netzimpedanz Zkk im Knoten k aus Netzgleichung:

 $\begin{bmatrix} U1\\ U2\\ Uk = Zkk \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} Y11 & \dots & Y1n\\ \vdots & \ddots & \vdots\\ Yn1 & \dots & Ynn \end{pmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I1 = 0\\ I2 = 0\\ Ik = 1 \end{bmatrix}$

U0_k: Ersatzspannungsquelle

BCP Busarello+Cott+Partner AG

Kurzschlussberechnung nach IEC 60909



Fehlerknoten k

Anfangskurzschlusswechsel-Strom: $Ik'' = \frac{U0_k}{Zkk} = \frac{c \cdot Un}{Zkk}$ c: Spannungsfactor 0.95...1.1 Un: Netznennspannung am

Die zur Dimensionierung der Betriebsmittel notwendigen Ströme werden mit Hilfe von Ik" und durch Auswertung der Netzimpedanzen ermittelt:

- Kurzschlussleistung: $Sk^{"} = \sqrt{3} \cdot Un \cdot |Ik^{"}|$
- $ip = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot Ik$ " mit κ = 1.02 + 0.98 · e 3 · Rk/Xk Stosskurzschlussstrom:
- Ausschaltstrom: $Ia = \mu \cdot Ik^{"}$ mit μ = f(lk"/lrG, t_{min})
- Dauerkurzschlussstrom: $Ik = \lambda \cdot IrG$ mit $\lambda = f(Xd_{qesättigt}, Ufmax/Ufr, Ik"/IrG)$
- Thermischer Kurzzeitstrom: $Ith = Ik'' \cdot \sqrt{m+n}$

Der Faktor m berücksichtigt die Wärmewirkung des Gleichstromgliedes und der Faktor n die Wärmewirkung des Wechselstromgliedes











Modellierung von Maschinen und Reglern für die Simulation elektro-mechanischer Vorgänge



Modellparameter (L_D , L_Q , L_d , L_q , L_{hsf} , etc.) werden aus den charakteristischen Parametern der SM bestimmt. Diese sind:

Parameter		Hydraulic Units	Thermal Units
Synchronous	X _d	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3
Reactance	X_q	0.4 - 1.0	1.0 - 2.3
Transient	X'_d	0.2 - 0.5	0.15 - 0.4
Reactance	X'_q	-	0.3 - 1.0
Subtransient	X_d''	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
Reactance	X_q''	0.2 - 0.45	0.12 - 0.25
Transient OC	T'_{d0}	1.5 - 9.0 s	3.0 - 10.0 s
Time Constant	T_{q0}'	-	0.5 - 2.0 s
Subtransient OC	$T_{d0}^{\prime\prime}$	0.01 - 0.05 s	0.02 - 0.05 s
Time Constant	$T_{q0}^{\prime\prime}$	0.01 - 0.09 s	0.02 - 0.05 s
Stator Leakage Inductance	X _I	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2
Stator Resistance	R _a	0.002 - 0.02	0.0015 - 0.005

erhalten aus:

- Bemessungsgrössen
- Prüfprotokoll

BCP Busarello+Cott+Partner AG

Modellierung von Maschinen und Reglern für die Simulation elektro-mechanischer Vorgänge



Schnittstellen der Synchronmaschine zum Netz und zur Leistungs- und Spannungsregelung









Allgemeines Modell für hydraulische Kraftwerke

DTU RB

1 + <•TA





Verknüpfung der dynamischen Modelle



Differential Switched-Algebraic State Reset Equations (DSAR)

$$\begin{split} \dot{x} &= f(x, y, z) \\ \dot{z} &= 0 \\ 0 &= g^{(0)}(x, y, z) \\ 0 &= \begin{cases} g^{(i^{-})}(x, y, z) & y_{s,i} < 0 \\ g^{(i^{+})}(x, y, z) & y_{s,i} > 0 \end{cases} \quad i = 1, \dots, s \\ z^{+} &= h_{j}(x^{-}, y^{-}, z^{-}) \quad y_{r,j} = 0 \quad j = 1, \dots, s \end{split}$$

Lösung durch Integrationsverfahren: Gears, Runge-Kutta















BCP Busarello+Cott+Partner AG

FKH - / VSE - Fachtagung 2011 Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen





Danke für Ihre Aufmerksamkeit!





FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Optimierungsverfahren für den Betrieb virtueller Kraftwerke aus Lasten, Quellen und Speichern

Stephan Koch ETH Zürich, EEH – Power Systems Laboratory

Kurzlebenslauf

- 2001 2007 Studium der Technischen Kybernetik (Dipl.-Ing.), Universität Stuttgart
- 2005/2006 Auslandsjahr an der Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/Brasilien
- 2007 6-monatiges Ingenieurpraktikum bei der Firma SunTank, Pretoria/Südafrika
- seit 2007 Wiss. Assistent und Doktorand am Power Systems Laboratory, ETH Zürich
- 2010 5-monatiger Forschungsaufenthalt an der University of California, Berkeley/USA





Optimierungsverfahren für den Betrieb virtueller Kraftwerke aus Lasten, Quellen und Speichern

Stephan Koch

ETH Zürich, EEH – Power Systems Laboratory

1. Einführung

Durch den vermehrten Einsatz fluktuierender erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugungsanlagen im Stromnetz findet aktuell ein deutlicher Strukturwandel in der elektrischen Energieversorgung statt. In vielen Ländern tragen Wind und Sonne in immer grösserem Masse zur Deckung der Last bei. Hierdurch entstehen neue Herausforderungen für die Netze und den konventionellen Kraftwerkspark. Fluktuierende erneuerbare Energien bieten nur zu einem geringen Prozentsatz gesicherte Leistung, sodass zusätzlich genügend steuerbare Erzeugung zur Verfügung stehen muss, um die Deckung der Last zu gewährleisten. Die fluktuierende Leistung kann bis zu einigen Tagen im Voraus prognostiziert werden, allerdings ist die Genauigkeit dieser Prognosen begrenzt. Weiterhin entstehen durch die schwankende Einspeisung Leistungsgradienten, die auf ungünstige Weise mit dem Lastverlauf zusammenfallen können. Der konventionelle Kraftwerkspark kann hierdurch an seine Grenzen gelangen.

Dezentrale Erzeugung ist zwar kein neues Phänomen im elektrischen Netz, allerdings waren die Anteile noch bis vor wenigen Jahren so gering, dass sich die Einspeisung problemlos als negative stochastische Last betrachten liess. Bei hohen Anteilen von dezentraler Erzeugung führt dieser traditionelle "Fit-and-Forget"-Ansatz aber notwendigerweise zu Problemen: das Profil der gesamten Einspeisung kann nicht durch den Netzbetreiber oder Versorger beeinflusst werden, wenn keine geeigneten Verfahren zur Aggregation und Steuerung der verteilten Einheiten zur Verfügung stehen. Dies kann die Spannungshaltung, den Schutz der Netzinfrastruktur und die Leistungsbilanz der Regelzone gefährden.

Die neuen Herausforderungen rufen neue Lösungsansätze auf den Plan. Zum einen liegt ein starker Fokus auf der Einbindung der Lastseite in die Optimierung und Regelung elektrischer Energiesysteme durch neuartige Regelstrategien [1, 2]. Andererseits werden vermehrt dezentrale und zentrale Energiespeicher, z.B. in Form von grossen Batterien, in das Netz integriert. Für die Koordination einer Vielzahl verteilter Einheiten wurde das Konzept der "virtuellen Kraftwerke" [3] entwickelt, das die Bildung von Einheitenpools und die gemeinsame Teilnahme an Energie- und Systemdienstleistungsmärkten ermöglicht. Für einen energie- und kostenoptimalen Betrieb dieser virtuellen Kraftwerke sind innovative Regel- und Optimierungsalgorithmen erforderlich.

In diesem Kurzbeitrag wird ein neuartiger Modellierungsansatz, genannt "PowerNodes", für die vereinheitlichende Beschreibung von divers zusammengesetzten Portfolios aus Lasten, Quellen und Speichern vorgestellt. Dieser Ansatz, dessen Grundlagen bereits veröffentlicht wurden [4, 5], dient zur Herstellung einer Vergleichbarkeit verschiedenartiger Einheiten und deren Integration in eine umfassende Betriebsstrategie. Für das dynamische Modell eines Einheitenportfolios wird ein Optimierungsproblem basierend auf "Model Predictive Control" formuliert, das ökonomische Zielsetzungen oder Netzregelungsaufgaben in eine Sollwertvorgabe für die einzelnen Einheiten umsetzt. Das Design einer Kostenfunktion für verschiedene Anwendungsfälle wird diskutiert. Schliesslich werden Simulationsbeispiele für ein beispielhaftes Einheitenportfolio für die Anwendungen "kostenoptimale Einsatzplanung" und "Sekundärregelung" vorgestellt.

2. Der "PowerNodes"-Modellierungsansatz

Der PowerNodes-Ansatz basiert auf der Repräsentation aller am Stromnetz angeschlossenen Last-, Generator- und Speicher-Einheiten auf verschiedenen Aggregationsniveaus (einzeln oder als Gruppe) durch eine verallgemeinerte Einheit, einen "PowerNode". Diese Einheit wird definiert durch eine allgemeine Grundgleichung mit den für das Energiesystem relevanten Parametern und Nebenbedingungen, während von den technologiespezifischen physikalischen Zusammenhängen abstrahiert wird. Vielmehr liegt der Fokus der Modellierung auf der einfachen Repräsentation der Fähigkeit zur Speicherung von





Energie, der Steuerbarkeit von Einspeisung oder Verbrauch, Leistungs- und Rampenbeschränkungen sowie der Effizienz der Energiekonversion.



Abbildung 1: Struktur eines einzelnen PowerNodes

Abbildung 1 zeigt eine grafische Darstellung eines einzelnen PowerNodes. Die Variablen haben folgende Bedeutung: *C* bezeichnet die Speicherkapazität, *x* den Ladezustand des Speichers ("state of charge"), u_{gen} und u_{load} die Netz-Einspeisung und -entnahme, η_{gen} und η_{load} die dazugehörigen Effizienzen. Externe Energiequellen und -senken, wie z.B. Primärenergie-Einträge über Brennstoffe oder Solarstrahlung und Verbrauchsprozesse wie Wärmebereitstellung, werden durch die Variable ξ beschrieben. Dabei kann durch eine Nebenbedingung $\xi = \xi_{drv}(t)$ eine Zeitreihe für fluktuierende externe Prozesse (Last, Wind, Solar) hinterlegt werden. Physikalisch bedingte Speicherverluste werden im Term *v* zusammengefasst, und *w* bezeichnet einen gewollten Energieverlust, mit dem Last- und Erzeugungsabwürfe modelliert werden können.

Die Grundgleichung für einen einzelnen PowerNode *i* mit den zugehörigen Nebenbedingungen lautet:

$$C_{i} \dot{x}_{i} = \eta_{\text{load},i} u_{\text{load},i} - \eta_{\text{gen},i}^{-1} u_{\text{gen},i} + \xi_{i} - w_{i} - v_{i},$$
(1)
s.t. (a) $0 \le x_{i} \le 1$,
(b) $0 \le u_{\text{gen},i}^{\min} \le u_{\text{gen},i} \le u_{\text{gen},i}^{\max}$,
(c) $0 \le u_{\text{load},i}^{\min} \le u_{\text{load},i} \le u_{\text{load},i}^{\max}$,
(d) $0 \le \xi_{i} \cdot w_{i}$,
(e) $0 \le |\xi_{i}| - |w_{i}|$,
(f) $0 \le v_{i} \quad \forall i = 1, \dots, N$.

Diese Gleichung kann im allgemeinen Fall nicht-konstante Effizienzen und nichtlineare Abhängigkeiten, z.B. im Verlustterm v, enthalten. Ein wichtiger Sonderfall dieser Gleichung ergibt sich, wenn die Effizienzen konstant sind und das Energieverlustmodell affin ist. Die PowerNode-Gleichung wird so zu einer affinen Differentialgleichung:

$$C_{i} \dot{x}_{i} = \eta_{\text{load},i} u_{\text{load},i} - \eta_{\text{gen},i}^{-1} u_{\text{gen},i} + \xi_{i} - w_{i} -a_{i} (x_{i} - x_{\text{ss},i}) ,$$
(2)

wobei a_i einen Verlustfaktor darstellt und $x_i - x_{ss,i}$ die Differenz zwischen dem aktuellen Ladezustand des Speichers und einem konstanten Offset, z.B. dem thermischen Gleichgewicht bei Wärmespeichern, beschreibt.

Ist die beschriebene Einheit nicht in der Lage Energie zu speichern, degeneriert die dynamische PowerNode-Gleichung durch die Nebenbedingung $C_i = 0$ zu einer algebraischen Gleichung:

$$\xi_i - w_i = \eta_{\text{gen},i}^{-1} \, u_{\text{gen},i} - \eta_{\text{load},i} \, u_{\text{load},i} \tag{3}$$





Damit ist das grundlegende PowerNode-Modell definiert. Im Folgenden werden einige beispielhafte Einheitenparametrisierungen dargestellt. Wir verzichten dabei auf die Wiederholung der Indexvariablen *i*.

• **Thermisches Kraftwerk:** Das thermische Kraftwerk ist ein steuerbarer Generator basierend auf der Umwandlung chemisch gebundener Energie. Die Repräsentation in PowerNode-Nomenklatur lautet:

$$u_{\rm gen} = \eta_{\rm gen} \,\xi \tag{4}$$

mit den Nebenbedingungen für Leistungs-Output und Rampen:

$$0 \le u_{\text{gen}}^{\min} \le u_{\text{gen}} \le u_{\text{gen}}^{\max} \quad , \qquad \qquad (5)$$
$$\dot{u}_{\text{gen}}^{\min} \le \dot{u}_{\text{gen}}^{\max} \le \dot{u}_{\text{gen}}^{\max} \quad .$$

Die Erzeugungskosten eines Generators werden häufig durch ein quadratisches Polynom im Leistungs-Output (in "per unit") beschrieben [6], was im Falle eines PowerNodes bedeutet:

$$J_{\rm gen} = c_0 + \frac{c_1}{u_{\rm gen}^{\rm max}} u_{\rm gen} + \frac{c_2}{(u_{\rm gen}^{\rm max})^2} u_{\rm gen}^2 \quad , \tag{6}$$

wobei c_1 , c_2 und c_3 Kostenkoeffizienten in [CHF/h] darstellen. Das Nachfahren von Rampen kann ebenfalls besondere Kosten durch Verschleiss und höheren Brennstoffverbrauch verursachen. Dies kann in zeitkontinuierlicher Form als Funktion von \dot{u}_{gen} , oder aber in zeitdiskreter Form als quadratischer Kostenterm abhängig von der Erzeugung in Periode k und Periode k - 1 in die Optimierung eingehen:

$$J_{\rm gen}^{\rm ramp} = c_{\rm ramp} (u_{\rm gen}(k) - u_{\rm gen}((k-1)))^2 \quad .$$
(7)

 Konventionelle Last: Eine konventionelle Last wird beschrieben durch einen statischen PowerNode mit einem externen Eingang ζ. Existiert die Möglichkeit zum Abwurf der Last, ist der Verlustterm w eine geeignete Beschreibungsmöglichkeit:

$$u_{\rm load} = -\eta_{\rm load}^{-1}(\xi - w)$$
 . (8)

mit den Nebenbedingungen

$$\begin{aligned} 0 &\leq u_{\text{load}}^{\min} \leq u_{\text{load}} \leq u_{\text{load}}^{\max} &, \\ \xi &\leq w \leq 0 &, \\ \xi &= \xi_{\text{drv}}(t) \leq 0 &. \end{aligned} \tag{9}$$

Da die Last durch einen externen Verbrauchsprozess vorgegeben wird, ist es nicht sinnvoll, diesen Verbrauch in einer Kostenfunktion zu pönalisieren. Der Lastabwurf hingegen sollte in die Kostenfunktion eingehen:

$$J_{\text{loadshed}} = -c_{\text{VOLL}} w \quad , \tag{10}$$

wobei c_{VOLL} den Wert der verlorenen Energie ("value of lost load") wiedergibt.

 Fluktuierende Erzeugung: Fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie wird durch eine statische PowerNode-Gleichung beschrieben. Die Zeitreihe f
ür Prognose und Einspeisung kann im Term ζ hinterlegt werden. Der Term w beschreibt die Abregelung der Erzeugung, die wegen Netzengpässen oder der Leistungsbilanz des gesamten Netzes nötig werden kann:

$$u_{\rm gen} = \eta_{\rm gen}(\xi - w) \tag{11}$$

mit den Nebenbedingungen

$$0 \le u_{\text{gen}}^{\min} \le u_{\text{gen}} \le u_{\text{gen}}^{\max} ,$$

$$0 \le w \le \xi ,$$

$$\xi = \xi_{\text{drv}}(t) ,$$
(12)





wobei $\xi_{drv}(t)$ die Zeitreihe der Einspeisung repräsentiert. Der Abregelungsterm *w* kann offensichtlich nicht grösser sein als die zur Verfügung stehende Energie, daher ist er durch θ nach unten und ξ nach oben beschränkt.

Die Kosten der fluktuierenden Erzeugung können in einem Optimierungsproblem, das sich auf den Betrieb des Portfolios bezieht, zu 0 angenommen werden. Allenfalls fallen Kosten für Betrieb und Wartung an. Sollen hingegen optimale Portfolio-Zusammensetzungen berechnet werden, müssen die Investitionskosten für die Anlagen zur Energiekonversion in dieses Optimierungsproblem einfliessen.

• **Batteriespeicher:** Batterien sind elektrochemische Energiespeicher, die einen inneren Speicherzustand besitzen und sowohl als Generator als auch als Last wirken können. Zustandsverluste (Selbstentladung) werden über den Term *v* beschrieben:

$$C\dot{x} = \eta_{\text{load}} u_{\text{load}} - \eta_{\text{gen}}^{-1} u_{\text{gen}} - v \tag{13}$$

mit den Nebenbedingungen

$$\begin{array}{l} 0 \leq x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \leq 1 \quad , \\ 0 \leq u_{\text{gen}}^{\min} \leq u_{\text{gen}} \leq u_{\text{gen}}^{\max} \quad , \\ 0 \leq u_{\text{load}}^{\min} \leq u_{\text{load}} \leq u_{\text{load}}^{\max} \quad , \\ v \geq 0 \quad . \end{array}$$

$$(14)$$

Die Betriebskosten der Batterie kommen durch die begrenzte Lebensdauer (ausgedrückt in Lade-/Entlade-Zyklen) und ihre Investitionskosten zustande. Um zu vermeiden, dass z.B. frei zur Verfügung stehende Energie abgeregelt wird, obwohl sie eingespeichert werden könnte, sollten die Betriebskosten ausschliesslich der Entladung zugeschlagen werden:

$$J_{\text{bat}} = c_{\text{bat}} u_{\text{gen}} \quad . \tag{15}$$

Thermische Last: Eine thermische Last kann keine Leistung ins Netz zurückspeisen, aber über ihre thermische Trägheit den Verbrauch modulieren. Die thermische Trägheit wird als Energiespeicher aufgefasst, der Wärmebedarf als externer Verbrauchsprozess ζ, und der Wärmeverlust gegen die Umgebung als ein zustandsabhängiger Verlustterm mit konstantem Offset x_{ss}, der das thermische Gleichgewicht repräsentiert. Damit lautet die PowerNode-Gleichung:

$$C\dot{x} = \eta_{\text{load}} u_{\text{load}} - a(x - x_{\text{ss}}) + \xi \tag{16}$$

mit den Nebenbedingungen

$$\begin{array}{l} 0 \leq x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \leq 1 \quad , \\ 0 \leq u_{\text{load}}^{\min} \leq u_{\text{load}} \leq u_{\text{load}}^{\max} \quad , \\ \xi = \xi_{\text{drv}}(t) \leq 0 \quad . \end{array}$$
(17)

Bei einer thermischen Last fallen im Gegensatz zum Batteriespeicher keine Kosten für die Ein- und Ausspeicherung von Energie an, da es sich um Aufheiz- und Abkühlvorgänge eines thermischen Speichers handelt. Der Zustand x des Speichers, der hier eine Temperatur repräsentiert, sollte aber für viele Anwendungen in einem definierten Bereich gehalten werden. Damit bietet es sich an, einen Kostenterm zu definieren, der die Abweichung des Speichers von einem Referenzwert pönalisiert:

$$J_{\rm therm} = c_{\rm therm} (x - x^{\rm ref})^2 \quad . \tag{18}$$

Mit den definierten Einheitenmodellen ist bereits eine recht detaillierte Beschreibung eines Einheitenportfolios möglich. Da die formulierten Modelle linear sind, ist eine effiziente Lösung eines Optimierungsproblems auf diesem Portfolio möglich. Allerdings sollten nichtlineare Effekte (wie z.B. arbeitspunktabhängige Effizienzen) mitmodelliert werden, wenn reale Einheitenportfolios geregelt werden sollen. Dies macht den Einsatz nichtlinearer Optimierungsverfahren nötig.



3. Optimierung basierend auf "Model Predictive Control"

Nun wird eine Optimierungsstrategie für ein Portfolio von PowerNodes formuliert. Basierend auf "Model Predictive Control" (MPC) werden die Betriebskosten des gesamten Portfolios, ggf. mit zusätzlichen externen Kostenfaktoren abhängig vom Anwendungsfall im Netz, in einem rollenden Prädiktionsfenster ("receding horizon") minimiert. Abbildung 2 zeigt die Logik einer solchen prädiktiven Optimierung.



Abbildung 2: Prädiktive Optimierungsstrategie

Die Optimierung bezieht sich jeweils auf ein Fenster vom aktuellen Zeitschritt k bis zu einem Optimierungshorizont, der N_{opt} Schritte in die Zukunft reicht. Unter Einbeziehung aller durch die PowerNode-Gleichungen vorgegebenen Nebenbedingungen und der externen Zeitreihen (Last, Wind, Solar) werden vom Optimierungsalgorithmus optimale Werte für die verbleibenden freien Variablen (Sollwerte für Eingänge steuerbarer Lasten, Quellen und Speicher) berechnet. Alle k_{opt} Schritte wird das Optimierungsproblem erneut gelöst – was bedeutet, dass die ersten k_{opt} Schritte der Optimierung auf das System angewandt werden. Für konventionelles MPC wird normalerweise $k_{opt}=1$ verwendet. Der sog. "day-ahead dispatch" hingegen erfordert nur eine Lösung des Optimierungsproblems alle 24 h, sodass k_{opt} dann entsprechend angepasst wird.

Für die praktische Implementation wird zunächst eine kompakte Formulierung des Portfolios in zeitdiskreter Formulierung abgeleitet:

$$\boldsymbol{x}(k+1) = \boldsymbol{A}_{d}\boldsymbol{x}(k) + \boldsymbol{B}_{d,dyn}\boldsymbol{u}_{dyn}(k) + \boldsymbol{x}_{Offset} , \qquad (19)$$

$$\boldsymbol{0} \leq \boldsymbol{x}_{min} \leq \boldsymbol{x}(k) \leq \boldsymbol{x}_{max} \leq \boldsymbol{1} , ,$$

$$\boldsymbol{0} \leq \boldsymbol{u}_{min} \leq \boldsymbol{u}(k) \leq \boldsymbol{u}_{max} , ,$$

$$\boldsymbol{B}_{d,stat}\boldsymbol{u}_{stat}(k) = \boldsymbol{0} , ,$$

$$\boldsymbol{u}_{dyy} = \boldsymbol{u}_{ter}^{ts}(k) .$$

Dabei ist A_d die zeitdiskrete Speicher-Dynamikmatrix, $B_{d,dyn}$ die zeitdiskrete Eingangsmatrix für die Eingänge dynamischer PowerNodes, x_{Offset} ein konstanter Offset für affine, aber nicht lineare PowerNodes (thermisches Gleichgewicht x_{ss}), und $B_{d,stat}$ die lineare Abbildung, die die Zusammenhänge der Variablen in den statischen PowerNodes beschreibt. Im Vektor x sind alle dynamischen Zustände enthalten, im Vektor u_{dyn} die Eingänge dynamischer PowerNodes, im Vektor u_{stat} die Eingänge statischer PowerNodes und in u_{drv} die ξ -Eingänge der PowerNodes mit forciertem externen Eingang.

Die Beschränkung der Leistungsgradienten kann durch die Hilfsvariable $\delta u = u_k - u_{k-1}$ ebenfalls leicht in diskreter Zeit formuliert werden:

$$\delta u_{\min} \leq \delta u(k) \leq \delta u_{\max}$$
 . (21)





Nun werden die endogenen Kosten beschrieben, die durch den Betrieb eines PowerNode-Portfolios anfallen. Hierzu zählen Brennstoff- und Speicherkosten sowie Kosten für Kompensation von Lastregeleingriffen:

$$J_{\text{endo}}(k) = (\boldsymbol{x}(k) - \boldsymbol{x}^{\text{ref}})^{\mathrm{T}} \boldsymbol{Q} (\boldsymbol{x}(k) - \boldsymbol{x}^{\text{ref}}) + \boldsymbol{q}^{\mathrm{T}} (\boldsymbol{x}(k) - \boldsymbol{x}^{\text{ref}}) + (\boldsymbol{u}(k) - \boldsymbol{u}^{\text{ref}})^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R} (\boldsymbol{u}(k) - \boldsymbol{u}^{\text{ref}}) + \boldsymbol{r}^{\mathrm{T}} (\boldsymbol{u}(k) - \boldsymbol{u}^{\text{ref}}) + \boldsymbol{\delta} \boldsymbol{u}^{\mathrm{T}}(k) \boldsymbol{\delta} \boldsymbol{R} \boldsymbol{\delta} \boldsymbol{u}(k) ,$$
(22)

In diese Kostenfunktion können alle Kostenterme integriert werden, die bei der Definition der Einheitenmodelle (Beispiele in Sektion 2) aufgestellt wurden. Somit gibt die Kostenfunktion die Betriebskosten des PowerNode-Portfolios in einem einzelnen Zeitschritt *k* wieder. Durch die Substitution $x = x_{sch}$ + Δx und $u = u_{sch} + \Delta u$ kann diese in zwei Anteile für "Schedule" ("sch") und Update (Δ) zerlegt werden. Hierdurch wird die Formulierung von Optimierungsproblemen in absoluten Koordinaten, z.B. für Day-Ahead-Scheduling, und in relativen Koordinaten, z.B. für Systemdienstleistungen als Abweichung von einem Fahrplan, ermöglicht. Weiterhin kann das PowerNode-Portfolio auf eine Übertragungs- oder Verteilnetztopologie abgebildet werden, sodass auch z.B. Leitungsbegrenzungen als zusätzliche Nebenbedingungen in das Problem integriert werden können.

Definition von Hilfs-PowerNodes für Regelsignale und Import/Export. Für die Formulierung von optimierungsbasierten Regelungsstrategien auf PowerNode-Portfolios werden neben reiner Minimierung der endogenen Kosten zusätzliche Funktionalitäten benötigt. Zum einen ist dies das Einbringen eines externen Leistungssignals in das Optimierungsproblem, wie z.B. für das Tracking eines Sekundärregelsignals. Zum anderen wird der Import und Export von Leistung in und aus einem PowerNode-Portfolio für die Modellierung von Handelsgeschäften am Markt, sowie für die Abweichung von einer vorgegebenen Regeltrajektorie benötigt. Hierzu führen wir zwei besondere PowerNodes ein: den Control-PowerNode und den Slack-PowerNode. Beides sind statische PowerNodes, definiert durch folgende Gleichungen:

$$\begin{aligned} \xi_{\text{ctrl}} &= u_{\text{gen,ctrl}} - u_{\text{load,ctrl}} , \\ \xi_{\text{slack}} &= \eta_{\text{gen,slack}}^{-1} u_{\text{gen,slack}} - \eta_{\text{load,slack}} u_{\text{load,slack}} . \end{aligned}$$
(23)

Das Regelsignal wird dem Control-PowerNode durch den externen Eingang aufgeprägt:

$$\xi_{\rm ctrl} = \xi_{\rm ctrl, drv}(k) \quad . \tag{24}$$

Im Gegensatz dazu ist der externe Eingang des Slack-PowerNodes eine freie Variable.

4. Betriebsstrategien für Anwendungen im Netz

Traditionell wurden in elektrischen Energiesystemen nur die Generatoren der Last nachgefahren, die als nicht (oder nur sehr eingeschränkt) kontrollierbar galt. Durch die Liberalisierung der Stromversorgung und das "Smart Grid"-Paradigma in Verbindung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien entstanden jedoch Ideen für eine Vielzahl von neuen Regeldienstleistungen, die durch flexible Einheitenportfolios erbracht werden können. Für PowerNodes wurden folgende Anwendungsfälle definiert:

- 1. Kostenoptimale Einsatzplanung,
- 2. Marktbasierter Betrieb eines virtuellen Kraftwerks,
- 3. Vermeidung von Fahrplanabweichungen,
- 4. Vorhaltung von Regelenergie,
- 5. Kapazitätsabsicherung fluktuierender Erzeugung,
- 6. Spitzenlastreduktion,
- 7. Reduktion von Rampen der residualen Last,
- 8. Regelzoneninternes Engpassmanagement im Übertragungsnetz,
- 9. Engpassmanagement im Verteilnetz,
- 10. Lokale Optimierung netzgekoppelter "Prosumer".

Hier betrachten wir zwei Beispiele: eine kostenoptimale Einsatzplanung (Dispatch) eines flexiblen Portfolios und die Bereitstellung von Sekundärregelleistung.





Kostenoptimale Einsatzplanung. Die Optimierung der Einsatzplanung besteht in der Minimierung der prädizierten (bezeichnet durch *) endogenen Kosten des Portfolios über einem rollenden Horizont:

$$J(k) = \sum_{l=k}^{k+N_{\rm opt}-1} J_{\rm endo}^{\star}(l)$$
 (25)

Dabei wird z.B. eine viertelstündliche Schrittweite und ein Horizont von vier Tagen gewählt, was einem Optimierungshorizont von $N_{opt} = 384$ entspricht. Für diesen Zeitraum müssen also Last-, Wind- und Prognosedaten vorliegen. Die Optimierung entspricht einem Day-Ahead-Dispatch, muss also nur einmal alle 24 h ausgeführt werden, was $k_{opt} = 96$ zur Folge hat. Für das gesamte System aus N PowerNodes müssen Last und Erzeugung für jeden Zeitschritt l übereinstimmen (Netzverluste werden hier nicht modelliert):

$$\sum_{i=1}^{N} (u_{\text{gen},i}^{\star}(l) - u_{\text{load},i}^{\star}(l)) = 0 \quad .$$
⁽²⁶⁾

Abbildung 3 zeigt den kostenoptimalen Dispatch eines Portfolios aus Wind-, PV- und Biomasse-Erzeugung, einem Pumpspeicher-Kraftwerks-Cluster, einem kleinen Anteil Kohleverstromung, einem NAS-Batteriecluster und einer grossen Aggregation elektrischer Wasserboiler. Der obere Plot zeigt die Ein- und Ausspeisungen in und aus dem Netz, die zu jedem Zeitpunkt der Simulation gleich sein müssen. Netzverluste sind in diesem Fall vernachlässigt. Der untere Plot zeigt die Speicherlevels der drei speichernden aggregierten Einheiten – Pumpspeicher, NaS-Batterien und Wasserboiler.



Abbildung 3: Kostenoptimale Einsatzplanung (hier simuliert mit perfekter Prädiktion)

Bereitstellung von Sekundärregelleistung. Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung erfordert das Nachfahren eines Sekundärregelsignals, das mit einer Schrittweite von einigen Sekunden vom Übertragungsnetzbetreiber übermittelt wird. Hierzu wird ein Control-PowerNode definiert, der das prädizierte Regelsignal $Y^*(k)$ [-100%, 100%], skaliert mit der Grösse des kontraktierten Sekundärregelbands, als externen Input erhält:

$$\Delta u_{\text{load,ctrl}}^{\star} = -\Delta \xi_{\text{ctrl}}^{\star} ,$$

$$\Delta \xi^{\star} = -\hat{P}_{\text{LFC}} Y^{\star}(k) .$$
(27)

Da das Sekundärregelsignal nur sehr schlecht prädizierbar ist, kann der letzte bekannte Wert des Signals als sehr kurzzeitige Prädiktion (1 – 2 Zeitschritte) angenommen werden. Das so erweiterte PowerNode-Portfolio wird nun unter der Randbedingung der ausgeglichenen Leistungsbilanz in Δ -Formulierung optimiert:

$$\sum_{i=1}^{N} (\Delta u_{\text{gen},i}^{*}(l) - \Delta u_{\text{load},i}^{*}(l)) = 0 \quad .$$
(28)





Die Kostenfunktion für diese Anwendung enthält die endogenen Kosten des Portfolios in relativer Formulierung:

$$J(k) = \sum_{l=k}^{k+N_{\rm opt}-1} J_{\rm endo}^{\rm rel^{\star}}(l)$$
(29)

Abbildung 4 zeigt ein Simulationsbeispiel mit einem Generator und einer thermischen Last, die im flexiblen Zusammenspiel ein Sekundärregelsignal nachfahren. Im oberen Plot ist der Generator zu sehen, der, verglichen mit dem Regelsignal, einen recht ruhigen Leistungsverlauf aufweist. Im mittleren Plot ist dagegen eine starke Aktivität der thermischen Last zu beobachten, die die kurzfristigen Anteile des Regelsignals übernimmt. Dies ist in den quadratischen Rampen-Kosten des Generators begründet. Im unteren Plot zeigt sich, dass der thermische Speicherinhalt in seinen Grenzen gehalten werden kann, da der Generator ein "Voll- oder Leerlaufen" des Speichers verhindert.



Abbildung 4: Bereitstellung von Sekundärregelleistung

5. Schlussfolgerungen

In diesem Kurzbeitrag wurde der PowerNode-Modellierungsansatz vorgestellt und für die Optimierung von kleinen Einheitenportfolios eingesetzt. Es zeigt sich, dass der PowerNode-Ansatz ein praktisches Werkzeug für die Beschreibung divers zusammengesetzter virtueller Kraftwerke und deren Einbindung in Netzregelungsverfahren ist. Weitere Arbeiten zum Thema wurden innerhalb zweier Masterarbeiten am Power Systems Laboratory durchgeführt. In [7] wurden grundlegende Charakteristika von elektrischen Energiesystemen mit bis zu 100% Erneuerbaren Energien untersucht. In [8] wurde die Integration der PowerNode-Modelle mit AC- und DC-Lastflussmodellen geklärt und die Behandlung von Netzbeschränkungen vertieft. Die Grundlagen zum Einsatz von stochastischen Optimierungsverfahren auf PowerNode-Portfolios werden zurzeit erarbeitet, was weiteres Potential für eine Vertiefung der Regelungsstrategien bietet.

Potential für weitere Forschung besteht u.A. in folgenden Bereichen:

- Erweiterung der Einheitenmodelle und Lösungsverfahren auf nichtlineare dynamische Modelle,
- Detaillierte Modellierung von verkoppelten Einheiten, z.B. Wasserkraftwerken mit kaskadierten Reservoirs und Wärme-Kraft-Kopplungseinheiten mit Wärmespeichern,
- Detailliertere Beschreibung von grossen Energiesystemen mit hohen Anzahlen von PowerNodes (effiziente Optimierung möglich bei konvexer Formulierung des Optimierungsproblems).




Referenzen

- [1] Stephan Koch, Marek Zima, Göran Andersson (2009): *Active coordination of thermal household appliances for load management purposes*. IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control, Tampere, Finnland, 2009.
- [2] Ian Hiskens and Duncan Callaway (2011): *Achieving controllability of electric loads*. Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1, pp.184-199, Jan. 2011.
- [3] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac (2007): *Virtual power plant and system integration of distributed energy resources, Renewable Power Generation*, IET, vol.1, no.1, pp.10-16, März 2007.
- [4] Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig and Göran Andersson (2011): *Energy Storage in Power System Operation: The Power Nodes Modeling Framework*, Presented at the IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe, Göteborg, Schweden, 2010.
- [5] Kai Heussen, Stephan Koch, Andreas Ulbig and Göran Andersson (2011): *Unified System-Level Modeling of Intermittent Renewable Energy Sources and Energy Storage for Power System Operation*, IEEE Systems Journal, im Druck.
- [6] Jizhong Zhu (2009): Optimization or Power System Operation. John Wiley&Sons, Inc., 2009.
- [7] Philip Jonas (2011): Predictive Power Dispatch for 100% Renewable Electricity Scenarios using Power Nodes Modeling Framework. Masterarbeit, Power Systems Laboratory, ETH Zürich, Juli 2011.
- [8] Philipp Fortenbacher (2011): Power Flow Modeling and Grid Constraint Handling in Power Grids with High RES In-Feed and Storage Devices. Masterarbeit, Power Systems Laboratory, ETH Zürich, Oktober 2011.





FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten

Renato Grütter ALSTOM Grid AG, Oberentfelden

Geboren am 25.07.1972 in Olten

1998 Abschluss des Diplomstudiums an der FH Brugg-Windisch, Fachrichtung Elektrotechnik

- 1998 2007 Imedco AG in Hägendorf, Berechnungsingenieur und Standortmessungen für MRI- und MEG-Geräte (magnetische Störfelder und mechanische Vibrationen)
- Seit 2007 Alstom Grid AG in Oberentfelden, Entwicklungsingenieur GIS mit Schwerpunkten Simulation und Versuche

Mitglied des Technischen Komitees TK36 – Isolatoren der IEC





Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten

Renato Grütter ALSTOM Grid AG, Oberentfelden

Kurzfassung

Um den hohen Anforderungen bei der Entwicklung von HS-Anlagen, wie z.B. kurze Entwicklungszeit, Ressourcen schonen und dabei den höchsten technischen Standards gerecht zu werden, ist der Einsatz von Simulationstools nicht mehr wegzudenken. Anhand von Testergebnissen werden die Tools weiterentwickelt und die Parameter optimiert, so sind sehr genaue Vorhersagen bereits in der Designphase möglich.

Der Vortrag gibt einen Überblick über die Anforderungen an HS-Anlagen und zeigt anhand von 3 ausgewählten Beispielen aus einer ganzen Reihe an Simulationsmöglichkeiten den typischen Einsatz von Simulationstools:

- Dielektrische Auslegung
- Seismische Qualifizierung
- Thermische Auslegung

Zusammenfassend werden die Möglichkeiten und Probleme beim Einsatz von Simulationstools erläutert und eine Übersicht der zu berechnenden Grössen und den bei ALSTOM Grid für diese Berechnungen verwendeten Tools gegeben.







GRID

ALSTOM

Inhalt	
	_
Generelle Anforderungen an eine GIS Anlage	Seite 3
Dielektrische Auslegung	Seite 11
Seismische Qualifizierung	Seite 22
Thermische Auslegung	Seite 27
Zusammenfassung	Seite 31







Generelle Anforderungen

Die Anlage muss... (1)

- betriebssicher sein und störungsfrei arbeiten
- eine Lebenserwartung > 40 Jahre haben (LCC)
- geringer Unterhalts- und Wartungsaufwand aufweisen (LCC, MRE)
- geringer Aufwand bei Reparatur benötigen (LCC, MRE)
- mit einfachen Mitteln erweiterbar sein (MRE)
- kompakt sein (geringes SF6-Volumen, kleine Standfläche, Transport, Handling)

LCC: Life Cycle Cost (Lebenszykluskosten) MRE: Maintenance, Repair and Extension Einsatz von Smulationstools beim Design von HS.Apparaten - 09.11.2011 - S1

Generelle Anforderungen

Die Anlage muss...(2)

- im Werk einen hohen Integrations- und Pr
 üfgrad bieten (tiefe Kosten)
- einfach transportiert werden können
- eine schnelle Montage vor Ort ermöglichen
- umweltfreundliche Materialien verwenden (Eco-Design)
- niedere Verluste aufweisen (Klimaanlage, Derating)
- geringe Magnetfelder erzeugen (NISV, EMV)

NISV: Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (Schweiz) EMV: Elektromagnetische Verträglichkeit

Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S4



GRID





Generelle Anforderungen GIS Entwicklung über die Jahrzehnte













VSΞ ∧ΞS



Inhalt









Dielektrische Auslegung



Vorteile der Simulation

- · Verkürzung der Entwicklungszeit, d.h. hohe Wahrscheinlichkeit dass die Typprüfungen bestanden werden Vorhersage ⇒ Zeitgewinn.
- Vorwiegend Simulation in 3D mit Direktimport aus CAD-Tools (Rechengeschwindigkeit nicht mehr massgebend, komplexe Geometrien sind einfacher in 3D zu berechnen, da sonst viele Schnitte berechnet werden müssen).

Nachteile der Simulation

• Diel. Typprüfungen dennoch notwendig (Simulation genügt nicht als Nachweis).



Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Vorhandene Belastung







Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Gasart und Druckkonzept

Paschen-Gesetz: Abhängigkeit Druck zu Abstand im homogenen Feld



Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Gasart und Druckkonzept

Anwendungsbereich von SF₆



Hoher Druck ⇒ hohe diel. Festigkeit aber hohe Anforderungen an die Druckgefässe und Antriebe





Dielektrische Auslegung

Auslegungskriterien: Art der Elektroden und Oberflächen





Homog. Feld: Abhängig von Schmelztemperatur und mech. Festigkeit



Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Defekt und Wellenform







Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Verunreinigung



Überschlagsfeldstärke von 95% N_2 + 5% SF_6 in Funktion des Gasdruckes

Dielektrische Auslegung Auslegungskriterien: Wassergehalt







Dielektrische Auslegung Zusammenfassung

- Die dielektrische Festigkeit eines Geräts hängt ab von:
 - Wellenform
 - Gastyp
 - Gasdruck
 - Oberflächenrauhigkeit
 - Material der Oberfläche

Weitere wichtige Faktoren sind

- Alterungsprozesse (z.B. mech. Alterung)
- Verunreinigung (Partikel, Zersetzungsprodukte, Feuchtigkeit)
- Produktionstoleranzen

Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S 19

Dielektrische Auslegung Zusammenfassung

- Anhand der obgenannten Kriterien erarbeitet der Hersteller eigene Designkriterien die:
 - dem entsprechenden Gaskonzept inkl. Reinheit angepasst sind,
 - die dem Material und der Beschaffenheit Rechnung tragen,
 - die der zu erwartenden Belastung standhalten
- Anhand der Designrichtlinien werden die Berechnungen bewertet









Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S 21



Seismische Qualifizierung Forderung der Normen







Seismische Qualifizierung Validierung Materialeigenschaften





Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S 23



Seismische Qualifizierung Rüttelversuch 1g (Performance level = twice Seismic qualification)

Synergie Erdbebenfestigkeit Simulation und Prüfung

•Erfolgreiche Prüfung eines kompletten F35 GIS Feldes inklusive Vorortsteuerung montiert auf dem Feld in der IABG in München.

•IEC/IEEE Standard-Werte (0.2 / 0.3 / 0.5g)

→ Es wurde der höchste Standard: Performance - LEVEL von "1g" nachgewiesen

 → Während des Zyklus wurde mit dem Leistungsschalter eine
 O - 0.3s - CO IEC Schaltsequenz geschaltet



F35 GIS Schaltanlage in IABG München montiert auf dem hydraulischen "Rütteltisch"







Seismische Qualifizierung Simulation der Antwortspektren

Synergie Erdbebenfestigkeit Simulation und Prüfung

Mechanische Simulationsresultate annähernd deckungsgleich mit den Versuchresultaten. (Modalanalyse, Eigenfrequenzen, Zug-Schubspannungen, Beschleunigungen)

→ Zukünftige Dimensionierungen lassen sich präzise überprüfen ohne aufwendige Test durchführen zu müssen.





3-Achsen Beschleunigungssensoren



DMS-Messzellen zur Aufnahme von Biege-, Zug- und Druckbelastungen





Inhalt

Generelle Anforderungen an eine GIS Anlage	Seite 2
Dielektrische Auslegung	Seite 11
Seismische Qualifizierung	Seite 22
Thermische Auslegung	Seite 27
Zusammenfassung	Seite 31













Thermische Auslegung Zusammenfassung

Die Erwärmung ist abhängig von:

- Stromstärke
- Ohm'schen Verlusten
- Konstruktion
- Wärmeübertragung:
 - Wärmeleitung
 - Strahlung
 - Konvektion
- Umgebungstemperatur

Ensatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S 29

Die Erwärmung kann reduziert werden durch:

- Derating
- Höherer Leitwert, bessere Kontaktstelle
- Leiteranordnung
- Bessere Wärmeübertragung:
 - Vernachlässigbar
 - Erhöhen des Emissionskoeff.
 - Erzwungene Konvektion
 Vergrössern der Oberfläche



Inhalt

Generelle Anforderungen an eine GIS Anlage	Seite 2
Dielektrische Auslegung	Seite 11
Seismische Qualifizierung	Seite 22
Thermische Auslegung	Seite 27
Zusammenfassung	Seite 31







Zusammenfassung Einsatz von Simulationstools

<image>

Optimierung der Software anhand von Messdaten

Einsatz von Simulationstools

- Schnellere Entwicklungszeiten
- Kostenersparnis
- Bessere Materialausnutzung

Einsatz von Simulationstools beim Design von HS-Apparaten - 09.11.2011 - S 31



Zusammenfassung Einsatz von Simulationstools

Grösse	Gruppe	Gruppe Simulationstool			
Wechselspannung, Stossspannung und kombinierte Prüfungen (BIAS)	Elektrik	Maxwell 3D, Flux, Eigenentwicklung			
Schnelle Transiente (VFT)	Elektrik	SPICE, ATP/EMTP	meist nur Prüfung		
lsolationsprüfungen des Erderkontaktes	Elektrik	Elektrik Maxwell 3D, Flux			
Schritt- und Berührungsspannungen	Elektrik	Eigenentwicklung, CYMGRD	meist nur Simulation		
Kommutierungsprüfungen	Schaltvermögen	SPICE, Eigenentwicklungen	meist nur Prüfung		
Abschalten von kapazitiven und induktiven Strömen	alten von kapazitiven und schaltvermögen induktiven Strömen Leiterabstützung Mechanik		meist nur Prüfung		
Leiterabstützung					







Zusammenfassung Einsatz von Simulationstools

Grösse	Gruppe	Simulationstool	Bemerkungen	
Druckgehäuse	Mechanik	Pro/ENGINEER Mechanica, ANSYS		
Störlichtbogen/Druckentlastung	Mechanik, Erwärmung	Eigenentwicklung		
Dichtungssystem	Mechanik	Eigenentwicklung	Formeln	
Druckkonzept	Mechanik, Elektrik, Erwärmung	Eigenentwicklung	Normen	
Abstützungen infolge thermischer Ausdehnung (Anlagendilatation)	Mechanik, Erwärmung	Pro/ENGINEER Mechanica, ANSYS, Eigenentwicklung		
Erdbebenfestigkeit	Mechanik, Umgebung	Pro/ENGINEER Mechanica, ANSYS, Eigenentwicklung		
Kontakt- und Leitersystem für Nenn- und Kurzschlussstrom	Erwärmung, Mechanik	Pro/ENGINEER Mechanica, Eigenentwicklun- gen, ANSYS, COMSOL		
atz von Simulationstools beim Design von HS-Apparate	n - 09.11.2011 - S33	GRID	ALSTO	

Zusammenfassung Einsatz von Simulationstools

Grösse	Gruppe	Simulationstool	Bemerkungen	
Erdungssystem für Kurzschlussstrom	Erwärmung Maxwell 3D		meist nur Formeln und Normen	
Magnetfeldberechnungen	Erwärmung	Maxwell 3D, COMSOL		
Thermisches Derating infolge Umgebungstemperatur / Sonneneinstrahlung	Erwärmung, Umgebung	Eigenentwicklung, COMSOL	meist nur Simulation	
Wind- und Schneelast	Umgebung, Mechanik	Pro/ENGINEER Mechanica		
Dimensionierung Klimaanlage	Umgebung, Erwärmung	Eigenentwicklung		
Dimensionierung Druckent- lasungsklappen im Gebäude	Umgebung, Mechanik	Eigenentwicklung, Silux	meist nur Simulation	
Lebenszykluskosten	Umgebung	Eigenentwicklung	mit Gesamtanlage	













FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Anregung von Spannungsresonanzen in Transformatorwicklungen Beispiel für die Berechnung von Netztransienten

Georg Köppl KOEPPL POWER EXPERTS, Wettingen

1961 Diplom-Ingenieur TU München
1961 – 1988 BBC/ABB: Entwicklung / Prüfung HS-Schalter; Netzstudien
1989 Ingenieurbüro für elektrische Energietechnik, KOEPPL POWER EXPERTS
Mitglied CIGRE, electrosuisse, SIA





Anregung von Spannungsresonanzen in Transformatorwicklungen Beispiel für die Berechnung von Netztransienten

Georg Köppl KOEPPL POWER EXPERTS, Wettingen

1 Programme für die Berechnung von Netztransienten (Wanderwellenvorgänge im Netz)

Basis aller Netzberechnungen sind die Grundgleichungen für die Grundelemente

Widerstand R $u = R \cdot i$ Induktivität L $u = L \frac{di}{dt}$ Kapazität C $u = \frac{1}{c} \int i dt$

und die Kirchhoff'schen Gesetze:

- Summe der zu- und abfliessenden Ströme an einem Knoten = 0
- Summe der Teilspannungen in einer Masche = 0

D.h. für die Berechnung des zeitlichen Verlaufs von Spannungen und Strömen \rightarrow *Lösung von Differentialgleichungen* unter Einbezug der Anfangsbedingungen.

Schritt-Verfahren (Euler-Cauchy-Verfahren): *Ersatz der Differentialgleichungen durch Differenzengleichungen* (siehe EMTP Theory Book, 1986 [1]. Das EMTP/ATP ist das mit Abstand am häufigsten verwendete Rechenprogramm für Netztransiente.)

Lösung der Differenzengleichungen für einen kleinen Zeitschritt Δt und Wiederholung mit den aus dem jeweils vorhergehenden Schritt erhaltenen Anfangsbedingungen solange, bis der interessierende Zeitbereich erfasst ist.





Bildung der Differenzengleichungen:



Ausschnitt aus einem grösseren Netz

Zu jedem Zeitpunkt muss die Summe der vom Knoten abfliessenden und zufliessenden Ströme Null sein.

aus [1]

$$i_{12}(t) + i_{13}(t) + i_{14}(t) + i_{15}(t) = i_{1}(t)$$
 (1)

Die Knotenspannungen werden im EMTP/ATP als Zustandsvariable benutzt. Man muss deshalb die Zweigströme als Funktion der Knotenspannungen ausdrücken.

Widerstandszweig :

$$i_{12}(t) = \frac{1}{R} [v_1(t) - v_2(t)]$$

Induktivitätszweig: Differentialgleichung $v = L \frac{di}{dt}$ wird ersetzt durch eine zentrale Differenzengleichung.

Annahme: Alle Spannungen und Ströme zum Zeitpunkt $t - \Delta t$ sind bekannt.

$$\frac{\mathbf{v}(t) + \mathbf{v}(t - \Delta t)}{2} = \mathbf{L} \frac{\mathbf{i}(t) - \mathbf{i}(t - \Delta t)}{\Delta t}$$





Das entspricht der sog. Trapezregel der Integration, wobei das bestimmte Integral der Funktion v(t) zwischen (t- Δ t) und t durch die Fläche des entsprechenden Trapezes angenähert wird.



Nach i13 (t) aufgelöst:

$$\begin{split} i_{13}\left(t\right) &= \frac{\Delta t}{2L} \left\{ v_{1}\left(t\right) - v_{3}\left(t\right) \right\} + hist_{13}\left(t - \Delta t\right) \\ hist_{13}\left(t - \Delta t\right) &= i_{13}\left(t - \Delta t\right) + \frac{\Delta t}{2L} \left\{ v_{1}\left(t - \Delta t\right) - v_{3}\left(t - \Delta t\right) \right\} \end{split}$$
 hist = Vergangenheitsterm

Der "Vergangenheitsterm" hist₁₃ ist aus dem vorherigen Zeitschritt bekannt.

Analog für Kapazitätszweig:

$$\begin{pmatrix} i = C \frac{du}{dt} \end{pmatrix}$$

$$i_{14}(t) = \frac{2C}{\Delta t} \left[v_1(t) - v_4(t) \right] + hist_{14}(t - \Delta t)$$

Für *verlustlose Leitung* mit verteilten Parametern gelten die Wellengleichungen (partielle Differentialgleichungen)

$$-\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{L'}\frac{\partial \mathbf{i}}{\partial \mathbf{t}}$$
$$-\frac{\partial \mathbf{i}}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{C'}\frac{\partial \mathbf{v}}{\partial \mathbf{t}}$$

mit L', C' = Induktivität und Kapazität per Längeneinheit,

x Abstand vom Einspeisepunkt





Mit

Z = Wellenwiderstand =
$$\sqrt{L'/C'}$$

c = Ausbreitungsgeschwindigkeit =
$$1/\sqrt{L' \cdot C'}$$

lassen sich auch für dieses Element Strom und Spannung am Anfang der Leitung ausdrücken in der Form

$$\begin{split} i_{15}\left(t\right) &= \frac{1}{Z} v_{1}\left(t\right) + \text{hist}_{15}\left(t-\tau\right) \\ \text{hist}_{15}\left(t-\tau\right) &= -\frac{1}{Z} v_{5}\left(t-\tau\right) - i_{51}\left(t-\tau\right) \\ \tau \quad \text{Laufzeit der Welle durch die Leitung} \end{split}$$

$$\tau = \frac{\text{Leitungslänge}}{c}$$

Damit wird Gl. (1)

$$\begin{pmatrix} \frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L} + \frac{2C}{\Delta t} + \frac{1}{Z} \end{pmatrix} v_{1}(t) - \frac{1}{R} v_{2}(t) - \frac{\Delta t}{2L} v_{3}(t) - \frac{2C}{\Delta t} v_{4}(t) = i_{1}(t) - \text{hist}_{13}(t - \Delta t) - \text{hist}_{14}(t - \Delta t) - \text{hist}_{15}(t - \tau)$$

d.h. man erhält eine *lineare algebraische Gleichung* für Spannungen als Unbekannte, wobei die rechte Seite bekannt ist aus den vorhergehenden Zeitschritten.

Für ein Netz mit n Knoten → **System von n solchen Gleichungen**

$$\begin{bmatrix} G \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} hist \end{bmatrix}$$
mit
$$\begin{bmatrix} G \end{bmatrix} = n \cdot n \text{ symmetrische Knoten - Leitwertmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} v(t) \end{bmatrix} = Vektor der n Knotenspannungen$$

$$\begin{bmatrix} i(t) \end{bmatrix} = Vektor der n Stromquellen$$

[hist] = Vektor der bekannten "Vergangenheitsterme"

Die für die Lösung solcher linearer Gleichungssysteme bekannten mathematischen Verfahren bestehen in einer "Dreiecksfaktorisierung" der Matrix (Gauss-Eliminierungsverfahren), d.h. in einer Umformung so, dass unterhalb der Diagonale nur Nullen stehen und einer Ausnützung der Schwachbesetztheit.





Leitwertmatrix						Spg.		Stromquellen		
									+ V	ergangTerme
	Y	Y	Y	Y	Y		V 1		i 1	
	Y	Y	Y	Y	Y		V 2		İ2	
	Y	Y	Y	Y	Y	.	V 3	=	İз	
	Y	Y	Y	Y	Y		V 4		İ4	
	Y	Y	Y	Y	Y		V 5		İ5	
						•				
					J					
					¥					
	Y	Y	Y	Y	Υ		V 1		i' 1	
	0	Y	Y	Y	Υ		V 2		İ2	
	0	0	Y	Y	Y		V 3	=	i'3	
	0	0	0	Y	Y		V 4		i'4	
	0	0	0	0	Y		V 5		i' 5	
							-		-	

Damit kann man dann für jeden Zeitschritt dieses System linearer Gleichungen in einem Repetitionsverfahren durch Vorwärts- und Rückwärts-Substitution lösen und man erhält so den *zeitlichen Verlauf von Knotenspannungen und Zweigströmen*.

Das EMTP/ATP erlaubt auch die Lösung von stationären Problemen wie Kurzschluss und Lastfluss.

Stationäre Lösung notwendig für Anfangsbedingungen

Zeitschritt für die Integration:

Genauigkeit nimmt mit kleiner werdendem Zeitschritt zu.

Andererseits bestimmt Simulationsdauer/Zeitschritt die zu speichernde Datenmenge.

Der Zeitschritt sollte immer deutlich kleiner sein als die kleinste Zeitkonstante des modellierten Systems.

$$\Delta t < T_{min}$$
 oder $\Delta t < \frac{1}{10 \cdot f_{max}}$ oder $\Delta t < \tau/2$

Wenn eine Kontrollrechnung mit halbiertem Zeitschritt das gleiche Resultat ergibt, ist der erste Zeitschritt klein genug.





2. Anregung von Spannungsresonanzen in Transformator-Wicklungen

Das Transformatorersatzschaltbild ist nur für tiefe Frequenzen relativ einfach; bei höheren Frequenzen spielen die Wicklungs- und Windungskapazitäten eine wichtige Rolle.





Fig. 1: Transformator-Ersatzschaltbild mit unterteilten Wicklungen





Die Eingangsimpedanz eines Transformators in Funktion der Frequenz weist mehrere Minima auf, die jeweils einer Eigenfrequenz entsprechen (Fig. 2, aus [3]).



Fig. 2: Trafo-Eingangsimpedanz in Funktion der Frequenz, aus [3]

Schwieriger wird es, wenn man sich auch noch für andere Stellen im Transformator interessiert z.B. für Unstetigkeitsstellen im Wicklungsaufbau wie z.B. am Übergang von Haupt- zu Regulierwicklung.

Detaillierte Information ist dazu nur in Ausnahmefällen vorhanden.







Fig. 3: Schnitt durch Zwei-Wicklungstransformator, aus [3]

Bei der Hochspannungswicklung ist H1 der Wicklungseingang und A die Mitte der Wicklung (Fig. 3).









Fig. 4: Anregende Spannung an H1 (oben), Reaktion an A (Wicklungsmitte, unten), aus [3]

Anregende Spannung an H1: Normstoss 1/50µs und Sinusspannung von 35.8kHz. Reaktion in der Mitte der Wicklung (Punkt A) unteres Bild.





Abhilfemassnahmen:

Überspannungsableiter an den Trafoklemmen unwirksam, da die höchsten Überspannungen im Inneren der Wicklung auftreten.

Metalloxydwiderstände an verschiedenen Stellen der Wicklung (?!, Fig. 5).



Fig. 5. Autotransformator mit MO-Widerständen über Regelwicklung




Ursache für hochfrequente Spannung an Transformator:

Einschalten eines Transformators über ein längeres Kabel



Fig. 6. HS-Anlage mit Anspeisung mehrerer Transformatoren über längere Kabel

Transformator vor Einschaltung unbelastet; für kleinen Zeitbereich vereinfacht als Stosskapazität modelliert.

Kabel mit Leiter, Schirm und Erde (Kabelblock) modelliert







Fig. 7: Einschalten HS-Kabel 510m

Am Anfang des Kabels fliesst ein hoher Einschaltstrom (180'000V/36 Ω = 5'000A). Am Ende des Kabels springt die Spannung nach der Laufzeit auf rd. den doppelten Wert \rightarrow Spannungsschwingung hoher Frequenz und verhältnismässig langer Dauer am Transformatoreingang \rightarrow mögliche Ursache für Windungsresonanz.

Frequenz dieser Schwingung:

$$f = \frac{1}{4\tau} = \frac{v}{4I} \approx \frac{170'000 \text{ km/s}}{4 \cdot 0.51 \text{ km}} \approx 83'000 \text{ Hz}$$

Kritische Resonanzfrequenzen von Transformatoren mit Regelwicklung liegen in diesem Bereich.

Vergleiche zwischen Messungen und Simulationen solcher Einschaltvorgänge für einen Verteiltransformator finden sich in [5].

F





Kriterien für mögliche Gefährdung in [4]:

- Anregungsfrequenz ≈ Eigenfrequenz Trafowicklung
- Amplitude der Anregungsspannung im Bereich der Betriebsspannung (≈ 1p.u.)
- Schwache D\u00e4mpfung: Verh\u00e4ltnis zweier aufeinander folgender Scheitelwerte gleicher Polarit\u00e4t A ≥ 0.8
- Genügend lange Dauer der Anregungsspannung

Abhilfemassnahme: RC-Glied an den Transformatorklemmen [3]

Dimensionierung nicht trivial;



Fig. 8: Einschalten HS-Kabel 510m, RC-Glied an Trafo

RC-Glied muss auch für stationären Betrieb ausgelegt sein. Nicht billig, oft kein Platz.





Bedingungen für Anregung von Resonanzschwingungen nicht mehr erfüllt.

Weitere Möglichkeit: Gezielte Verwendung von Kabelschirmableitern.

Kabelschirmableiter auf der Transformatorseite (Fig. 7), \rightarrow lang andauernde Spannungsschwingungen am Transformator.

Kabelschirmableiter auf der Seite des Schalters (Fig. 9), \rightarrow starke Dämpfung der Spannungsschwingungen, Bedingung für Resonanzanregung nicht mehr erfüllt.

Einfaches und extrem billiges Mittel.









Physikalische Erklärung (idealisierte Anordnung):



Fig. 10: Schirm am Anfang geerdet, Kabelschirmableiter am Kabelende

Schirm am Anfang auf Erdpotential, d.h. die Energie der Einschaltung $(u \cdot i \cdot 2\tau = 180'000 \cdot 5'000 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 10^{-6}J = 5400J)$ pendelt im Kabel hin und her, nur reduziert von der Dämpfung des Kabels. Definitionsgemäss fliesst am offenen Kabelende kein Strom, Auch im Ableiter am Schirmende fliesst kein Strom; womit die aufgenommene Energie Null ist.







Fig. 11: Kabelschirmableiter am Kabelanfang, Schirm am Kabelende geerdet

Befindet sich aber der Schirmableiter am Kabelanfang, so stellt der Kabelschirm am Anfang einen Spannungsteiler zwischen Leiter und Erde dar, d.h. der Ableiter spricht an und führt bei seiner Restspannung den Einschaltstrom über seinen Widerstand ab, d.h. er vernichtet einen Teil der Energie ($u_{Rest} \cdot i \cdot 2\tau = 15'000 \cdot 4'500 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 10^{-6}J = 405J$; für die erste Halbperiode), die sonst in das Kabel geflossen wäre. Damit erklärt sich die wesentlich höhere Dämpfung bei dieser Anordnung.

Literatur

- [1] EMTP Theory Book, Bonneville Power Administration, Portland, Oregon, H.W. Dommel, 1986
- [2] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book, Canadian/American User Group, W.S. Meyer et al., 1987-92
- [3] IEEE PC57.142[™]/D5.2 Guide To Describe The Occurrence and Mitigation Of Switching Transients Induced By Transformer, Switching Device, and System Interaction, Jan. 2009
- [4] Working Group 12.07 of Study Committee 12: "Resonance Behaviour of High Voltage Transformers", CIGRE Report 12-14, 1984
- [5] Björn Gustavsen: Study of Transformer Resonant Overvoltages Caused by Cable-Transformer High-Frequency Interaction, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, April 2010





FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Thermische Berechnung von Kabelanlagen

Dr. Thomas Heizmann

Dipl. El.-Ing. ETH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1987	Abschluss als ElIng. ETHZ
1994	Promotion als Dr. sc. techn. an der ETHZ
1995-1997	Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich, Versuchsingenieur
1998-2002	Nexans Suisse SA, Cortaillod, Leiter Engineering Energiekabel
seit 2003	FKH, Zürich, Versuchsingenieur und Vertreter Westschweiz





Thermische Berechnung von Kabelanlagen

Thomas Heizmann

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

Zusammenfassung

Für einen sicheren Betrieb ist es unerlässlich, die maximal zulässige Belastung von Kabelsystemen zu berechnen. Dies geschieht nach den IEC-Normen 60287 (Dauerlast) und 60853 (zyklische Last). Die in diesen Normen enthaltenen Berechnungsmethoden liefern vergleichbare und auch experimentell überprüfte Resultate.

Die Berechnung beruht auf einem thermischen Ersatzschaltbild mit Wärmequellen (z.B. den Leiter- und Schirmverlusten) und thermischen Widerständen (z.B. der Isolierung und der Umgebung). Das verwendete Formelsystem basiert auf Untersuchungen von J.H. Neher und M.H. McGrath aus dem Jahre 1957. Es handelt sich dabei um analytische Näherungsformeln, die oft konservativ sind. Neuere Untersuchungen verwenden nummerische Methoden (z.B. die Finite-Elemente-Methode, FEM), die z.B. bei der Berechnung der Wirbelstromverluste in dünnen Schirmen zu wesentlich tieferen Verlusten führten.

Die grösste Unsicherheit bei der thermischen Dimensionierung von Kabelanlagen stammt aber vom externen thermischen Widerstand her (thermischer Widerstand der Umgebung). Neben methodischen Unsicherheiten bei der Berechnung (auch hier liegen Vorschläge für eine genauere Berechnung mit nummerischen Methoden vor) spielt aber vor allem die natürliche Abhängigkeit des spezifischen thermischen Bodenwiderstands von Parametern wie Feuchtigkeit oder Temperatur eine wichtige Rolle. Dieser kann zwar lokal gemessen werden, kann sich aber örtlich und zeitlich verändern (z.B. durch Bodenaustrocknung).

Für die risikolose Auslotung der Belastungsgrenzen eines Kabelsystems ist eine verteilte On-Line-Messung der Temperatur daher sehr hilfreich, wenn nicht notwendig.







FKH- / VSE – Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden" Brugg – Windisch, 9. November 2011

Thermische Berechnung von Kabelanlagen

Thomas Heizmann

Fachkommission für Hochspannungsfragen Commission d'étude des questions relatives à la haute tension



Inhalt

- Normen
- Berechnung nach IEC 60287
- Grenzen der Berechnung nach IEC
- Beispiele

1





3

4



Normen

- IEC 60287: Zulässiger Strom bei Dauerlast
- IEC 60853: Zulässiger Strom bei zyklischer Last
- IEC 60949: Zulässige Kurzschlussströme

IEC 60288: Leiter für isolierte Kabel



IEC 60287 Electric cables - Calculation of the current rating

Part 1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses

- -1: General
- -2: Sheath eddy current loss factors for two circuits in flat formation
- -3: Current sharing between parallel single-core cables and calculation of circulating current losses

Part 2: Thermal resistance

- -1: Calculation of thermal resistance
- -2: A method for calculating reduction factors for groups of cables in free air, protected from solar radiation

Part 3: Sections on operating conditions

- -1: Reference operating conditions and selection of cable type
- -2: Economic optimization of power cable size
- -3: Cables crossing external heat sources





FKH

IEC 60853 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables.

Part 1: Cyclic rating factor for cables up to and including 18/30(36) kV

Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages

Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil



IEC 60949	Calculation of thermally permissible
	short-circuit currents, taking into account
	non-adiabatic heating effects

IEC 60288 Conductors of insulated cables

74

6

5







Berechnungsprinzip (IEC 60287)

Thermisches Ersatzschaltbild mit Wärmequellen und thermischen Widerständen

Wärmeabgabe

→ über die Erdoberfläche bei Bodenverlegung oder

 \rightarrow direkt an die Luft bei freier Verlegung

FKH

Wärmequellen

Leiterverluste $W_c = I^2 \cdot R_{DC} \cdot (1 + y_{skin} + y_{proximity}) = f(T_{Leiter})$

Dielektrische Verluste $W_d = \omega \cdot C \cdot U^2 \cdot tg\delta$

Schirmverluste W_s (ohmsch und durch Wirbelströme) ($\lambda_1 = W_s / W_c$)

Magnetische Verluste W_A in der Armierung ($\lambda_2 = W_A / W_c$)





9

10

FKH

Thermische Widerstände

- T_1 : therm. Widerstand der Isolierung ($T_1 = \rho/2\pi \cdot \ln(r_2/r_1)$)
- T₂: therm. Widerstand des Mantels
- T₃: therm. Widerstand des Korrosionsschutzes der Bewehrung
- T₄ : therm. Widerstand der Umgebung



Thermisches Modell eines Kabels



Figur aus Schell, F.: Thermische Grenzkapazität von Kabelsystemen berechnen. Bulletin SEV/VSE 1/2009, pp. 17-21.







Elektrisches Ersatzschaltbild





FKH

Temperaturerhöhung über Umgebungstemperatur:

 $\Delta \theta = (I^2 R + \frac{1}{2} W_d) T_1 + [I^2 R (1 + \lambda_1) + W_d] n T_2 + [I^2 R (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d] n (T_3 + T_4)$

Maximal zulässiger Strom:

$$I = \left[\frac{\Delta \theta - W_{d} \left[0.5 \ T_{1} + n \ (T_{2} + T_{3} + T_{4}) \right]}{RT_{1} + nR \ (1 + \lambda_{1}) \ T_{2} + nR \ (1 + \lambda_{1} + \lambda_{2}) \ (T_{3} + T_{4})} \right]^{0.5}$$

- Gilt für Erdverlegung ohne Bodenaustrocknung und für in Luft verlegte Kabel ohne direkte Sonneneinstrahlung
- Bodenaustrocknung und Sonneneinstrahlung \rightarrow Zusatzterm und Modifikation von T₄
- Zyklische Last \rightarrow Modifikation von T₄ (Neher-Mc-Grath [2])
- Die Geometrie und der Einfluss der anderen Kabel ist in T₄ enthalten







Eingabedaten

Geometriegrössen:

Aufbau des Kabels (inkl. Anzahl (n) und Art der Leiter) Schirmbehandlung (einseitig, beidseitig, cross-bonding) Verlegeanordnung (Abstand der Kabel, Verlegetiefe)

Materialkonstanten:

- El. Widerstand des Leiters R_{DC} Spezifische el. Widerstände und Temperaturkonstanten: $\rho_{Cu} = 1.7241e-08 \ \Omega \cdot m; \ \alpha_{Cu} = 3.93e-03 \ 1/K$ $\rho_{AI} = 2.8264e-08 \ \Omega \cdot m; \ \alpha_{AI} = 4.03e-03 \ 1/K$
- Spezifische thermische Widerstände ρ : (für die Berechnung von T₁) Masse: 6 K·m/W

Ol/Papier:	5	K·m/W
EPR:	5	K∙m/W
DE	~ -	16

- PE: 3.5 K·m/W • Relative Permittivität ϵ_r und Verlustfaktor tan δ
- der Isolation

- Elektrischer Widerstand des Schirms
- Spezifischer thermischer Widerstand der Trennschicht zwischen Schirm und Armierung (für Berechnung von T₂)
- Elektrische und magnetische Eigenschaften der Armierung
- Spezifischer thermischer Widerstand des Mantels (für die Berechnung von T₃)
- Thermischer Widerstand der Umgebung (T₄) Enthält spezifischen thermischen Bodenwiderstand, Geometrie und Einfluss der anderen Kabel

 ρ_{Boden} = f (Material, Dichte, Feuchtigkeit, Temperatur)

13

FKH

Dimensionierungsgrundlagen CH

Max. Leitertemperatur 90 °C (XLPE/EPR) { Notbetrieb 110 °C (max. 8 h / Tag und 100 h / Jahr) }

Typische Werte für max. Bodentemperaturen:

10 °C im Winter, 20 °C im Sommer

Typische Werte für spez. thermischen Bodenwiderstand p :

1.0 K·m/W für Sand / normaler Boden

0.7 K·m/W für Beton

0.85 K·m/W für Betonrohrblock





15

16



Methodische Grenzen der Berechnung nach IEC 60287

Die IEC 60287 basiert auf Untersuchungen von J.H. Neher und M.H. McGrath aus dem Jahre 1957 [1]. Es handelt sich dabei um analytische Näherungsformeln, die oft konservativ sind.

Neuere Untersuchungen verwenden nummerische Methoden (z.B. die Finite-Elemente-Methode, FEM), die bei der Berechnung von Wirbelstromverlusten in dünnen Schirmen zu wesentlich tieferen Verlusten führten (in IEC 60287-1-1 Ed. 2.0 von 2006 berücksichtigt).

Der Einsatz der FEM zur Berechnung von T_4 wird in einem IEC-Papier beschrieben [4].

Viele, von der Norm abweichende Fälle verlangen nach nummerischen Methoden, die heute auch in Berechnungsprogrammen implementiert sind (siehe z.B. [6]).



"Natürliche" Grenzen der Berechnung nach IEC 60287

 T_1 - T_3 relativ genau berechenbar aus Kabelkonstruktion

Grösster Temperaturabfall ist aber über T₄ (ca. 70%)

T₄ bei Erdverlegung ist von physikalischen Parametern des Bodens abhängig

- Material und Dichte
- Feuchtigkeit (Bodenaustrocknung ab 50 °C)
- Bodentemperatur
- Verlegebedingungen (Tiefe ...)

 ρ_{Boden} kann von 0.4 bis 4 K·m/W variieren (typisch 0.8 bis 1.3 K·m/W)







Beispiel: Auckland, Neuseeland

Ausfall von vier 110-kV-Kabel führte zu einem 5wöchigen Stromausfall im Stadtzentrum

Dimensionierungsgrundlagen:

Bodentemperatur 15 °C, therm. Bodenwiderstand 1.2 °C·m/W

Tatsächliche Werte:

Bodentemperatur 22 °C, spez. Bodenwiderstand 0.56 - 6 °C·m/W

Folgen:

Kabel 100% überlastet, Leitertemperaturen bis 300 °C

FKH

Beispiel einer ungenauen Berechnung nach IEC 60287







FKH



FКН Beispiel: Berechnung mit realen Lastkurven

Reale Lastkurven (Intervall 15 min, Dauer bis zu 7 Tagen) können eingegeben werden

Berechnung des Temperaturverlaufs für jedes Kabel





FKH



Beispiel: Sprungantwort



21

FKH

Vorbelastung 470 A \rightarrow Sprung auf 1417.5 A (1.4 x I_{Dauer})

 T_{start} = 32 $^{\circ}C \rightarrow$ steigt in 21 h auf 90 $^{\circ}C$







FKH Beispiel: Verteilte Temperaturmessung





Temperaturverteilung entlang eines MS-Kabels mit und ohne Last blau: ohne Last rot: mit Last









Schlussfolgerungen

- Die IEC-Normen erlauben die vergleichbare (und durch Messungen überprüfte) Berechnung der Belastbarkeit von Kabelsystemen
- Aufgrund des Alters der zu Grunde liegenden Formelsysteme gibt es heute genauere nummerische Verfahren, die in Berechnungsprogrammen ebenfalls integriert sind
- Die grösste Unsicherheit liegt im spezifischen thermischen Widerstand des Bodens. Dieser kann zwar lokal gemessen werden, ist aber abhängig von Feuchte, Temperatur etc.
- Externe Wärmequellen (bekannte und unbekannte) können einen grossen Einfluss auf die Kabeltemperatur haben
- Für die risikolose Auslotung der Belastungsgrenzen eines Kabelsystems ist eine verteilte On-Line-Messung der Temperatur sehr hilfreich, wenn nicht notwendig

26



Referenzen

- 1. Neher, J.H., McGrath, M.H.: The calculation of the temperature rise and load capability of cable systems. AIEE Transactions, vol. 76, part 3, October 1957, pp. 752-772.
- 2. Neher, J.H.: The transient temperature rise of buried systems.
- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-83, February 1964, pp. 102-114.
- 3. IEC TR 62095: Electric cables Calculations for current ratings Finite element method. 2003.
- 4. Anders, J.G.: Rating of electric power cables. IEEE Press, 1997.
- 5. Schell, F.: Thermische Grenzkapazität von Kabelsystemen berechnen. Bulletin SEV/VSE 1/2009, pp. 17-21.
- 6. Cymcap 5.1 Rev. 4. CYME International T&D Inc., Burlington, MA, USA.





FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Berechnung von Erdungsanlagen

Dipl.-Ing. FH Frédéric Jolliet BKW FMB Energie AG, Engineering Netze

2002 – 2005	Bombardier Transportation AG, Testing, Pratteln Inbetriebsetzung von Schienenfahrzeugen
2005 – 2009	<i>BKW FMB Energie AG</i> , Engineering Netze, Ostermundigen Erdungsmessung von Unterwerken und Diagnostik von HS-Generatoren
2009 –	BKW FMB Energie AG, Engineering Netze, Ostermundigen Engineering Primäranlagen von Unterwerken





Berechnung von Erdungsanlagen

Frédéric Jolliet BKW FMB Energie AG, Engineering Netze

Themen

- Vorschriften und Ziele für Erdungsanlagen
- Nutzen von Berechnungen
- Werkzeuge, Eingangs- und Ausgangsgrössen
- Vorstellung eines Berechnungsprogramms
- Beispiel
- Anwendungen, Grenzen, weitere Überprüfungen





































93



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"







FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



Anwendungen, Grenzen, weitere Überprüfungen

NEUBAU – UMBAU – ERWEITERUNGEN – NAHE von FREMDANLAGEN

Abschätzung einer neuen/unbekannten Situation zum Design der Erdungsanlage um spätere Verbesserungsmassnahmen zu vermeiden.

Untersuchung bei speziellen Fällen und Bestimmung von Massnahmen.

AUSSAGEKRAFT

Moderne Berechnungsprogramme ermöglichen vertiefte Analysen.

Jedoch wird die Genauigkeit einer Berechnung durch diverse Parametern wie die stark variierenden Bodenverhältnisse beeinflusst.

Lokale Berührungsspannungen können nicht alle beurteilt werden.

1to1 energy

VSE

Seite 18











FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Berechnung der Magnetfelder von Freileitungen und Trafostationen

Dipl.-Ing. Hansruedi Luternauer

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)

Hansruedi Luternauer, El.-Ing. HTL, studierte Elektrotechnik an der FH Muttenz. Seit 1985 arbeitet er bei ewz im Bereich Planung und ist verantwortlich für Netzdesign.

Dipl.-Ing. David Hearn Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)

David Hearn, El.-Ing. HTL, studierte Elektrotechnik an der FH Zürich. Seit 1999 arbeitet er bei ewz, wo er für Spezialaufgaben im Bereich Planung verantwortlich ist.




Berechnung der Magnetfelder von Freileitungen und Trafostationen

Hansruedi Luternauer Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (ewz)

1. Einzuhaltende Vorschriften

Die Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) trat am 1. Feb. 2000 in Kraft. Der Zweck der Verordnung ist, Menschen vor schädlicher oder lästiger nichtionisierender Strahlung zu schützen. Sie begrenzt die Emissionen mit Frequenzen von 0 bis 300 GHz. Im Beitrag wird nur der 50Hz Bereich betrachtet.

Ein wichtiger Begriff ist der "OMEN", die Orte mit empfindlicher Nutzung. Diese Orte sind Räume in Gebäuden, in denen sich Personen regelmässig während längerer Zeit aufhalten, öffentliche oder private, raumplanungsrechtlich festgesetzte Kinderspielplätze oder Flächen von unüberbauten Grundstücken, auf denen die obigen Nutzungen zugelassen sind.

Die NISV unterscheidet zwischen Alte Anlagen und Neue Anlagen. Eine Anlage gilt als "Alte", wenn der Entscheid, der die Bauarbeiten oder die Aufnahme des Betriebs ermöglicht, bei Inkrafttreten dieser Verordnung rechtskräftig war. Eine Anlage gilt als "Neue", wenn sie an einen anderen Standort verlegt oder am bisherigen Standort ersetzt wird.

In der NISV sind folgende Grenzwerte definiert:

Der Anlagegrenzwert (AGW) von 1 μ T gilt an den Orten mit empfindlicher Nutzung (OMEN). Der AGW ist eine Emissionsbegrenzung für die von einer Anlage allein erzeugter Strahlung, d.h. bei mehreren Anlagen kann mehr als 1 μ T gemessen werden und die NISV wird dabei eingehalten.

Der Immissionsgrenzwert (IGW) von 100 μ T gilt an Orten für den kurzfristigen Aufenthalt (OKA). Der IGW ist die Immission von einer oder mehreren Anlagen.

Zudem gibt es einen Suva-Grenzwert von 500 μ T, welche nur für das Betriebspersonal gilt.



Abbildung 1: Übersicht NISV Grenzwert

Die NISV unterscheidet im 50Hz Bereich auch zwischen den Anlagearten: Trafostationen, Unterwerke & Schaltanlagen und Frei- und Kabelleitungen.

Trafostationen sind Anlagen zur Transformation von Hoch- auf Niederspannung. Als massgebender Betriebszustand gilt der Betrieb mit Nennleistung. Der Anlagengrenzwert von 1 μ T ist bei neuen und alten Anlagen einzuhalten.

Unterwerke & Schaltanlagen sind Anlagen zur Transformation zwischen zwei verschiedenen Hochspannungsebenen sowie für Hochspannungsschaltanlagen. Als massgebender Betriebszustand gilt auch der Betrieb mit Nennleistung. Der Anlagengrenzwert von 1 μ T ist bei neuen und alten Anlagen einzuhalten.

Frei- und Kabelleitungen, die in den Geltungsbereich der Vollzugshilfe fallen, sind 50Hz Wechselstrom Freileitungen und Einleiterkabel mit einer Betriebsspannung \geq 1000V. Nicht im Geltungsbereich sind Leitungen < 1000V (keine Niederspannung), Mehrleiterkabel, Einleiterkabel im gleichen Rohr und Hausinstallationskabel. Zu dem massgebenden Betriebszustand gehört der massgebende Strom und die Lastflussrichtung. Der massgebende Strom ist der zulässige Dauerstrom und muss von 98% der Stundenmittelwerte pro Jahr eingehalten werden. Es gilt eine symmetrische Strombelastung, oberwellenfrei und mit Phasenwinkeln von genau 120° (50Hz). Die Lastflussrichtung muss aufgrund einer statistischen Auswertung mit 3 Möglichkeiten beurteilt werden, nämlich gleichsinnig (k \geq 0,2), gegenläufig (k \leq -0,2) und ungekoppelt (-0,2 < k < 0,2). Der Anlagengrenzwert von 1 µT ist nur bei neuen Anlagen einzuhalten. Bei alten Anlagen muss die Phasenbelegung optimiert werden, wenn der Anlagengrenzwert über 1 µT ist.





2. Berechnungsprogramme

Übersicht

Die Anforderungen an die Berechnungsprogramme liegen einerseits an der Genauigkeit andererseits an der Benutzerfreundlichkeit und Schnelligkeit.

Genauigkeit bedeutet ein höherer Aufwand wegen der detaillierten Nachbildung und ein höherer Berechnungsaufwand. Benutzerfreundlichkeit setzt auch hohe Anforderung an die Berechnungsprogramme, z.B. eine graphische Bedienungsoberfläche zur Eingabe der Geometrie und der Betriebsdaten mit 3D-Darstellung; die Möglichkeit einer 1, 2 oder 3D Darstellung der Resultate; die Möglichkeit alle relevanter Betriebsmittel und deren Umgebung zu modellieren und häufig verwendete Komponenten in der Bibliothek zu speichen, usw. Zudem werden kurze Einarbeitungszeiten erwünscht.

Die Anwendungbereiche der Berechnungsprogramme liegen zwischen praktischer Abschätzung einfacher Komponenten bis zur detaillierten Modellierung komplexer Systeme.

Berechnungsmethoden/-programme vorstellen

Näherungsformeln

Der Einsatz der Näherungsformeln ist auf wenig gestreckte Leitungen und einzeln Anlagenteile begrenzt. Sein Nutzen ist die Überprüfung der Plausibilität von Messungen oder Komponenten einer Berechnung. Die Näherungsformeln sind Abschätzungen, aber sie sind schnell und übersichtlich. Die Genauigkeit steht nicht im Vordergrund.

Dreiphasiger Leiteranordnung

$$B_{rms} = \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \cdot \frac{d}{\sqrt{r^2 + d^2}} \cdot \frac{l_2}{\sqrt{r^2 + l_2^2}}$$

- *B_{rms}* Effektivwert der magnetischen Flussdichte [T]
- I Effektivwert des Phasenstroms [A]
- *r* Abstand des nächsten Phasenleiters zum Ort der Feldeinwirkung [m]
- *l* Totallänge des betrachteten Leiterzugs [m]
- d Geometrische Summe der Phasenabstände [m]

$$d = \sqrt{\left(d_1^2 + d_2^2 + d_3^2\right)/2} \qquad d$$

Oel-Transformator

$$B_{rms} = 1.25 \cdot \frac{uk}{6} \cdot \sqrt{\frac{S_n}{630}} \cdot \left(\frac{3}{r}\right)^2$$

Giessharz-Transformator

$$B_{rms} = 5 \cdot \frac{uk}{6} \cdot \sqrt{\frac{S_n}{630}} \cdot \left(\frac{3}{r}\right)^2$$

- *B_{rms}* Effektivwert der magnetischen Flussdichte [T]
- *uk* rel. Kurzschlussspannung [%]
- S_n Nennleistung [kVA]
- r Abstand [m]





2D-Programme

Die 2D-Berechnungen werden für Frei- und Kabelleitungen verwendet. Die Programme reichen von einfachen Tabellenkalkulationsprogrammen bis zu günstiger Software mit grafischer Darstellung der Modelle und der Resultate. Die Vorteile sind die einfache Bedienung und eine geringe Rechenleistung.

Der Einsatz und der Nutzen eines Tabellenkalkulationsprogrammes kann mit den Näherungsformeln verglichen werden, aber die Genauigkeit ist besser.

Die 2D-Berechnungsprogramme decken in den meisten Fällen die NISV-Anforderungen für Frei- und Kabelleitungen ab. 2D-Modellierung soll nicht verwendet werden, z.B. wenn OMEN in der Nähe eines Leitungsknicks (5°) oder Kreuzung, bei Verzweigungung, zwischen Unterabschnitte, usw.



Abbildung 2: einfachen 2D-Excelanwendung



Abbildung 3: Magneto (2D-Berechnungsprogramm)





3D-Programme

3D-Programme werden für 3D- und quasi 2D-Berechnungen von Frei- und Kabelleitungen und zur vollständigen 3D-Nachbildung von Gesamtanlagen benützt. Die Programme bieten viele Möglichkeiten zur Darstellung der Modelle und deren Resultate.

Die 3D-Programme benötigen einen leistungsfähigen Rechner und haben höhere Beschaffungskosten und höheren Betriebsaufwand. Der Benutzer muss die Programmfunktionen teilweise selber austesten, um zu sehen welche Eingabeparameter berücksichtigt werden müssen. Eine langere Einarbeitungszeit ist nötig.

Die 3D-Berechnungsprogramme decken die NISV-Anforderungen alle Anlagearten, ausser bei grossere Abschirmmassnahmen. Annährerungen sind teilweise im Programm integriert, z.B. durch vereinfachte Transformatoren Modelle. Annäherungen werden auch von Benutzer angewendet, z.B. bei Abschirmungen von Anlagekomponenten, was viele Messungen und viel Erfahrung verlangt.







Abbildung 5: Winfield / EFC-400 (3D-Berechnungsprogramm)





Finite Element / Finite Integral Programme

Die Anwendung eines Finite Element / Finite Integral Programmes wird nur erfahrenen Benutzern empfohlen. Detailliertes Wissen, nicht nur über die Quellen, sondern auch über die Material parameter, Boundary conditions, Mesh generation, usw. ist erforderlich. Die Berechnungszeit (ohne Modellierung) für einzelne Elemente kann Stunden bis Tage dauern.

Weil die Modellierung von Gesamtanlagen zu aufwendig ist, ist der Einsatz eher auf spezielle Fälle (hauptsachlich bei $\mu_r \neq 1$) beschränkt, z.B. die Optimierung der Abschirmung einer Anlagenkomponente oder zur Bestimmung der Abschirmungwirkung (wenn Messungen fehlen).

Die Programme bieten sehr viele Möglichkeiten zur Darstellung der Modelle und deren Resultate, aber die Aussagen sind nicht direkt für die Einhaltung der NISV einzusetzen. Die Möglichkeiten zur Darstellung der Wirbelströme im Material oder die x-, y- und z-Komponenten der Feldstärke sind aber für das Verständnis der Problematik interessant.



Abbildung 6: CST (Finite Integral Programm)





3D-Programme

Weil den Einsatz der 3D-Berechnungsprogramme die meisten Anforderungen erfüllen, werden diese hier weiter besprochen.

<u>Prinzipien</u>

Der unendlich lange gerade Leiter, der als Basis bei den Näherungsformeln und den 2D-Programmen für die Berechnung von Frei- und Kabelleitungen, kann nicht mehr eingesetzt werden. Das Grundelement der 3D-Programme ist der Linienleiter. Dies ist ein Leiterstück im Raum mit einem Anfangs- und Endpunkt. Hier werden die x-, y- und z-Komponenten des B-Feldes eines Berechnungspunkts für jeden Linienleiter aufsummiert.

Praxisrelevante Betriebsmittel werden mit Linienleitern und grafischen Elementen zusammengebaut und häufig verwendete Elemente können in einer Bibliothek gespeichert werden. Die 3D-Berechnungsprogramme verfügen über umfassende Bibliotheken mit vordefinierten oder definierbaren Betriebsmitteln.



Abbildung 7: Beispiel Bibliothek Elemente

<u>Annäherung</u>

In den 3D-Berechnungsprogrammen sind gewisse Annäherungen implementiert, welche die Genauigkeit der Berechnungen beeinflussen können. Annäherungen von Benutzern sind hier nicht berücksichtigt.

Die Berechnungen von den Transformatoren in den 3D-Programmen werden mit stark vereinfachten Modellen gemacht. Das Streufeld eines Transformators kann nicht korrekt simuliert werden, wegen der komplexen Eigenschaften der magnetischen Teile. Die Modelle werden anhand von Messungen verifiziert und skaliert. Diese approximative Berechnung bedeutet, dass die Richtung der Feldvektoren nicht korrekt nachgebildet ist. Die Überlagerung der Felder ergeben Fehler.





Die Verdrillung von Mehrleiterkabeln ist nicht implementiert. Die grösseren Felder sind im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln eher klein. Durch Skalierung des Stroms kann eine Annäherung erfolgen.

Die meisten Programme führen die Berechnungen für eine Frequenz aus. Eine Überlagerung muss manuell (für jeden Betrachtungspunkt) erfolgen.

Die Gehäuse von MS-Anlagen oder gekapselten HS-Anlagen wirken wie eine Feldreduktion. Die Gehäuse können nur als Grafik nachgebildet oder in die Berechnungen miteinbezogen werden, d.h. die Konduktivität (Wirbelstrom) kann berücksichtigt werden, aber die Permiabilität nicht.

Bei konduktiver Abschirmung werden die induzierten Ströme (Wirbelstrom) berücksichtigt. Der Erdleiterstrom bei Freileitungen wird berechnet und kann einbezogen werden. Das Erdungssystem oder die Gebäude-Armierung kann modelliert werden, die induzierten Ströme und phasenwinkel müssen aber bekannt sein.

Voraussetzung für die 3D-Berechnungsprogramme ist ein homogener Hintergrund mit die Permeabilität μ r =1. Die Abschirmung mit hochpermeablen Material wird nicht berücksichtigt.

Erfüllen der NISV-Anforderungen

Die NISV-Anforderungen an die Berechnungen sind je nach Anlagearten anders.

Die Anlagegrenze für die Berechnung der Trafostationen ist klar definiert. Der Betriebzustand mit Nennleistung ist auch klar definiert, ausser für die Ringströme der MS-Anlage. Die 3D-Modellierung der Anlage geht relativ schnell (ca. 1 Tag), wenn die Elemente in der Bibliothek vorhanden sind. Der Dokumentationsaufwand (Standortdatenblatt) ist relativ gering. Die Grafik aus dem Berechnungsprogramm kann direkt eingesetzt werden. Nicht berücksichtigt werden die Gehäuse der MS-Anlage, was aber mit der "worst case" Betrachtung übereinstimmt. Problematisch wird eine Berechnung von Abschirmmassnahmen mit hoch permeablen Materialien. Diese muss meistens mit Skalierungsfaktoren erfolgen, was sehr viele Messungen und Erfahrung benötigt. Diese Berechnungsart passt meistens nicht zur "worst case" Betrachtung, weil Skalierungsfaktoren nur im Messpunkt (nicht im weiter entfernten OMEN) gelten oder weil z.B. die Randzonen-Effekte fehlen.

Die Anlagegrenze von Unterwerken & Schaltanlagen ist klar definiert. Die Berechnung mit Nennleistung ist auch klar definiert, ausser für die Ringströme der HS-Anlage. Die 3D-Modellierung der Anlage ist sehr aufwändig (ca. 3 bis 4 Wochen). Wegen der kleineren Anzahl von Berechnungen, ist die Bibliothek viel weniger ausführlich als für die Trafostation. Der Dokumentationsaufwand (Standortdatenblatt) ist aber relativ gering. Die Grafik aus dem Berechnungsprogramm kann direkt eingesetzt werden, aber wegen der grösseren Ausdehnung der Anlage ist die grafische Qualität niedrig. Nicht berücksichtigt werden die Gehäuse der gekapselten HS- und MS-Anlagen, was auch noch mit der "worst case" Betrachtung übereinstimmt. Problematisch wird auch hier die Berechnung von Abschirmmassnahmen.

Die Anlagegrenze der Frei- und Kabelleitungen muss zuerst definiert und dokumentiert werden. Welche parallele Leitungen sind zu berücksichtigen, wieviele Unterabschnitte



braucht es und wo sind die Grenzen für jeden Unterabschnitt? Der Betriebszustand der Berechnung ist durch Messungen oder Lastflussberechnungen zu bestimmen. Bei mehreren Leitungen von verschiedenen Spannungsebenen und Betreiber sind genaue Absprachen sowohl über Richtung, Vorzeichen und Messpunkt als auch Phasenbelegung und ungleiche Phasenwinkel nötig. Bei der Modellierung der Anlage ist meistens eine sehr einfache 2D-Modellierung ausreichend. Der Dokumentationsaufwand (Standortdatenblatt / Sanierungsabklärung) hingegen ist sehr aufwändig. Bei jedem Unterabschnitt muss die Anlage bestimmt, die Phasenbelegung überprüft, die Untersuchungsperimeter bestimmt und für jeden OMEN ein Querprofil berechnet werden. Die 2D-Grafik aus dem Berechnungsprogramm kann direkt eingesetzt werden. Wenn eine 3D-Modellierung nötig ist, ist dies sehr aufwändig. Wenn die Grafik einer 3D-Modellierung direkt eingesetzt wird, z.B. bei dem Untersuchungsperimeter, ist diese ungenau wegen dem kleineren Massstab und Auflösung der Grafik. Sonst ist es sehr aufwändig, wenn viele Querprofile durchgerechnet und der Untersuchungsperimeter in einen Plan eingetragen werden müssen. Die Möglichkeit, eine Grobabklärung zu machen, ist leider nur bei zwei parallelen Leitungen möglich. Wo es nötig wäre, z.B. in Unterwerksnähe ohne OMEN, ist der Aufwand sehr gross.

3. Schlussfolgerung/ Zusammenfassung

Die Programme verlangen vom Benutzer kein detailliertes Wissen über die Berechnungsverfahren, aber ein Wissen über die Bedienungselemente, Programmfunktionen, Datenstrukturen, usw. Die lange Einarbeitungszeit wird oft unterschätzt.

Der Einsatz der Näherungsformeln bleibt als Abschätzung nützlich. Die Genauigkeit steht nicht im Vordergrund.

Bei Frei- und Kabelleitungen sind die 2D-Programme meistens ausreichend, aber teilweise sind 3D-Programme erforderlich. Die Aussagen von beiden erfüllen die Anforderungen nach NISV.

Der Einsatz von 3D-Programmen ist bei Trafostationen oder bei Unterwerken & Schaltanlagen zwingend. Die implementierte Annäherung, z.B. die stark vereinfachten Transformatoren-Modelle oder die fehlenden Gehäuse der MS- und gekapselten HS-Anlagen stimmen mit der "worst case" Betrachtung überein. Bei Trafostationen ist die Übereinstimmung zwischen Messungen und Berechnungen relativ gut. Die kugelförmige Transformatoren-Annäherung stimmt aber bei den grossen UW-Transformatoren weniger gut überein. Problematisch ist die Berechnung von Abschirmmassnahmen. Die "worst case" Betrachtung ist im kritschen Falle nicht zu gebrauchen, auch nicht die grobe Abschätzung mit Skalierungsfaktoren, wenn diese überhaupt bekannt sind.

Die implementierte Annäherung, welche eine Einschränkung an die Genauigkeit der Berechnungen bedeutet, sind den Aussagen je nach Situation Grenzen gesetzt.



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



Beispiel - Freileitung





-1.0 7.0 ____

6.0

5.0

4.0

2.0

1.0

0.0

-1.0 └─ -1.0

0.0

E .⊑ 3.0 ≻ VS∃ ∧∃S

-3.0

-1.0

0.0

1.0

2.0

3.0

YInm

4.0



Beispiel - Trafostation

0.0

5.0

6.0

-2.5

-3.0

7.0





Beispiel - Unterwerk







FKH - / VSE – Fachtagung

9. November 2011

Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen

Computersimulation der Beeinflussungsspannungen auf Rohrleitungen und Kommunikationskabeln durch Starkstromleitungen

Dr. Reinhold Bräunlich

FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

Angaben zum L	ebenslauf
1982 / 1993	Diplom als Elektroingenieur und Dissertation an der ETH Zürich
1982 bis 1983	Versuchsingenieur bei Brown Boveri&Cie in Baden
1983 bis 1990	Assistent und wiss. Mitarbeiter in der Fachgruppe für Hochspannungstechnik der ETH
	Zürich
seit 1990	Ingenieur bei der FKH, Fachkommission für Hochspannungsfragen in Zürich
seit 2000	Geschäftsleiter der FKH

Gremienarbeit

- Einsitz im Technischen Komitee "Erdungen" des CES
- Einsitz im Technischen Komitee TK 42 "Hochspannungsprüftechnik" des CES
- 2001 2009 Schweizerischer Vertreter im CIGRE-Studienkomitee SC 4: (Power Systems Performance).
- Mitarbeit im der TK 38, AG 42, Ferroresonanzvorgänge





Computersimulation der Beeinflussungsspannungen auf Rohrleitungen und Kommunikationskabeln durch Starkstromleitungen

Reinhold Bräunlich

FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1 Einleitung

Obwohl die Problematik der Beeinflussung von Kabel- und Rohrleitungen durch Hochspannungsfreileitungen sowie diesbezügliche Schutzmassnahmen in der Fachliteratur gut dokumentiert sind, befasst sich nur ein kleiner Kreis von Fachpersonen mit den Fragestellungen in der Praxis.

Im Jahr 2011 sind zwei wichtige technische Regeln über die Thematik erschienen, die sich an einen erweiterten Personenkreis wenden:

- FprEN 50443 (2011) "Auswirkungen elektromagnetischer Beeinflussungen von Hochspannungswechselstrombahnen und/oder Hochspannungsanlagen auf Rohrleitungen" Annahme durch das technische CENELEC Komitee TC 9XC (Bahneinrichtungen) und das TC 210: (Elektromagnetische Verträglichkeit) im September 2011 [1]
- CES/TK Erdungen: "Erläuterungen für den Schwachstrom-Netzbau" Electrosuisse, Ausgabe 1.0, *Oktober 2011* [2]

Die genannte **EN-Vornorm** setzt Grenzwerte für Beeinflussungsspannungen fest und verlangt neu (Abschnitt 11), dass die Einhaltung durch Messung oder Rechnung abzuklären ist und die Ermittlung der Resultate sowie allfällige Gegenmassnahmen zwischen den Betreibern der Starkstromanlagen und Rohranlagen zu koordinieren sind.

In den neuen *Electrosuisse-Erläuterungen* über den Schwachstromnetzbau wird der Beeinflussung von Kommunikationsleitungen durch Starkstromanlagen ein hoher Stellenwert zugeschrieben (Kapitel 3). Die Wegleitung geht auf die Ermittlung des Ausmasses der Beeinflussung ein und erklärt die Schutzmassnahmen sowie die einzuhaltenden Abstände entsprechend der Leitungsverordnung (LeV [3]). Diese sind mit erklärenden Abbildungen in separaten Anhängen (Abschnitte 11 und 12) in der neuen Schrift zusammengestellt.

Die Herausgabe dieser neuen Richtlinien wird im Folgenden zum Anlass genommen, auf die Methoden zur Berechnung von Beeinflussungen bei Netzfrequenz einzugehen und ein Computerwerkzeug hierzu vorzustellen.





2 Durch Freileitungen verursachte induzierte Spannungen

2.1 Elektromagnetische Beeinflussung von Kabel- und Rohrleitungen

Beim Betrieb von Starkstromleitungen und Bahnen werden auf benachbarten Kabelund Rohrleitungen Fremdspannungen und -ströme durch *induktive* oder *ohmsche* Kopplung erzeugt.

Bei Beeinflussung durch Starkstromleitungen der Elektrizitätsversorgung handelt es sich in erster Linie um induktive Kopplungsmechanismen. Wegen der Erdseil- und Mastübergangsströme können allerdings indirekt auch ohmsche Kopplungen mitwirken. Bei der Beeinflussung durch Bahnanlagen sind grundsätzlich beide Kopplungsarten beteiligt.

Bei der Frage nach den netzfrequenten Beeinflussung durch elektrische Energieversorgungssysteme und Bahnen müssen insbesondere zwei Situationen unterschieden werden: der **Normalbetrieb** (Abbildung 1) und der **Fehlerfall** (insb. der Erdfehler, Abbildung 2).

Im Normalbetrieb stehen Störungen von Signalleitungen (Brummspannungen) und bei Rohrleitungen Gefährdung durch Wechselstromkorrosion im Vordergrund.

Im Erdfehlerfall treten auf der beeinträchtigten Leitung wesentlich höhere eingekoppelte Spannungen auf. Diese können Werte bis in den Kilovoltbereich erreichen, wobei in erster Linie eine Gefährdung von Personen (Berührungsspannungen) und von Kommunikationsanlagen (Endgeräte) resultiert.



Abbildung 1 Übersichtsskizze zur Erläuterung der Beeinflussung einer unterirdischen Leitung im Nahbereich einer Hochspannungsfreileitung im Normalbetrieb



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"





Abbildung 2 Übersichtsskizze zur Erläuterung der Beeinflussung einer unterirdischen Leitung im Nahbereich einer Hochspannungsfreileitung im Erdfehlerfall

3 Wechselstromkorrosion an Stahlrohrleitungen

Bis Anfang der achtziger Jahre wurde eine durch Wechselströme ausgelöste Korrosion erdverlegter Gasleitungen unter normalen Bedingungen ausgeschlossen. Damals waren die meisten Rohrleitungen mit einem nur unvollständig isolierenden Mantel aus Bitumen geschützt. Nachdem in zunehmendem Masse hochisolierende Polymerisolierungen eingesetzt wurden, häuften sich in den letzten Jahrzehnten Korrosionsangriffe auf Rohrleitungen, welche eindeutig der Wechselstromkorrosion zugeschrieben werden konnten. Die Angriffe erfolgen jeweils an kleinen Perforationsstellen der Isolation, die grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden können. Die Vermeidung der Korrosion durch Makroelementbildung an den Perforationsstellen macht einen aktiven kathodischen Korrosionsschutz notwendig. Dabei wird die unvollständig isolierte Rohrleitung auf ein negatives Gleichspannungspotential von typisch 850 ... 950 mV angehoben.

Induzierte Dauerwechselspannungen überschreiten oft die chemischen Potentiale, sowie das Schutzpotential bei weitem, wodurch unter Umständen dennoch Korrosionsangriffe auftreten können.

Die Vorgänge, die beim Durchgang des Wechselstroms durch die Phasengrenze Metall-Erdboden ablaufen, sind Prozesse, die sich in der elektrolytischen Doppelschicht abspielen. Bei kleinen Wechselstromdichten laufen am Übergang Metall-Erdboden nur reversible Prozesse ab, die mit der Ladung oder Entladung der elektrolytischen Doppelschicht verbunden sind [6], [7].

Bei grösseren Wechselspannungen und bei Überschreitung einer kritischen Stromdichte von typisch 3 mA/cm² können zusätzlich auch irreversible Prozesse ablaufen.





Dabei kann während der anodischen Halbwelle Metallauflösung (Korrosion) stattfinden. Bei der kathodischen Halbwelle wird in der Regel Wasserstoff produziert.

Die an den unvermeidlichen Isolationsfehlerstellen auftretende Stromdichte ist abhängig von der auf der Rohrleitung induzierten Spannung, aber auch von der Geometrie der Isolationsfehlstelle und von den chemischen und physikalischen Eigenschaften der Rohreinbettung.

Die physikalischen Einflussgrössen, das heisst der Zusammenhang zwischen der Stromdichte *j*, der Lochgrösse (*A*, *d*), der Wechselspannung *U*, dem spez. Boden- und Fehlerstellenmaterialwiderstand ρ_E und ρ_{L_i} können durch folgende Beziehung beschrieben werden (siehe auch Abbildung 3).



$$j = \frac{U}{R_R \cdot A} \qquad \qquad \left[A/m^2 \right]$$

dabei ist

$$R_{R} = \frac{\rho_{L}d}{A} + \frac{\rho_{E}}{4}\sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Abbildung 3 Elektrisches Ersatzschaltbild eines Lochs durch Verletzung eines Isoliermantels an einer isolierten, kathodisch geschützten Rohrleitung

4 Mathematische Modelle für die induktiv-ohmsche Beeinflussung

Trotz der umfassenden Literatur über die Mechanismen und Berechnungsmethoden der Wechselstrombeeinflussung von Kommunikationskabeln und Rohrleitungen wird in der Praxis auf eine Berechnung der Beeinflussungsspannungen oft verzichtet. Grund sind die komplexen Wechselwirkungen des magnetischen Felds von Starkstromleitungen mit den benachbarten Leitungen und dem Erdboden unter Bildung von Wirbelströmen. Eine exakte mathematische Lösung des Beeinflussungsproblems lässt sich nicht in geschlossener Form ausdrücken. In der Praxis beinhalten die vorgeschlagenen Methoden deshalb Näherungsformeln, die einen beschränkten Gültigkeitsbereich besitzen.

Eine vereinfachte Darstellung der gebräuchlichsten Berechnungsmethode wird in diesem Abschnitt wiedergegeben.





Der Mechanismus der induktiven Beeinflussung wird in Abbildung 4 illustriert. Ein Teil des magnetischen Felds eines stromdurchflossenen Leiters (z.B. eine Phase einer Freileitung) umschliesst die Schleife zwischen dem beeinflussten Leiter und dem Erdboden. Da der Erdboden keinen konzentrierten Leiter darstellt, wird unter Zuhilfenahme der Wirbelstromtheorie eine Ersatzstromtiefe definiert, die vom Erdbodenwiderstand und der Frequenz abhängt.



Abbildung 4 Induktion zwischen parallelen metallischen Leitern

Ein nach dieser Modellvorstellung entworfenes elektrisches Ersatzschaltbild für einen Ausschnitt der parallelen Leitungen wird in Abbildung 5 wiedergegeben. Für die praktische Anwendung bei variablen Abständen der Trassen der Freileitung und der beeinflussten Leitung werden kurze Teilstücke der Länge dx betrachtet.

In einem **ersten Schritt** werden die elektrischen Eigenschaften des Kommunikationskabels oder der Rohrleitung ausser Acht gelassen. Es wird zunächst nur die induzierte Spannung ermittelt, wobei angenommen wird, dass die betroffene Leitung gegenüber dem Erdboden ideal isoliert ist. Diese Annahme gilt in gewisser Näherung nur für kurze, von der Erde isolierte Leitungen einer Länge von etwa 10 km und kann in diesen Fällen für eine erste Abschätzung der induzierten Spannung dienen. Näherungsbeziehungen hierfür sind im Anhang angegeben. Eine vollständige Lösung hierfür in Form einer Reihenentwicklung ist z.B. in [5] zu finden.

Für die Berechnung der Spannungsverteilung in realistischen Fällen müssen *in einem zweiten Schritt* die elektrischen Leitungsgleichungen der beeinflussten Leitung asymmetrisch gegen Erde unter Verwendung des elektrischen Ersatzschaltbilds nach Abbildung 5 gelöst werden.





Abbildung 5 Elektrisches Ersatzschema für eine Starkstromphase und eine induktiv beeinflusste Leitung der Länge *dx*

Die Längsimpedanzen und Queradmittanzen der beeinflussten Leitung mit Erdrückleitung können durch folgende Ausdrücke vereinfacht werden. Bei Rohrleitungen ist in der Praxis die Längsimpedanz stark von dem im Rohr fliessenden Strom und auch von der Frequenz abhängig. Die Queradmittanz hängt in analoger Weise von der Spannung und der Frequenz ab (Symbole: siehe Abbildung 5):

Längsimpedanz pro Weglänge: $R'_l + j\omega L'_l = z$ Queradmittanz pro Weglänge: $G'_q + j\omega C'_q = y$

Die Differentialgleichung für die Spannungs- und Stromänderungen entlang der beeinflussten Leitung können wie folgt geschrieben werden:

$$\frac{dU(x)}{dx} + z \cdot I(x) - E = 0$$
$$\frac{dI(x)}{dx} + y \cdot U(x) = 0$$

E ist die eingekoppelte Spannung pro Wegstrecke.

Unter realen Verhältnissen variieren die Geometrie entlang der Parallelführung der Starkstromleitung zur beeinflussten Leitung und damit die induzierte Spannung pro Wegstrecke E entlang der beeinflussten Leitung. Die resultierende Beeinflussungsspannung U gegen Erde ist deshalb stückweise zu ermitteln, wozu sich eine diskrete Berechnung mit Computerprogrammen anbietet.





Ein entsprechendes Verfahren ist in Abschnitt 5 beschrieben.

Für konstante parallele Näherungen lassen sich aber auch einfache analytische Lösungen angeben. Für eine parallele Annäherung und daran anschliessenden weiterlaufenden Leitungen ergibt sich eine Spannungsverteilung entsprechend Abbildung 6 (unten), wenn die beeinflusste Leitung beidseitig ausreichend weit fortgesetzt wird:



Abbildung 6 Einfacher Fall für eine parallele Näherung an eine Freileitung mit beidseitig unendlich fortgesetzter Rohr- oder Kommunikationsleitung mit Erdberührung [4]

Spannungs- und Stromverlauf im Bereich $0 \le x \le L$ entsprechend Abbildung 6 nach [4]:

$$U(x) = \frac{E}{2 \cdot \gamma} \cdot \left(e^{-\gamma \cdot (L-x)} - e^{-\gamma \cdot x}\right)$$
$$I(x) = \frac{E}{2 \cdot z} \cdot \left(2 - e^{-\gamma \cdot (L-x)} - e^{-\gamma \cdot x}\right)$$

Dabei bedeuten:

- *E*: Induzierte Spannung auf der beeinflussten Leitung pro Weglänge in *V/m*
- *L*: Länge des betrachteten Wegabschnitts in *m*
- $\gamma = \sqrt{z \cdot y}$ Ausbreitungskonstante in m^{-1} , welche sich aus der Längsimpedanz z und der Queradmittanz y der beeinflussten Leitung berechnet.





5 Computersimulation induktiv-ohmscher Beeinflussung

5.1 Beispiel: FKH-Berechnungsprogramm LFIP (Low Frequency Interference Program)

Die Berechnungsschritte mit dem Computerprogramm der FKH umfassen folgende Schritte:

- 1. Skalierung der digitalen bzw. eingescannten Vorlagekarten (Abbildung 7)
- 2. Eingabe des geometrischen Aufbaus und der Materialdaten für die Leitungen (Abbildung 8)
- 3. Eingaben der Trassenverläufe für die beeinflussende und die beeinflusste Leitung (Abbildung 9)
- 4. Diskretisierung der Leitungen und Berechnung der Beeinflussungskoeffizienten und der induzierten Spannungen und Aufintegration der Spannungen (Abbildung 10)
- 5. Lösung der Netzwerkgleichungen für die Induktionsspannungen unter Berücksichtigung der Ausgleichströme entlang der beeinflussten Leitungen und der Erdübergangsströme (Abbildung 11).



Abbildung 7 Skalierung der Kartenkoordinaten umgesetzt im selbst erstellten Computerprogramm: LFIP







Abbildung 8 Eingabe der Leiterseil- und der Erdseilpositionen sowie der Masthöhe für die Hochspannungsfreileitung



Abbildung 9 Eingabe der Leitungstrassen auf der Karte für die beeinflussende und die beeinflusste Leitung durch die Positionierung der Leitungsknickpunkte mit der Maus







Abbildung 10 Skizze zur Erklärung der Diskretisierung der Leitungen und der Berechnung der Abstände für die Ermittlung der geometrischen Beeinflussungskoeffizienten

Abbildung 11 oben zeigt ein Berechnungsbeispiel für eine Rohrleitung, welche durch drei parallelverlaufende Freileitungen beeinflusst wird. Die obere Graphik zeigt den Verlauf der induzierten Spannung pro Weglänge (dünne zackige Kurve) und die längsintegrierte Spannung (ausgezogene Linie), für den Fall, dass die beeinflusste Leitung nur am Leitungsanfang geerdet ist. Die dicke graue Linie zeigt schliesslich die Spannungsverteilung, welche sich bei einseitiger Erdung aber bei Berücksichtigung der Längs- und Querimpedanzbeläge der beeinflussten Leitung ergibt. Die zusätzliche Spannung gegenüber der einfachen Spannungsaufsummierung ist eine Folge der Resonanzüberhöhung, die sich aufgrund des Induktivitätsbelags und des sehr grossen Kapazitätsbelags der in diesem Fall vorliegenden Rohrleitung (Grössenordnung 100 μ F/km) einstellt.







Abbildung 11 Beispiel einer berechneten Wechselspannungsverteilung auf einer isolierten, kathodisch geschützten Rohrleitung aufgrund Induktion durch den Betrieb von Hochspannungsfreileitungen

Der untere Teil der Abbildung 11 zeigt Spannungsverteilungen bei verschiedenen Varianten der Positionierung von Wechselstromableitern zur Reduktion der Rohrleitungsspannung gegen Erde. Wechselstromableiter sind Abgrenzeinheiten, welche den Wechselstromanteil niederohmig gegen Erde ableiten, das kathodische Schutzpotential aber durch eine Gleichspannungsisolierung nicht beeinträchtigen.





5.2 Vergleich von Messresultate mit den Berechnungen von induzierten Spannungen an einer Rohrleitung

Für eine ausgesuchte Parallelführung einer zweisträngigen 220-kV-Freileitung und einer Gasrohrleitung wurden Messungen durchgeführt um diese mit berechneten Werten zu vergleichen.

Nach Ausserbetriebsetzung eines der 220-kV-Dreiphasensysteme wurde gemäss Prinzipschema Abbildung 12 im einen Unterwerk ein Versuchsstrom auf die parallelgeschalteten Phasen des freigeschalteten Systems eingespeist. Am Leitungsende im anderen Unterwerk wurden alle drei Phasen geerdet. Abbildung 13 zeigt die frequenzvariable Versuchsstromquelle im Anhänger der FKH. Um selektiv nur die Induktion der eingespeisten Ströme erfassen zu können, wurden in Abweichung von dem mit 50 Hz betriebenen Drehstromsystem beim Versuchs-System Frequenzen von 35 Hz und 70 Hz verwendet. Damit konnte auch der Frequenzeinfluss des Versuchsstroms guantifiziert werden.





sung eines definierten, konstanten Beeinflussungsstroms in eine Freileitung (Simulation eines Erdschlussfalls)

Abbildung 12 Prinzipschema für die Einspei- Abbildung 13 Stromquelle für die Einspeisung eines künstlichen Erdschlussstroms im Unterwerk

Tabelle 1 zeigt an vier Messstellen entlang der Rohrleitung die gemessenen und die berechneten Induktionsspannungen.

Zeit	Eingespeister Erdschlussstrom	Frequenz	Erdung Ableiter	Mess- stelle	Gemessene Spannung	Berechnete Spannung	Verhältnis der Koppelimpedanzen bei 70 Hz und 35 Hz
1040	176 A	35 Hz	Abl. aus	93-37	61.53	101	Gemessen: 1.995
11 ⁰⁹	120 A	70 Hz	Abl. aus		83.70	136	Berechnet: 1.98
11 ³⁸	120 A	70 Hz	Abl. aus	93-30	54.10	73	Gemessen: 2.39
1150	176 A	35 Hz	Abl. aus		33.20	57	Berechnet: 1.88

Vergleich der gemessenen und der berechneten induzierten Spannungen auf der Tabelle 1 Rohrleitung bei vier Messpunkten bei Einspeisung von experimentellen Erdschlussströmen in das Drehstromsystem in ein 220-kV-Freileitungssystem im Unterwerk





Die berechneten Spannungen auf der Rohrleitung liegen im Mittel um etwa 60% über den gemessenen Werten. Angesichts der bei der Simulation nicht berücksichtigten Niveau-Unterschiede zwischen Freileitung und Rohrleitung und auch angesichts der Unsicherheit des Erdbodenwiderstands, der durchwegs zu 70 Ω m angenommen wurde, sowie weiterer Einflüsse auf die Erdungsströme liegt diese Abweichung im erwarteten Bereich.

Trotz geringer nichtlinearer Einflüsse der Wirbelströme kann festgestellt werden, dass die Koppelimpedanzen nahezu proportional zur Frequenz ansteigen.

6 Schlussfolgerungen

Obgleich die Berechnung von Beeinflussungsspannungen mehrere Rechenschritte erfordert, sind verhältnismässig einfache Berechnungswerkzeuge verfügbar. Ein gewisses Problem stellen die Unsicherheiten in den Umgebungsbedingungen (Bodenleitfähigkeiten, benachbarte Leitungen etc.) dar. Da diese Parameter aber im Wesentlichen nur proportional zu ihrer Quadratwurzel in das Resultat eingehen, können die Berechnungen dennoch brauchbare Beeinflussungsdaten für die Praxis liefern.

Die verfügbaren Methoden sind besonders aussagekräftig und zuverlässig bei vergleichenden Berechnungen und bieten deshalb eine praktische Hilfe bei der Optimierung der Abhilfemassnahmen in Problemfällen.

Literaturstellen

- [1] FprEN 50443:2011; "Effects of electromagnetic interference on pipelines caused by high voltage a.c. electric traction systems and/or high voltage a.c. power supply systems"; deutscher Titel: "Auswirkungen elektromagnetischer Beeinflussungen von Hochspannungswechselstrombahnen und/oder Hochspannungsanlagen auf Rohrleitungen"
- [2] CES/TK Erdungen; "Erläuterungen für den Schwachstrom-Netzbau", Version: 1.0, Electrosuisse, Fehraltorf, Oktober 2011
- [3] SR 734.31, "Verordnung über elektrische Leitungen (Leitungsverordnung, LeV)" vom 30. März 1994 (Stand am 1. September 2009)
- [4] Cigré Working Group 36.02, "Guide on the Influence of High Voltage AC Power Systems on Metallic Pipelines", Cigré Document No 95, Paris 1995.
- [5] CCITT: "Calculating induced voltages and currents in practical cases", International Telecommunication Union, the International Telegraph and Telephone Consultative Committee ISBN 92-61-04031-4, Geneva 1989.
- [6] CEOCOR guide: "AC corrosion on cathodically protected pipelines, Guidelines for risk assessment and mitigation measures", Comité d'Etude de la Corrosion et de la Protection des Canalisations, Brussels 2000 (new revision in process)
- [7] PSEL-Bericht Nr. 195 "Wechselstromkorrosion an Pipelines, Beeinflussung durch elektrische Energieübertragungsleitungen", Schweizerische Gesellschaft für Korrosionsschutz, PSEL Projekt und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Hintere Bahnhofstrasse 10, Postfach, 5001 Aarau.
- [8] Oeding D., Oswald B.R. "Elektrische Kraftwerke und Netze", Springer, 2004, 6. Auflage





Anhang

Näherungen für die Berechnung der induzierten Spannungen auf einer Leitung parallel zu einer beeinflussenden Starkstromleitung

Bestimmung der induzierten Spannung gegen Erde pro Wegstrecke E

Die induzierte Spannung pro Weglänge E bei berechnet sich durch Multiplikation der Gegenimpedanz zwischen dem beeinflussten Leiter und dem beeinflussenden Leiter mit dessen Leiterstrom wie folgt:

$$E = Z' \cdot I_p$$
 Induzierte Spannung pro Weglänge: (1)

Je nach Art der beeinflussenden Leitung und je nach Betriebssituation werden folgende Kopplungsimpedanzen eingesetzt.

Kopplungsimpedanz zwischen zwei Leiterschleifen mit Rückleitung über den Erdboden (entspricht der induktiven Beeinflussung durch Erdschlüsse oder durch Erdrückströme von Bahnen ohne reduzierende Wirkung eines Erdseils)

Für diesen Fall ergibt sich folgende Näherungsbeziehung aus den ersten Reihengliedern der Lösungen von J.R. Carson bzw. F. Pollaczek (Literatur: siehe [5] und [8])

$$Z_{LP}'(Leiter)[\Omega/m] = \frac{\mu_0 \cdot \omega}{8} + j \cdot \omega \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{\delta_E}{d}$$
(2a)

Gegenimpedanz pro Längeneinheit zwischen dem Leiter (L) mit Erdrückleitung und einem beeinflussten Leiter (P) Näherung für kleine Abstände zwischen der beeinflussenden und der beeinflussten Leitung (siehe Definition von d)

Dabei gelten folgende Abkürzungen und Symbole:

$$\delta_E = \frac{1.8514}{\sqrt{\omega \cdot \mu_0 / \rho}}$$
 Erdstromtiefe

 $d \le 0.25 \delta_E$ Abstand des stromführenden Leiters zum beeinflussten Leiter (Begrenzung des Gültigkeitsbereichs)

$$\rho$$
 Spezifischer Erdbodenwiderstand

Permeabilität des Vakuums: $4\pi 10^{-7}$ Vs/Am

f, ω Frequenz, Kreisfrequenz.

 μ_0





Induktionsspannung erzeugt durch ein symmetrisches Dreiphasensystem ohne Erdrückleiter (Normalbetriebsfall)

Gegenimpedanz pro Längeneinheit zwischen einem Dreiphasensystem und der beeinflussten Leitung nach [4]

$$Z_{LP}'(3ph)[\Omega/m] = j \cdot \frac{\mu_0 \cdot \omega}{4\pi} \left\{ \ln \frac{d_{2P} \cdot d_{3P}}{d_{1P}^2} + j \cdot \sqrt{3} \cdot \ln \frac{d_{2P}}{d_{3P}} \right\}$$
(2b)

Dabei sind:

 d_{1P} , d_{2P} , d_{3P} die rechtwinklig zur Leitungsachse gemessenen Abstände der Phasenleiter (L1, L2, L3) bzw. der Phasenbündelschwerpunkte zur Achse der beeinflussten Leitung.

Bei mehr als einem Dreiphasensystem werden die komplexen induzierten Spannungen auf der beeinflussten Leitung addiert.

Induktionsspannung erzeugt durch ein symmetrisches Zweiphasensystem ohne Erdrückleiter (Bahnstromübertragungssystem, Normalbetriebsfall)

Gegenimpedanz pro Längeneinheit zwischen einem Zweiphasensystem und der beeinflussten Leitung nach [4]:

$$Z_{LP}'(2ph)[\Omega/m] = j \cdot \mu_0 \cdot \frac{\omega}{2\pi} \cdot \ln \frac{d_{2P}}{d_{1P}}$$
(2c)

Dabei sind:

 d_{1P}, d_{2P}

die rechtwinklig zur Leitungsachse gemessenen Abstände der Phasenleiter (L1, L2) zur Achse der beeinflussten Leitung.

Induzierte Spannung bei Vorhandensein eines Erdseils

Wird auf einer Freileitung ein Erdseil mitgeführt, oder wird ein Erdband parallel zur beeinflussten Leitung verlegt, so wird in diesem Erdleiter ein Strom induziert, der ein magnetisches Gegenfeld erzeugt und damit die Beeinflussungsspannung auf der beeinflussten Leitung reduziert (Abbildung 14). Bei der Berechnung dieser reduzierten Beeinflussungsspannung wird zunächst die Selbstimpedanz der zusätzlichen Erdschleife berechnet:







Abbildung 14 Induktion zwischen parallelen metallischen Leitern mit Schirmleiter

Selbstimpedanz (komplexe Selbstinduktivität) pro Längeneinheit der Schleife zwischen einem stromführenden Leiter und Erde (hier Schleife Erdseil-Erde). Der Abstand zum Erdboden wird hier gegenüber der Stromeindringtiefe im Erdboden vernachlässigt [8].

$$Z_{EE}'[\Omega/m] = R' + \frac{\omega \cdot \mu_0}{8} + j \cdot \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln\frac{\delta_E}{r} + \frac{1}{4}\right)$$
(3)

Dabei ist:

R'der ohmsche Widerstand des Erdseils pro Längeneinheitrder Radius des Erdseils.

Die induzierte Spannung pro Weglänge *E* reduziert sich aufgrund der Schirmwirkung des Erdseils. Die Beziehung (1) wird wie folgt modifiziert:

$$E = Z'_{LP} \cdot I_L \cdot \left(1 - \frac{Z'_{EL} \cdot Z'_{PE}}{Z'_{EE} \cdot Z'_{LP}}\right)$$
(1a)

Induzierte Spannung pro Weglänge bei Vorhandensein eines beidseitig geerdeten Leiters (z.B. Erdseil)

Dabei ist:

Z' _{EL}	die Gegenimpedanz zwischen den stromführenden Leitern (L)
Z'_{PE}	die Gegenimpedanz zwischen der beeinflussten Leitung (P) und
	dem Erdleiter (E) gemäss Beziehung (2a)
Z'_{LP}	die Gegenimpedanz zwischen den stromführenden Leitern (L)
	und der beeinflussten Leitung (P) gemäss Beziehung (2a,b oder
	C)
Z'_{EE}	die Selbstimpedanz des Erdleiters (EE) gemäss Beziehung (3).

Alle Impedanzen beziehen sich auf die Längeneinheit.

Der Klammerausdruck in der Beziehung (1a) wird als Reduktionsfaktor k_r des Erdseils für die induzierte Spannung auf der beeinflussten Leitung bezeichnet:





$$k_r = 1 - \frac{Z'_{EL} \cdot Z'_{PE}}{Z'_{EE} \cdot Z'_{LP}}$$
.

Für den normalen Betriebsfall muss nun diese Berechnung für alle stromführenden Leiter bzw. Übertragungssysteme, einer Freileitung oder einer Bahnleitung vorgenommen werden, wonach die Beiträge der erhaltenen Spannungen pro Weglänge als komplexe Zahl für alle Leiter bzw. Übertragungssysteme addiert werden. Schliesslich werden die berechneten Spannungen über den Wegstücke über die untersuchte Gesamtstrecke aufintegriert. Wie bereits erwähnt, berücksichtigt diese vereinfachte Berechnung keine Längsimpedanz der beeinflussten Leitung, keinen Ableitwiderstand und keine Kapazität der beeinflussten Leitung gegen Erde.



VS∃ ∧∃S

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen

Aeberhard	Martin	SBB	Zollikofen
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Ausborn	Andreas	Werke am Zürichsee AG	Küsnacht
Bacher	Rainer	Bacher Energie AG	Baden
Biland	Stefan	ABB Sécheron S.A.	Baden
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Bliggenstorfer	André	ABB Sécheron S.A.	Baden
Bösch	Michael	ABB Schweiz AG	Zürich
Boris	Néchul	Alstom Grid AG	Oberentfelden
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Braun	Dieter	ABB Schweiz AG	Zürich
Brügger	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Brunner	Meinrad	Axpo AG	Baden
Bryner	Jürg	ABB Schweiz AG	Zürich
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Buhr	André	Axpo AG - Netze	Baden
Busarello	Luigi	BCP Busarello+Cott+Partner AG	Erlenbach
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Cavelti	Giusep	WWZ Energie AG	Zug
Cerri	Claudio	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Chavaillaz	Jean-Marc	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Christen	Joseph	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Currit	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Dehne	Christian	ABB Schweiz AG	Zürich
Deli	Güner	Brugg Kabel AG	Brugg
Drüppel	Detlef	swissgrid ag	Frick
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Fehlmann	Pascal	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zurich
Florinett	Adrian	Axpo AG - Netze	Baden
Gautschi	David	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Georgy	Bernard	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Gerbex	Stephane	Alpiq Reseau SA Lausanne	Lausanne
Gobell	Iviario		Zurich Zellilefen
Golle	lligu Bonoto		Oborontfoldon
Giullei	Markus	ERM Notz AC	Münchonstoin
Gut	l lre	St Callisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St Callon
Haller	Mirko	$\Delta v_{n0} \Delta G_{-} Netze$	Baden
Hallor	Daniel	Fida Starkstrominsnektorat	Febraltorf
Haller	Matthias	swissarid an	Laufenburg
Hearn	David	Flektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Hediger	Robert	Nexans Suisse SA	Cortailod
Heiz	Roland	Sankt Galler Stadtwerke	St Gallen
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Hofstetter	Martin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Housseini	Reza		Rietheim
Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
•			

FKH

FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



Imhof Jauslin Jödicke Jolliet Joss Knab Koch Koch Koch Koch Koppl Kolp Kostovic Lisser Lowack Lüscher Luternauer	Felix Hanspeter Thomas Frédéric Stefan Hans-Josef Stephan Myriam Adrian Georg Andreas Jadran Matthias Henrik Robert Hansruedi	Kraftwerke Oberhasli AG EBM Netz AG Brugg Kabel AG BKW FMB Energie AG BUWAL Fachkommission für Hochspannungsfragen Eidg. Technische Hochschule Zürich Eidg. Technische Hochschule Zürich St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG Köppl Power Experts Elektrizitätswerke des Kantons Zürich ABB Schweiz AG Alpiq EnerTrans AG Arnold Engineering und Beratung ALSTOM Grid AG Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Innertkirchen Münchenstein Brugg Ostermundigen Bern Däniken Zürich Zürich St. Gallen Wettingen Dietikon Zürich Niedergösgen Opfikon Oberentfelden Zürich
Märki	Martin	IUB Ingenieur-Unternehmung AG	Bern
Malacrida Mangani Mathis	Luca Marco Peter	Azienda Elettrica Ticinese Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Kraftwerke Oberhasli AG	Bellinzona Zürich Innertkirchen
Maurer	Christoph	VSE	Aarau
Mauron	Fablen	SIL Brugg Kabal AC	Lausanne
Molo	Anureas	Eachkommission für Hochspannungefragen	Zürich
Metzger	Fridolin		Baden
Miesch	Markus	AL STOM Grid AG	Oherentfelden
Miletic	Dragan	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Mösch	Lukas	Axno AG - Netze	Baden
Morsch	Matthias	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Muminovic	Flida	ABB Schweiz AG	Zürich
Neuhold	Stephan	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Oberholzer	Patrick	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Ouvang	Yang	Alstom Grid AG	Oberentfelden
Randazzo	Christoph	Axpo AG	Baden
Rohleder	Ingo	swissgrid ag	Frick
Roth	Martin	Arnold AG Energie & Telecom	Ostermundigen
Salathé	Daniel	Doble Lemke AG	Rheinfelden
Scerpella	Fiorenzo	Azienda Elettrica Ticinese	Bellinzona
Schär	Marcel	Onyx Energie Mittelland AG	Langenthal
Schättin	Martin	Axpo AG - Netze	Baden
Schenk	Christoph	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Schluchter	Samuel	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Schulz	Ingo	Axpo AG	Baden
Sibler	Gregory	Elektrizitatswerke des Kantons Zurich	Dietikon
Stanella	rrancesco	ABB Secheron S.A.	Baden
Staldor	i vali Dolf		
Stauffiger	Thomas	Omicron electronics CmbH	
Statinger	Ifigeneia	Avno AG - Netze	Badon
Storf	Günther	Fachkommission für Hochsnannungsfragen	Zürich
Strebel	Benjamin	Axpo AG - Netze	Baden



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



Tschanz Martin IUB Ingenieur-Unternehmung AG Bern	
von Arx Markus Schweizerische Bundesbahnen Zolliko	ofen
Waldmeier Daniel Alpiq EnerTrans AG Niede	rgösgen
Walser Markus SN Energie AG St. Ga	llen
Walther Peter Energie Wasser Bern Bern	
Weber Hans-Jürg Eidg. Technische Hochschule Zürich Zürich	
Widmer Patrick St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG St. Ga	llen
Wildi Tobias Kraftwerke Oberhasli AG Innerti	kirchen
Willig Thomas Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG Dänike	en
Wüthrich Peter IUB Ingenieur-Unternehmung AG Bern	
Ziegler Michael Eidg. Starkstrominspektorat Fehral	ltorf
Zierhut Stefan AF-Consult Switzerland AG Bader	n
Zwahlen Urs Axpo AG - Netze Bader	I





Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen

Housseini	Reza		Rietheim
Bösch	Michael	ABB Schweiz AG	Zürich
Braun	Dieter	ABB Schweiz AG	Zürich
Bryner	Jürg	ABB Schweiz AG	Zürich
Dehne	Christian	ABB Schweiz AG	Zürich
Kostovic	Jadran	ABB Schweiz AG	Zürich
Muminovic	Elida	ABB Schweiz AG	Zürich
Biland	Stefan	ABB Sécheron S.A.	Baden
Bliggenstorfer	André	ABB Sécheron S.A.	Baden
Staffetta	Francesco	ABB Sécheron S.A.	Baden
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Zierhut	Stefan	AF-Consult Switzerland AG	Baden
Lisser	Matthias	Alpig EnerTrans AG	Niedergösgen
Waldmeier	Daniel	Alpig EnerTrans AG	Niedergösgen
Gerbex	Stéphane	Alpig Réseau SA Lausanne	Lausanne
Boris	Néchul	Alstom Grid AG	Oberentfelden
Christen	Joseph	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Gautschi	David	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Grütter	Renato	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Lüscher	Robert	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Miesch	Markus	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Ouvang	Yang	Alstom Grid AG	Oberentfelden
Schenk	Christoph	ALSTOM Grid AG	Oberentfelden
Roth	Martin	Arnold AG Energie & Telecom	Ostermundigen
Lowack	Henrik	Arnold Engineering und Beratung	Opfikon
Brunner	Meinrad	Axpo AG	Baden
Randazzo	Christoph	Axpo AG	Baden
Schulz	Ingo	Axpo AG	Baden
Buhr	André	Axpo AG - Netze	Baden
Florinett	Adrian	Axpo AG - Netze	Baden
Haller	Mirko	Axpo AG - Netze	Baden
Metzger	Fridolin	Axpo AG –Netze	Baden
Mösch	Lukas	Axpo AG - Netze	Baden
Schättin	Martin	Axpo AG - Netze	Baden
Stefanidou	Ifigeneia	Axpo AG - Netze	Baden
Strebel	Benjamin	Axpo AG - Netze	Baden
Zwahlen	Urs	Axpo AG - Netze	Baden
Malacrida	Luca	Azienda Elettrica Ticinese	Bellinzona
Scerpella	Fiorenzo	Azienda Elettrica Ticinese	Bellinzona
Bacher	Rainer	Bacher Energie AG	Baden
Busarello	Luigi	BCP Busarello+Cott+Partner AG	Erlenbach
Jolliet	Frédéric	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Morsch	Matthias	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Deli	Güner	Brugg Kabel AG	Brugg
Jödicke	Thomas	Brugg Kabel AG	Brugg
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Joss	Stefan	BUWAL	Bern
FKH

FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Salathé	Daniel	Doble Lemke AG	Rheinfelden
Gut	Markus	EBM Netz AG	Münchenstein
Jauslin	Hanspeter	EBM Netz AG	Münchenstein
Haller	Daniel	Eidg. Starkstrominspektorat	Fehraltorf
Ziealer	Michael	Eida. Starkstrominspektorat	Fehraltorf
Koch	Stephan	Eida. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Koch	Mvriam	Eida, Technische Hochschule Zürich	Zürich
Strobach	Michael	Fidg Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weber	Hans-Jüro	Fida Technische Hochschule Zürich	Zürich
Büchel	Beat	FKT AG	Arbon
Hearn	David	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Hofstetter	Martin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Mangani	Marco	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Corri	Claudio	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Koln	Andreas	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Aborbolzor	Datrick	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Siblor	Grogory	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Stagoll	Vyon	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Malthar	Dotor	Elektrizitalswerke des Karitoris Zurich	Dielikuli
Stoldor	Pelei Dolf	childe wasser Denn	Delli
Dräuplich	Ruii Dainhald	Eachkommission für Hechenennungefregen	Zürich
Diduillich	Thomas		Zürich
Diuggei	Drigitte		Zürich
Egger	Brigille		Zünich
Fenimann	Pascal	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Gobell	Mario	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zurich
Heizmann	Inomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Cnez-le-Bart
Knap	Hans-Joset	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Daniken
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zurich
Neunoid	Stephan	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Daniken
Storf	Gunther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zurich
Schwenk	Klaus	Haefely Test AG	Basel
Currit	Olivier	HYDRO-EXPLOITATION SA	Sion
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Marki	Martin	IUB Ingenieur-Unternehmung AG	Bern
Tschanz	Martin	IUB Ingenieur-Unternehmung AG	Bern
Wuthrich	Peter	IUB Ingenieur-Unternehmung AG	Bern
Willig	Thomas	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Däniken
Köppl	Georg	Köppl Power Experts	Wettingen
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Imhof	Felix	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Schluchter	Samuel	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Wildi	Tobias	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Hediger	Robert	Nexans Suisse SA	Cortaillod
Stauffiger	Thomas	Omicron electronics GmbH	Basel
Schär	Marcel	Onyx Energie Mittelland AG	Langenthal
Georgy	Bernard	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Heiz	Roland	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Chavaillaz	Jean-Marc	SBB	Zollikofen



FKH - / VSE - Fachtagung 2011 "Berechnungsmethoden für Auslegung, Betrieb und Sicherheit von elektrischen Energieversorgungssystemen"



von Arx	Markus	SBB	Zollikofen
Aeberhard	Martin	SBB	Zollikofen
Golle	Ingo	SBB	Zollikofen
Walser	Markus	SN Energie AG	St. Gallen
Gut	Urs	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Koch	Adrian	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Widmer	Patrick	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Mauron	Fabien	SIL	Lausanne
Miletic	Dragan	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Drüppel	Detlef	swissgrid ag	Frick
Haller	Matthias	swissgrid ag	Laufenburg
Rohleder	Ingo	swissgrid ag	Frick
Maurer	Christoph	VSE	Aarau
Ausborn	Andreas	Werke am Zürichsee AG	Küsnacht
Cavelti	Giusep	WWZ Energie AG	Zug



VS∃ ∧∃S



Aschwanden, Dr.	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG (KWO) Postfach 3862 Innertkirchen	ast@kwo.ch Tel.: +41 33 982 20 52 dir.: +41 33 982 20 82 Fax: +41 33 982 20 06
Bacher, Dr.	Rainer	Bacher Energie Rütistrasse 3a 5400 Baden	reiner.bacher@bacherenergie.ch Tel.: + 41 56 493 59 30 Fax.: +41 860 56 493 59 30
Bräunlich, Dr.	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen FKH Voltastrasse 9 8044 Zürich	braeunlich@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 44 253 62 63 Fax: +41 44 253 62 60
Busarello, Dr.	Luigi	Busarello, Cott & Partner AG Bahnhofstrasse 40 8703 Erlenbach	luigi.busarello@neplan.ch Tel.: +41 44 914 36 66 dir.: +41 44 914 36 69 Fax: +41 44 991 19 71
Grütter	Renato	ALSTOM Grid AG Carl-Sprecher-Strasse 3 5036 Oberentfelden	renato.gruetter@alstom.com Tel.: +41 62 737 33 33 Fax: +41 62 737 33 24
Hearn	David	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Tramstrasse 35 8050 Zürich	david.hearn@ewz.ch Tel.: +41 58 319 41 11 Fax: +41 58 319 41 84
Heizmann, Dr.	Thomas	rue du Littoral 58c 2025 Chez-le-Bart	heizmann@fkh.ch Tel.: +41 32 725 24 85 Fax: +41 32 835 11 30
Jolliet	Frédéric	BKW FMB Energie AG Bahnhofstrasse 20 3072 Ostermundigen	frederic.jolliet@bkw-fmb.ch Tel.: +41 31 330 57 84 Fax: +41 31 330 53 33
Koch	Stephan	Eidg. Technische Hochschule Zürich EEH Power Systems Laboratory Physikstrasse 3 8092 Zürich	koch@eeh.ee.ethz.ch Tel.: +41 44 632 27 77 dir.: +41 44 632 41 87 Fax: +41 44 632 12 52
Köppl	Georg	KOEPPL POWER EXPERTS Landstrasse 113 5430 Wettingen	gskoeppl@bluewin.ch Tel.: +41 56 430 25 65 Fax: +41 56 430 25 66
Luternauer	Hansruedi	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich Tramstrasse 35 8050 Zürich	hansruedi.luternauer@ewz.ch Tel.: +41 58 319 41 11 dir.: +41 58 319 43 41 Fax: +41 58 319 41 84





Internetseite für nachträgliche Informationen zur Fachtagung

Internetseite:

http://46.14.245.218

Benutzername:

ft2011

Passwort:

(wird anlässlich der Tagung angegeben)

Die Gross-/Kleinschreibung muss bei der Eingabe des Benutzernamens und des Passwortes berücksichtigt werden.

Bei der Benutzung des Microsoft Internet-Explorers Version 7.0 muss die Freigabe zum Download aus Web-Seiten vor dem Aufruf des FKH-Fileservers erfolgen, sonst tritt ein Fehler auf. Bei allen anderen Versionen und Browsern kann der Download auch bei Rückfrage des Browsers noch bestätigt werden.





Notizen



VS≡ ∧≡S



VS≡ ∧≡S



VS≡ ∧≡S