

Immissionskataster für niederfrequente Magnetfelder von Hochspannungsleitungen

–

Machbarkeits- und Pilotstudie

Bericht

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)

Bericht Nr. RP/2010/NIS-NF/159-5

Autor: Alfred Bürgi

Datum: 10.03.2011

Impressum

Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt BAFU), Abteilung Luftreinhaltung und NIS,
CH-3003 Bern
Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)

Auftragnehmer: ARIAS, Alfred Bürgi, umwelt.forschung.beratung, Langmauerweg 12,
3011 Bern

Autor: Alfred Bürgi

Begleitung BAFU: Dr. Stefan Joss

Hinweis: Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst.
Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	5
Zusammenfassung	5
Résumé.....	6
Riassunto.....	6
1 Einleitung.....	7
1.1 Ziel des Pilotprojekts.....	7
1.2 Magnetfelder.....	7
1.3 Grenzwerte für niederfrequente Magnetfelder.....	8
1.4 Netze der Stromversorgung.....	8
1.5 Akteure.....	9
1.6 Immissionen.....	9
2 Daten und Datenquellen.....	11
2.1 Leitungsdaten	11
2.2 Geodaten.....	12
2.2.1 Landeskarten.....	12
2.2.2 Amtliche Vermessung.....	16
2.3 Leitungsgeometrie, Mastbilder.....	18
2.3.1 Leiterdurchhang.....	19
2.4 Lastflüsse, Ströme.....	19
3 Zeitliche Mittelwerte.....	21
3.1 Zeitlicher Mittelwert der Immission.....	21
3.1.1 Mittelwertbildung für mehrere Leitungsstränge.....	21
3.1.2 Klassenbildung: k-Means-Clustering.....	24
3.2 Leiterdurchhang.....	25
3.2.1 Berechnung des Durchhangs.....	25
3.2.2 Seilzugkraft, mittlere Temperatur und Mittelzugspannung.....	27
4 Immissionsberechnungen.....	28
4.1 Berechnung von Magnetfeldern.....	28
4.2 Auflösung und Genauigkeit.....	28
4.2.1 Auflösung.....	29
4.2.2 Genauigkeit.....	29
Genauigkeit der horizontalen Koordinaten.....	30
Genauigkeit der vertikalen Koordinaten.....	30
Genauigkeit der Stromstärken.....	31
Geometriefaktoren.....	32
Beispiele.....	32
Korridorbreiten.....	33
4.2.3 Abweichungen von der idealen Symmetrie des Stromsystems.....	34
4.3 Datenspeicherung und Datenzugriff.....	35
4.4 Berechnungen für frühere Jahre.....	36
5 Vereinfachungen.....	37
5.1 Abstandsgesetz für ein- und zweisträngige Leitungen.....	37
5.2 Leitungskorridore.....	40
6 Modellierung für das Pilotprojekt.....	42
6.1 Leitungsdaten.....	42
6.1.1 Aufbereitung und Eingabe der Leitungsdaten.....	42
Mastschema.....	42
Phasenbelegung.....	43
Isolatorketten.....	44
Leiterdurchhang.....	46
6.2 Auswertung der Lastflüsse.....	47
6.2.1 k-Means Cluster für die Ströme.....	47
6.2.2 Anwendung der k-Means Cluster.....	49
6.2.3 Vergleich mit dem massgebenden Betriebszustand gemäss NISV.....	51

6.2.4 Optimierte und nicht-optimierte Phasenbelegung im realen Betrieb.....	53
6.2.5 Clustering bei Verzweigungen und Kreuzungen.....	55
6.3 Berechnungen für Modellgebiete.....	55
6.3.1 Einfluss der Modellparameter.....	55
6.4 Aufwand der Modellierung.....	59
7 Resultate.....	61
7.1 Feldstärkekarten.....	61
7.2 Schlussfolgerungen.....	68
Anhang A Rechnen in komplexen Vektorräumen.....	70
Anhang A.1 Komplexe Zahlen.....	70
Anhang A.2 Komplexe Vektoren.....	70
Anhang B Berechnung von Magnetfeldern.....	72
Anhang B.1 Magnetfeld von Leiterstücken.....	72
Anhang B.2 Näherung für gerade Leiterstücke.....	74
Anhang B.3 Näherung der Seilkurve mit linearen Leitersegmenten.....	75
Anhang B.4 Näherung für durchhängende Leiterstücke.....	75
Anhang B.5 Magnetfeld eines einzelnen Leiters.....	77
Anhang B.6 Feld eines unendlich langen, geraden Leiters.....	78
Anhang B.7 Koordinatentransformationen.....	79
Anhang C k-Means Clustering in Zahlen.....	81
Verdankungen.....	82
Literatur.....	82

Exposure map for low-frequency magnetic fields from high-voltage power lines – Feasibility and pilot study

Abstract

Prolonged exposure to low-intensity, low-frequency magnetic fields, such as those generated by high-voltage power lines, may have adverse effects on human health. More detailed studies of the question require a monitoring scheme which provides reliable location-specific information on the effective extent of the exposure and allows conclusions to be drawn as to long-term trends.

The first, conceptual, part of the present study determined which technical and operational data about high-voltage power lines was required in order to establish their magnetic fields, where and in what form these data were available, and the effort required to obtain them. It further examined how to calculate long-term averages and showed that the k-means clustering algorithm delivered reliable annual mean magnetic flux densities from the operational data, available as hourly or quarter-hourly averages.

The second part of the report describes the application of the concept to a 31-km long section of an overhead extra-high-voltage power line with two circuits. The results consist of an exposure map for the annual average magnetic flux density at 1 m above ground. A horizontal resolution of 5 m was used.

This study uses a concrete example to show that it is possible to compile an exposure map of the long-term mean low-frequency magnetic field produced by high-voltage power lines, and describes the best methods to do so. It also shows that considerable effort is required to collect the geometric data of the power lines.

Immissionskataster für niederfrequente Magnetfelder von Hochspannungsleitungen – Machbarkeits- und Pilotstudie

Zusammenfassung

Schwache niederfrequente Magnetfelder, wie sie u.a. von Hochspannungsleitungen erzeugt werden, haben möglicherweise bei lang andauernder Einwirkung negative gesundheitliche Auswirkungen. Für vertiefte Untersuchungen dieser Frage ist ein verlässliches Monitoring nötig, welches ortsbezogene Informationen über das Ausmass der tatsächlichen Immissionen liefert und im Laufe der Zeit auch Aussagen über längerfristige Trends.

Im ersten, konzeptionellen Teil der vorliegenden Studie wurde untersucht, welche technischen und betrieblichen Daten einer Hochspannungsleitung für die Ermittlung der Magnetfelder benötigt werden, wo und in welcher Form diese Daten vorhanden sind und mit welchem Aufwand sie beschafft werden können. Weiter wurde untersucht, wie Langzeitmittelwerte bestimmt werden können, und es wurde gezeigt, dass mit der mathematischen Methode des k-Means-Clusterings der Jahresmittelwert der magnetischen Flussdichte zuverlässig aus den als Stunden- oder Viertelstundenmittelwerte vorliegenden Betriebsdaten berechnet werden kann.

Im zweiten Teil wurde das Konzept auf ein 31 km langes Teilstück einer Höchstspannungsfreileitung mit zwei Stromkreisen angewendet. Als Ergebnis liegt erstmals ein Immissionskataster für das Jahresmittel der magnetischen Flussdichte in 1 m Höhe über dem Erdboden vor. Für die horizontale Auflösung wurde eine Maschenweite von 5 m gewählt.

Die Studie zeigt an einem konkreten Beispiel, dass ein Immissionskataster für den Langzeitmittelwert des niederfrequenten Magnetfeldes von Hochspannungsleitungen erstellt werden kann, und welche Methoden dazu vorteilhaft sind. Sie zeigt zudem, dass für die Erfassung der geometrischen Leitungsdaten ein erheblicher Aufwand nötig ist.

Cadastre des immissions pour les champs magnétiques basse fréquence produits par des lignes à haute tension – étude de faisabilité et étude pilote

Résumé

Les champs magnétiques basse fréquence, notamment ceux produits par des lignes à haute tension, ont peut-être un effet négatif sur la santé en cas d'exposition prolongée. Des investigations plus approfondies sur ce sujet nécessitent un monitoring fiable qui fournira des informations par site sur l'ampleur des immissions existantes et qui permettra aussi, avec le temps, de déduire les tendances à long terme dans ce domaine.

La première partie (conceptuelle) de cette étude examine les données techniques et d'exploitation qui sont nécessaires pour déterminer les champs magnétiques des lignes à haute tension. Elle indique aussi où ces données se trouvent et sous quelle forme et comment les acquérir. L'étude a par ailleurs porté sur les modes de calcul des moyennes à long terme, qui démontrent que la méthode mathématique du K-means clustering permet de calculer avec fiabilité la moyenne annuelle de la densité de flux magnétique à partir des données d'exploitation disponibles sous forme de moyenne par heure ou par quart d'heure.

La deuxième partie de l'étude est une application du concept sur un segment de ligne aérienne à très haute tension de 31 km de long avec deux circuits. Il en a résulté un premier cadastre des immissions pour la moyenne annuelle de la densité de flux magnétique à un mètre au-dessus du sol. La résolution horizontale s'appuie sur un maillage de cinq mètres.

A l'aide d'un exemple concret, l'étude illustre qu'un cadastre des immissions peut être établi pour indiquer la moyenne à long terme des champs magnétiques basse fréquence produits par des lignes à haute tension et étudie les méthodes les plus appropriées pour ce faire. Elle montre enfin que la saisie des données géométriques relatives aux lignes représente un travail considérable.

Catasto delle immissioni per campi magnetici a bassa frequenza delle linee ad alta tensione – Studio di fattibilità e studio pilota

Riassunto

È possibile che l'esposizione prolungata a deboli campi magnetici a bassa frequenza, come quelli generati ad esempio dalle linee ad alta tensione, produca effetti negativi per la salute. Al fine di svolgere indagini approfondite su detta questione, è necessario un monitoraggio attendibile che fornisca informazioni a livello locale riguardo all'effettiva entità delle immissioni e che consenta, con il passare del tempo, di ricavare anche indicazioni in merito alle tendenze di lungo periodo.

La prima parte (concettuale) del presente studio ha analizzato quali dati tecnici e di esercizio di una linea ad alta tensione sono necessari per rilevare i campi magnetici, dove e in che forma tali dati sono disponibili e con quanta difficoltà è possibile acquisirli. Successivamente, l'analisi si è concentrata sul modo in cui possono essere determinati i valori medi a lungo termine, giungendo alla conclusione che il valore medio annuo della densità del flusso magnetico può essere calcolato in modo attendibile dai dati di esercizio disponibili come valori medi riferiti a un'ora o a un quarto d'ora, mediante il metodo matematico del k-means clustering.

Nella seconda parte, le suddette basi teoriche sono state applicate a una sezione della lunghezza di 31 km di una linea aerea ad altissima tensione con due circuiti elettrici e hanno consentito di allestire per la prima volta un catasto delle immissioni per la media annua della densità del flusso magnetico a un metro di altezza dal suolo. Per la risoluzione orizzontale è stata scelta una larghezza della maglia di 5 m.

Lo studio mostra con un esempio concreto che è possibile allestire un catasto delle immissioni per il valore medio a lungo termine del campo magnetico a bassa frequenza delle linee ad alta tensione, indicando al contempo i metodi più efficaci a tale scopo. Inoltre, dallo studio si evince che la rilevazione dei dati geometrici delle linee risulta molto complessa.

1 Einleitung

1.1 Ziel des Pilotprojekts

Das Thema dieses Berichts sind die Immissionen von niederfrequenten Magnetfeldern. Starke magnetische Felder können im menschlichen Körper Ströme induzieren, und bei sehr hohen Feldstärken können diese zu Fehlfunktionen von Muskel- und Nervenzellen führen. Diese akuten Wirkungen von starken Feldern sind wissenschaftlich gut erforscht und unbestritten, sie bilden die Grundlage der schweizerischen und internationalen Immissionsgrenzwerte bezüglich solcher Felder. Die Einhaltung der Immissionsgrenzwerte bietet Gewähr, dass solche akute Auswirkungen im Alltag nicht auftreten können.

Im Gegensatz dazu gibt es aber nur wenig klare und unbestrittene Aussagen über mögliche Gesundheitsfolgen einer lang andauernden Exposition mit schwachen Magnetfeldern unterhalb der geltenden Immissionsgrenzwerte. Es ist unklar, inwiefern und unter welchen Umständen diese schwachen Felder eine Gesundheitsgefährdung darstellen könnten. Epidemiologische Studien haben gezeigt, dass niederfrequente Magnetfelder von mehr als $0.4 \mu\text{T}$ möglicherweise zu einem erhöhten Risiko für Leukämie bei Kindern führen, und die Internationale Agentur für Krebsforschung (IARC) der WHO hat niederfrequente Magnetfelder deshalb als „*möglicherweise für den Menschen Krebs erregend*“ eingestuft.

In der Studie von Huss et al. 2008 wurde ein Zusammenhang zwischen Alzheimer-Erkrankungen und dem Abstand der Wohnung der erkrankten Person von Höchstspannungsleitungen festgestellt. Eine Hypothese ist, dass das von den Leitungen erzeugte Magnetfeld für diesen Zusammenhang ursächlich verantwortlich sein könnte. Um dieser Hypothese weiter nachzugehen, ist die Kenntnis der magnetischen Flussdichte am Aufenthaltsort der Patienten Voraussetzung. Eine solche Expositionsabschätzung fehlt derzeit.

Im Sinne einer Machbarkeitsstudie soll deshalb in der vorliegenden Arbeit abgeklärt werden, welche technischen und betrieblichen Parameter der Leitungen für eine Abschätzung der im Langzeitmittel tatsächlich vorhandenen magnetischen Flussdichte notwendig sind, und wo und mit welchem Aufwand diese Daten beschafft werden können. Die Machbarkeit der Datenbeschaffung und Expositionsabschätzung soll exemplarisch anhand eines ausgewählten Teilstücks einer Leitung geprüft werden. Dieses ausgewählte Teilstück ist ein Abschnitt der 220 kV-Leitung Mühleberg-Bickigen der BKW. Ziel der Expositionsrechnung ist dabei die Bestimmung der im Langzeitmittel tatsächlich vorhandenen Immissionen von niederfrequenten Magnetfeldern. Die Ergebnisse sollen auch als Grundlage für das sich derzeit beim BAFU in Vorbereitung befindende NIS-Monitoring dienen.

Die Modellierung von elektromagnetischen Feldern erfordert einen relativ hohen mathematischen Aufwand, beispielsweise verwendet man sinnvollerweise komplexe Zahlen zur Beschreibung von Dreiphasen-Stromsystemen. Diese Arbeit enthält deshalb eine grosse Anzahl mathematischer Formeln und mehrere Anhänge mit mathematischen Herleitungen. Diese Formeln sind aber nicht Selbstzweck, sondern sie sollen das verwendete Rechenmodell erklären, dokumentieren und verifizierbar machen.

1.2 Magnetfelder

Magnetfelder entstehen durch bewegte Ladungen. Überall, wo elektrischer Strom fliesst, entsteht deshalb auch ein Magnetfeld. Mathematisch-physikalisch lässt sich ein Magnetfeld, darstellen durch ein Vektorpotenzial \vec{A} , die magnetische Flussdichte \vec{B} ist dann

$$\vec{B} = \nabla \times \vec{A} . \quad (1)$$

(„B ist die Rotation von A“, vgl. Anhang B). Das Vektorpotenzial in einem Punkt P_1 lässt sich berechnen aus einem Integral

$$\vec{A}(P_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int \frac{\vec{j}(P_2)}{r_{12}} dV_2 \quad (2)$$

$\vec{j}(P_2)$ ist die Stromdichte in einem Punkt P_2 , r_{12} der Abstand zwischen den Punkten P_1 und P_2 , $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{Vs/(Am)}$ die magnetische Feldkonstante, integriert wird über den ganzen Raum (Feynman, Leighton, Sands, 1964). Die Gleichung (2) gilt für statische und niederfrequente Felder. Rotation und Integration sind lineare Operatoren, und aus den beiden Gleichungen lässt sich eine einfache Beziehung herauslesen: Das Vektorpotenzial und damit auch \vec{B} sind proportional zum erzeugenden Strom und indirekt proportional zum Abstand vom Ort, wo ein Strom fliesst.

Mit den Gleichungen (1) und (2) lässt sich die magnetische Flussdichte in jedem Punkt berechnen, wenn die Ströme bekannt sind. Neben der magnetischen Flussdichte (auch: magnetische Induktion) verwendet man ebenfalls die magnetische Feldstärke \vec{H} :

$$\vec{B} = \mu \vec{H} \quad (3)$$

Die Einheit von \vec{B} ist Tesla (T, $1 \text{ T} = 1 \text{Vs/m}^2$), die Einheit von \vec{H} ist das Ampere/Meter (A/m). In Luft ist $\mu = \mu_0$.

1.3 Grenzwerte für niederfrequente Magnetfelder

Die Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung [NISV] legt Immissionsgrenzwerte zum Schutz vor schädlichen oder lästigen Auswirkungen von NIS fest. Die Immissionsgrenzwerte sind abhängig von der Frequenz. Für die beiden wichtigsten Frequenzen im Stromnetz sind dies

100 μT bei $f = 50 \text{ Hz}$	(öffentliches Stromnetz)
300 μT bei $f = 16.7 \text{ Hz}$	(Bahnstromnetz)

für den Effektivwert der magnetischen Flussdichte.

Diese Grenzwerte müssen überall eingehalten werden, wo Menschen sich aufhalten können. Zusätzlich muss an Orten mit empfindlicher Nutzung, d.h. da, wo sich Personen regelmässig während längerer Zeit aufhalten, der Anlagegrenzwert eingehalten sein¹. Dieser bezieht sich auf den massgebenden Betriebszustand einer Anlage und beträgt 1 μT für den Effektivwert der magnetischen Flussdichte von Feldern von Freileitungen und Kabelleitungen der Stromversorgung und der Bahnen (sofern mit Wechselstrom betrieben).

1.4 Netze der Stromversorgung

Die Netze der Stromversorgung gliedern sich in verschiedene Spannungsebenen

- Das Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV). Dies ist das überregionale Übertragungsnetz. Länge ca. 7'000 km.
- Das Hochspannungsnetz (50 kV – 150 kV). Länge ca. 7'500 km.
- Das Mittelspannungsnetz (1 kV – 30 kV). Länge ca. 70'000 km
- Das Niederspannungsnetz (220 V bzw. 380 V). Länge ca. 140'000 km.

Die Längen (in Strangkilometern) sind zitiert nach Zenhäusern et al. 2006, für die Netze in der Schweiz.

¹ Dies gilt für Leitungen, die nach dem 1.2.2000 bewilligt wurden, ältere Leitungen, bei denen Überschreitungen des Anlagegrenzwerts auftreten, müssen bezüglich Phasenbelegung optimiert werden, soweit dies technisch und betrieblich möglich ist [NISV]

Daneben gibt es auch noch das Übertragungsnetz der Eisenbahnen mit einer Länge von ca. 2300 km. Seine Spannung ist mit 132 kV niedriger als im 50 Hz-Höchstspannungsnetz. Das Stromnetz der Bahnen wird mit 16.7 Hz betrieben. Es ist punktuell über Frequenzumformer mit dem öffentlichen 50 Hz Stromnetz gekoppelt.

Im folgenden beschränken wir uns in dieser Arbeit auf das 50 Hz Höchstspannungsnetz.

1.5 Akteure

Das Höchstspannungs-Übertragungsnetz in der Schweiz wird von der Netzgesellschaft Swissgrid betrieben. Swissgrid ist eine Aktiengesellschaft im Besitz der Überlandwerke. Die Überlandwerke sind die Eigentümer der 220/380 kV Höchstspannungsnetze, es sind dies die Gesellschaften:

- Axpo AG (ehemals NOK, Nordostschweizerische Kraftwerke AG) [24 %]
- EGL, Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg [12 %]
- CKW, Centralschweizerische Kraftwerke [5 %]
- Alpiq AG (ehemals ATEL, Aare-Tessin AG für Elektrizität) [19 %]
- Alpiq Suisse AG (ehemals EOS, Energie Ouest Suisse) [14 %]
- ewz, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich [13 %]
- BKW, Bernische Kraftwerke AG [11 %]
- RE, Rätia Energie [2 %]

(in eckigen Klammern die Beteiligungen an Swissgrid, Quelle: www.swissgrid.ch). Daneben gibt es noch weitere Höchstspannungsleitungen, die Kraftwerke mit dem Übertragungsnetz verbinden und im Besitz der betreffenden Kraftwerke sind (14 Gesellschaften). Von den Gesellschaften in der oben stehenden Liste sind Axpo/NOK, EGL und CKW in der Axpo Holding AG, Alpiq und Alpiq Suisse in der Alpiq Holding AG zusammengeschlossen.

Bis Anfang 2013 soll das Übertragungsnetz gemäss dem Stromversorgungsgesetz vollständig in den Besitz von Swissgrid übergehen. Per Ende 2009 sind die Übertragungsleitungen aber weiterhin im Besitz der Überlandwerke, sie werden von Swissgrid betrieben, aber für die „Hardware“ der Leitungen sind weiterhin die Überlandwerke zuständig und bei diesen befindet sich auch die Information über diese Hardware.

Wenn auch noch Spannungsebenen unterhalb von 220 kV betrachtet werden, so kommen weitere Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und ebenfalls die SBB als Betreiberin des Übertragungsnetzes der Eisenbahn als Akteure dazu.

Das Eidgenössische Starkstrominspektorat ESTI ist die Aufsichts- und Kontrollbehörde für elektrische Anlagen (sofern diese nicht dem Bundesamt für Verkehr unterstehen). Viele Unterlagen zu Hochspannungsleitungen sind deshalb auch beim ESTI verfügbar.

1.6 Immissionen

Der Vollzug der NISV für Hochspannungsleitungen [BAFU 2007] läuft weitgehend im Rahmen der Bewilligungsverfahren für neue und geänderte Leitungen ab. Im Rahmen des Vollzugs muss gewährleistet sein, dass die Immissions- und Anlagegrenzwerte im massgebenden Betriebszustand nicht überschritten werden, der massgebende Betriebszustand ist in Anhang 1 NISV definiert. Bezüglich der Einhaltung der Anlagegrenzwerte für niederfrequente Magnetfelder von elektrischen Leitungen ist der massgebende Betriebszustand einer Anlage der gleichzeitige Betrieb aller Leitungsstränge, wobei jeder Leitungsstrang mit seinem thermischen Grenzstrom bei 40°C¹ und der am häufigsten vorkommenden Lastflussrichtung betrieben wird.

1 oder einem anderen, in einer Plangenehmigungsverfügung festgelegten Wert für den maximalen Strom, falls ein solcher festgelegt ist

Der massgebende Betriebszustand ist ein durch möglichst wenige Parameter definierter Referenzzustand. In der Regel¹ ist der Wert der magnetischen Flussdichte im massgebenden Betriebszustand höher als im Langzeitmittel. Fragt man hingegen nach der tatsächlichen Exposition der Bevölkerung im Alltag, so ist nicht der Wert der Immission in diesem Referenzzustand, der nur sehr selten oder vielleicht überhaupt nie auftritt, relevant, sondern eher der Wert für den häufigsten Fall oder der Mittelwert der Immissionen.

Für den Immissionskataster suchen wir deshalb nach den Bedingungen, die dem Langzeitmittelwert der Immissionen entsprechen. Wir tun dies im Rahmen dieses Pilotprojekts für eine einzelne Leitung des Höchstspannungsnetzes.

¹ allerdings nicht unbedingt in jedem Fall: siehe dazu BAFU 2007, p. 17.

2 Daten und Datenquellen

Um die Magnetfelder einer Leitung zu modellieren, benötigt man Angaben darüber, wo sich die Leiter befinden und welche Ströme darin fließen [Gleichungen (1) - (2)]. Für die Berechnung der mittleren Immissionen benötigt man dafür geeignete zeitliche Mittelwerte. Diese Daten können grob wie folgt unterschieden werden:

1. Leitungsdaten: Anfangs- und Endpunkt der Leitung, Anzahl der Leitungsstränge, Spannungsebenen, Art der Systeme (z.B. 50 Hz Dreiphasenstrom, 16.7 Hz Zweiphasen-Bahnstrom), Angaben zu den Leiterseilen (Material, Querschnitt, Angaben zu Bündelleitern).
2. Geodaten: Wo verläuft die Leitung im Gelände, wo befinden sich die Masten (Koordinaten x,y,z)?
3. Leitungsgeometrie: Wie sehen die Masten aus (Mastbilder): (x,z)-Koordinaten für die Aufhängung der Leiter an den Masten, Phasenbelegung der Leiter, wie gross ist der Durchhang der Leiter zwischen den Masten?
4. Lastflussdaten: Welches sind die Ströme auf den einzelnen Leitern (nach Betrag und Phase)?

Mögliche Datenquellen sind primär die Leitungsbetreiber, zum Teil bzw. ab 2013 Swissgrid, ausserdem für gewisse Daten das ESTI, und für Geodaten Swisstopo bzw. die Amtliche Vermessung.

Beim ESTI sind die gesamten Baupläne aller Höchstspannungsleitungen archiviert, allerdings nicht in elektronischer Form, sondern als meist grossformatige Pläne auf Papier. Diese Pläne enthalten unter anderem Situationspläne (meist im Massstab 1:500 oder 1:1000), das Leitungsprofil im Gelände (vertikal) und Mastbilder. Vom ESTI verfügbar ist auch eine Liste aller Hochspannungsleitungen mit Angabe der Spannungsebenen und der Daten der Inbetriebnahme, sowie auch eine Liste der inaktiven Leitungen mit dem Datum der Ausserbetriebsetzung. Die Liste der aktiven Leitungen des ESTI umfasst 55 Freileitungen (bzw. Leitungsabschnitte) der Spannungsebene 380 kV und 73 Leitungen der Ebene 220 kV (nur Freileitungen sind hier gezählt, die Liste enthält auch noch Kabel- und gemischte Leitungen).

2.1 Leitungsdaten

Als Quelle für die Leitungsdaten kommen eigentlich nur die Leitungsbetreiber in Frage, die Liste des ESTI sagt einem im Wesentlichen, welche Gesellschaften dies sind.

Die benötigten Daten sind:

- Anfangs- und Endpunkt der Leitung,
- Anzahl der Leitungsstränge,

Für jeden Leitungsstrang:

- Spannungsebene
- Art des Systems (z.B. 50 Hz Dreiphasenstrom, 16.7 Hz Zweiphasen-Bahnstrom)
- Angaben zu den Leiterseilen (Material, Querschnitt, Angaben zu Bündelleitern) für Durchhangsberechnungen und thermische Betrachtungen (Grenzstrom).
- Mittelzugspannung für die Bestimmung des Leiterdurchhangs.
- Gibt es starre Phasenverschiebungen zwischen den Systemen (durch phasendrehende Transformatoren)? Wie gross sind sie?

Weitere Leitungsdaten sind separat unter „Lastflüsse“ aufgeführt.

2.2 Geodaten

Um die Immissionen einer Leitung modellieren zu können, muss man deren Verlauf im Gelände kennen, d.h., die Position der Masten als (x,y,z)-Koordinaten und den Verlauf der Leitungsschneise als Linie zwischen den Masten. Diese Daten sind an verschiedenen Stellen und in verschiedener Form vorhanden.

Das ESTI verfügt über die Pläne aller Leitungen in Papierform. Am ESTI sind also alle Geodaten zu allen Leitungen vorhanden, allerdings in einem schwer zugänglichen Format. Zum einen sind die Daten nicht digital vorhanden, sondern müssen aus grossformatigen Plänen herausgelesen werden, und zum andern sind die Koordinaten in den Plänen zwar grafisch dargestellt, aber numerische Werte können nicht direkt daraus gelesen werden, sondern nur durch eine zusätzliche Digitalisierung.

Dieselben Pläne sind natürlich ebenfalls bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorhanden, zum Teil in elektronischer Form in einem Leitungs-Informationssystem (LIS), zum Teil möglicherweise noch auf Papier. Im günstigsten Fall sind die Leitungsdaten alle in einem LIS digital abgespeichert und werden vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.

2.2.1 Landeskarten

Die Hochspannungsleitungen sind in den Landeskarten 1:25'000 und 1:50'000 eingetragen, welche als Pixelkarten PK25 und PK50 elektronisch verfügbar sind. Darin sind sowohl der Verlauf der Leitungsschneise als Linie und die Position der Masten als Punkte eingezeichnet. Diese Daten sind auch als Vektordaten verfügbar, in der Ebene „Einzelobjekte“ des Datensatzes Vector25. Die Lagegenauigkeit in Vector25 beträgt gemäss Angaben von Swisstopo 3 – 8 m.



Abbildung 1: Hochspannungsleitungen im Datensatz Vector25.
Vector25 und Hintergrundkarte © Bundesamt für Landestopografie.

Die Hochspannungsleitungen in PK25 und Vector25 sind nicht nach Netzebenen geordnet. Sie sind auch nicht vollständig; ob eine Leitung enthalten ist, richtet sich nicht nach ihrer Be-

deutung für das Hochspannungsnetz, sondern nach ihrer Sichtbarkeit im Gelände. Der Datensatz ist wahrscheinlich für die Freileitungen des schweizerischen Höchstspannungsnetzes ziemlich vollständig, wie ein Vergleich mit der Karte des Übertragungsnetzes in Abbildung 2 zeigt, er enthält aber auch Leitungen von niedrigeren Spannungsebenen (z.B. 132 kV) und Leitungen im angrenzenden Ausland.

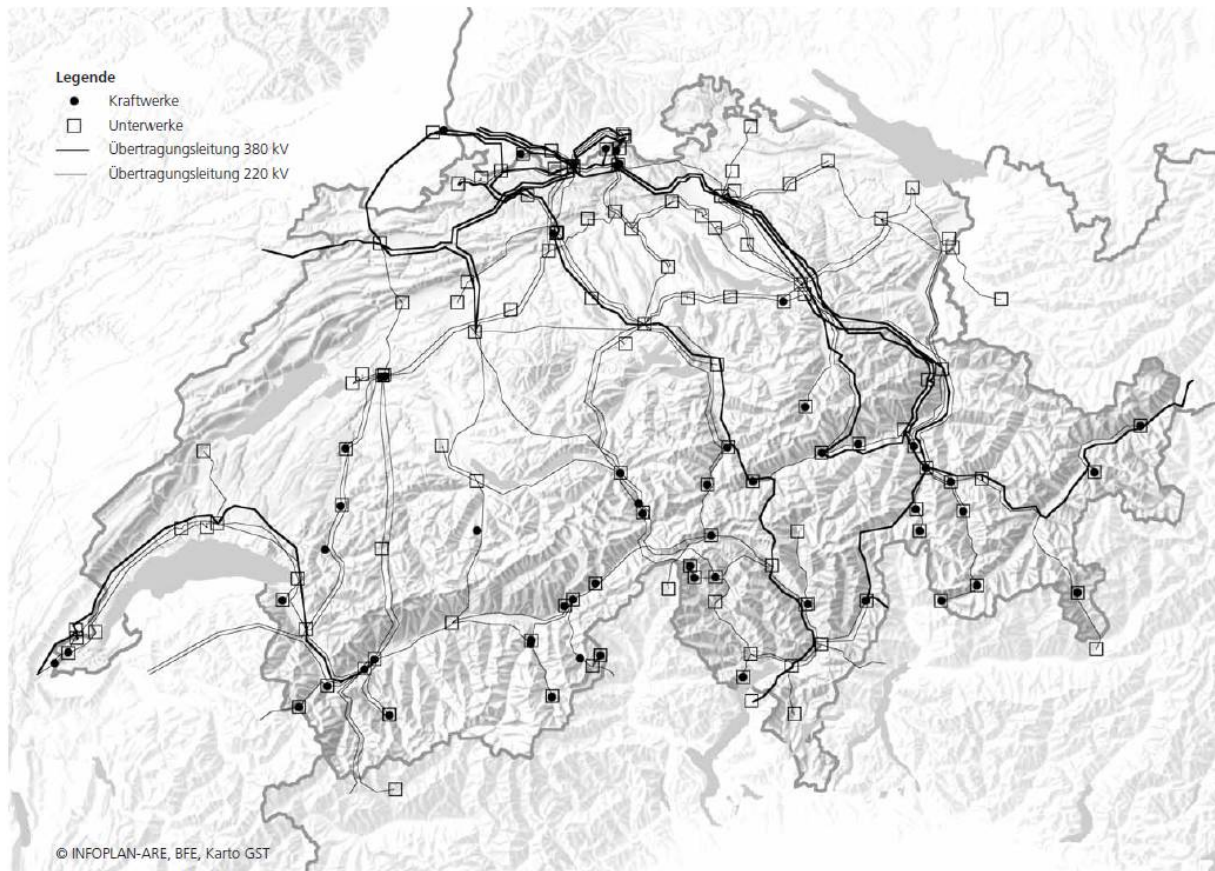


Abbildung 2: Übertragungsleitungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (220 kV und 380 kV), Stand Ende 2000 (Quelle: Sachplan Übertragungsleitungen, 2001).

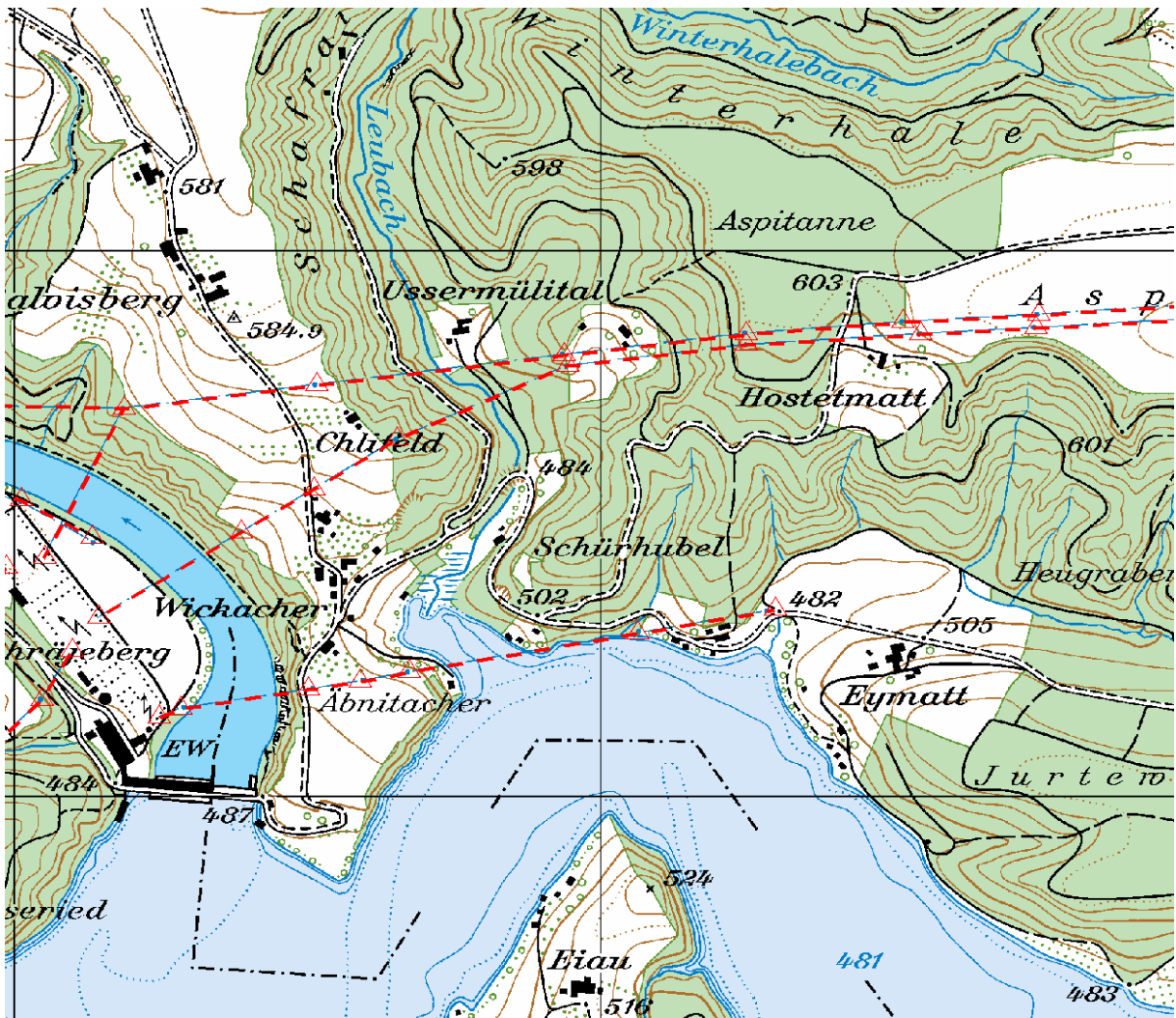


Abbildung 3: Vergleich Hochspannungsmasten in PK25 und Vector25: In rot: Hochspannungsleitungen in Vector25, rote Dreiecke: Vertices in Vector25. Auf der PK25 sind die Masten als blaue Punkte dargestellt, die Leitungsachsen als blau gestrichelte Linien. Kartengrundlagen © Bundesamt für Landestopografie.

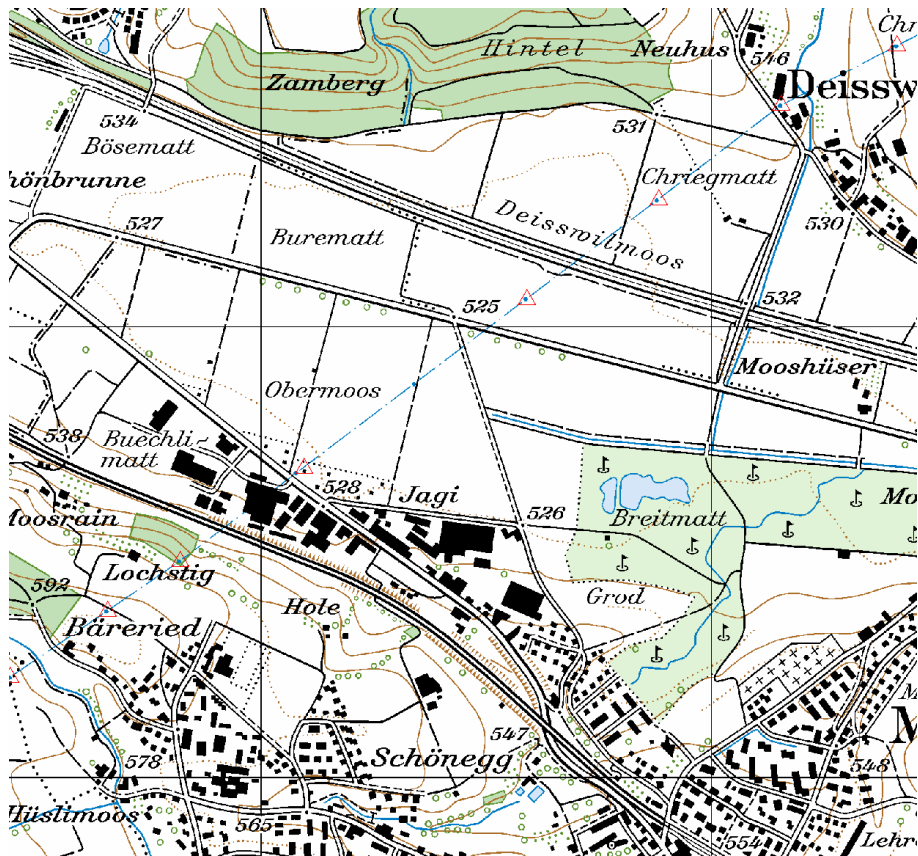


Abbildung 4: Mast auf der PK25 (blauer Punkt, westlich vom Zentrum des Ausschnitts, bei der Kreuzung der Leitung mit einem Feldweg) ohne Vertex in Vector25 (rote Dreiecke). (Kartengrundlage PK25 und Vector25 © Bundesamt für Landestopografie.)

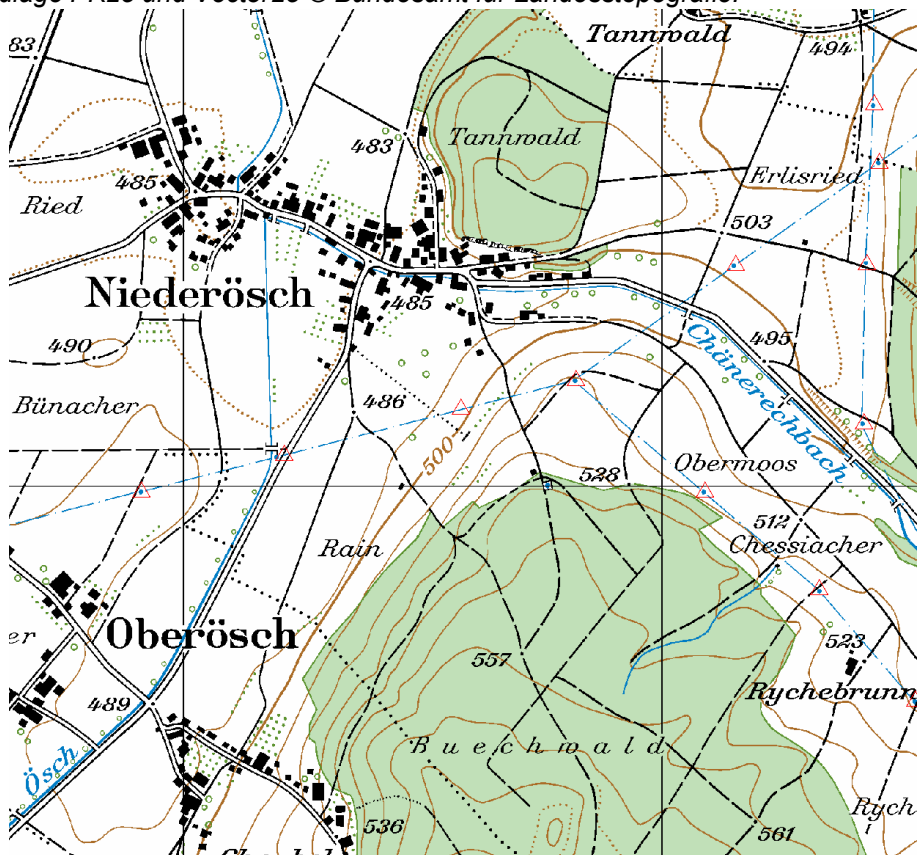


Abbildung 5: Vertex in Vector25 (rote Dreiecke) ohne Mast (blaue Punkte) auf der PK25 (im Zentrum des Ausschnitts). Kartengrundlage PK25 und Vector25 © Bundesamt für Landestopografie.

Die gesamte Länge aller Leitungen in Vector25 beträgt 6728 km (Trasse-, nicht Strangkilometer, inkl. niedrigere Spannungsebenen und angrenzendes Ausland).

Die Vertices der Polylinien in Vector25 entsprechen im Grossen und Ganzen den Leitungsmasten (Abbildung 3), allerdings findet man einzelne Masten auf der PK25 ohne entsprechenden Vertex in Vector25 (Abbildung 4) und umgekehrt (Abbildung 5). Diese Abbildungen zeigen jeweils Abschnitte der 220 kV Leitung Mühleberg-Bickigen der BKW. Insgesamt enthält Vector25 19'901 Vertices/Hochspannungsmasten, davon gehören grob geschätzt etwa die Hälfte zum Höchstspannungsnetz.

Vector25 scheint also geeignet, um die Koordinaten der Masten in ein Immissionsmodell einzulesen, jedenfalls da, wo nicht genauere digitale Daten von den Leitungsbetreibern zur Verfügung stehen.

Die Daten von Vector25 werden in Zukunft abgelöst werden durch Daten des „Landschaftsmodells Schweiz“ von Swisstopo. Im Unterschied zu Vector25 werden diese von Anfang an digital erfasst, und die Genauigkeit sollte im Bereich von einem Meter liegen. Ab Mitte 2010 sollten die ersten solchen Daten verfügbar sein, und bis etwa fünf Jahre später flächendeckend für die Schweiz.

2.2.2 Amtliche Vermessung

Die amtliche Vermessung (AV) kennt ebenfalls eine Ebene „Einzelobjekte“, die Hochspannungsleitungen und -masten enthält. Die Richtlinien über den Detaillierungsgrad der Amtlichen Vermessung [KKVA 2006] definieren dazu unter dem Punkt „Hochspannungsfreileitung“:

- *Die Leitungsachsen der Hoch- und Höchstspannung sind zu erheben. Als Hochspannung gelten die Spannungsnetze zwischen 50 – 150 kV und als Höchstspannung die Spannungsnetze zwischen 220 – 400 kV.*
- *Leitungen mit der Spannung 1 – 30 kV gelten als Mittelspannung und diejenigen zwischen 0 und 1 kV als Niederspannung. Diese Spannungsnetze werden nicht erhoben.*
- *Der Betreiber der Leitungen ist anzuschreiben (z.B. "WEG", "NOK", "BKW" etc.) und mit den Achsen zu verknüpfen.*
- *Die Gitter-, Beton- oder Stahlrohrmasten sind zu erheben und der Objekt-Art 'Mast_Antenne' zuzuordnen (vgl. Unterkapitel 'Mast, Antenne').*

Damit ist im Prinzip ein Datensatz vorhanden, welcher die Leitungsachsen und die Masten mit sehr hoher Präzision für alle Spannungsebenen ≥ 50 kV enthält. Allerdings ist dies nicht wirklich „ein Datensatz“, denn für die Durchführung der AV sind die Kantone zuständig, effektiv durchgeführt wird sie aber durch die Ingenieur-Geometer, welche zum Teil auch für die Datenabgabe verantwortlich sind. Für die Beschaffung eines schweizweiten Datensatzes hätte man es also unter Umständen mit sehr vielen Stellen zu tun.

Die Daten der AV sind auch noch nicht überall digital erhoben, je nach Kanton sind sie mehr oder weniger vollständig. Die Abbildung 6 zeigt den Stand der AV am Beispiel des Kantons Bern. Nach Auskunft des Amtes für Geoinformation des Kantons Bern sind die Daten der AV für Hochspannungsleitungen auch nicht überall einheitlich: Sie enthalten zum Teil Leitungen < 50 kV, während andere Leitungen ≥ 50 kV darin fehlen. Für das Pilotprojekt wurde vom Amt für Geoinformation ein Datensatz (Shapefile) mit den Leitungsdaten der Ebene „Einzelobjekte“ der AV für den Kanton Bern beschafft. Dabei zeigte sich, dass die Daten der AV im gegenwärtigen Stand für einen Immissionskataster eher weniger geeignet sind. Sie enthalten zwar deutlich mehr Leitungen als Vektor25, aber diese sind auch für das Höchstspannungsnetz nicht vollständig, beispielsweise können Teile einer Leitung fehlen (Abbildung 7).

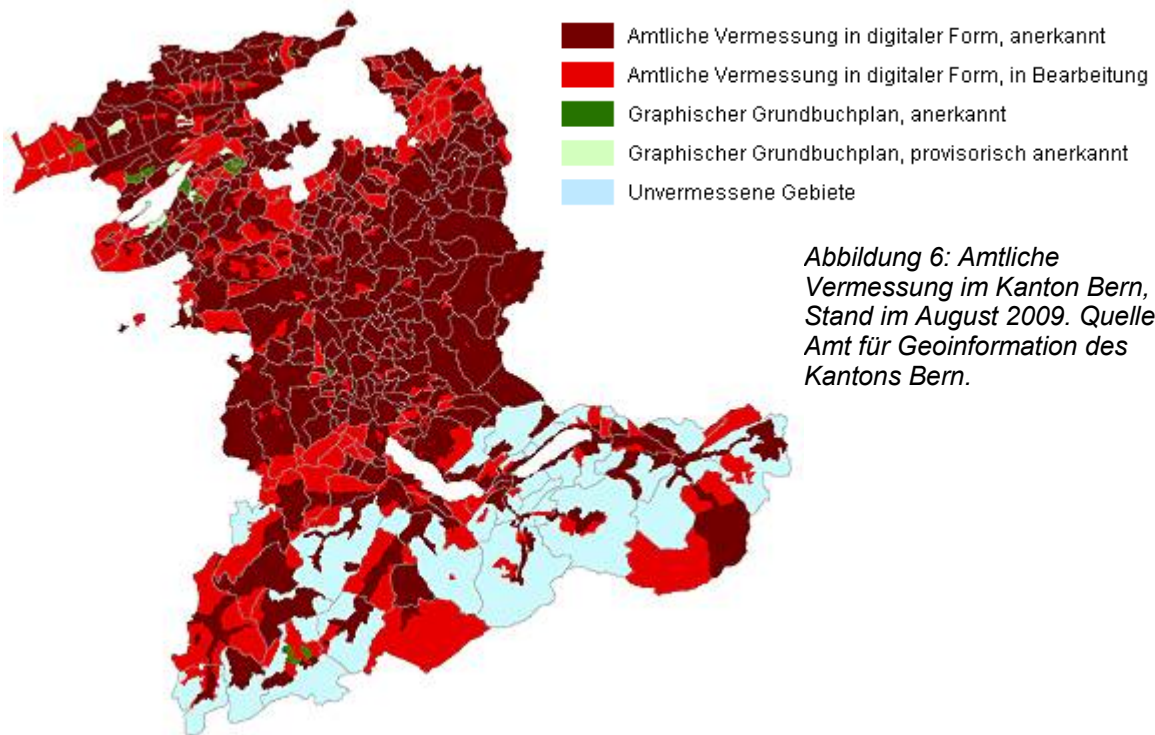


Abbildung 6: Amtliche Vermessung im Kanton Bern, Stand im August 2009. Quelle: Amt für Geoinformation des Kantons Bern.

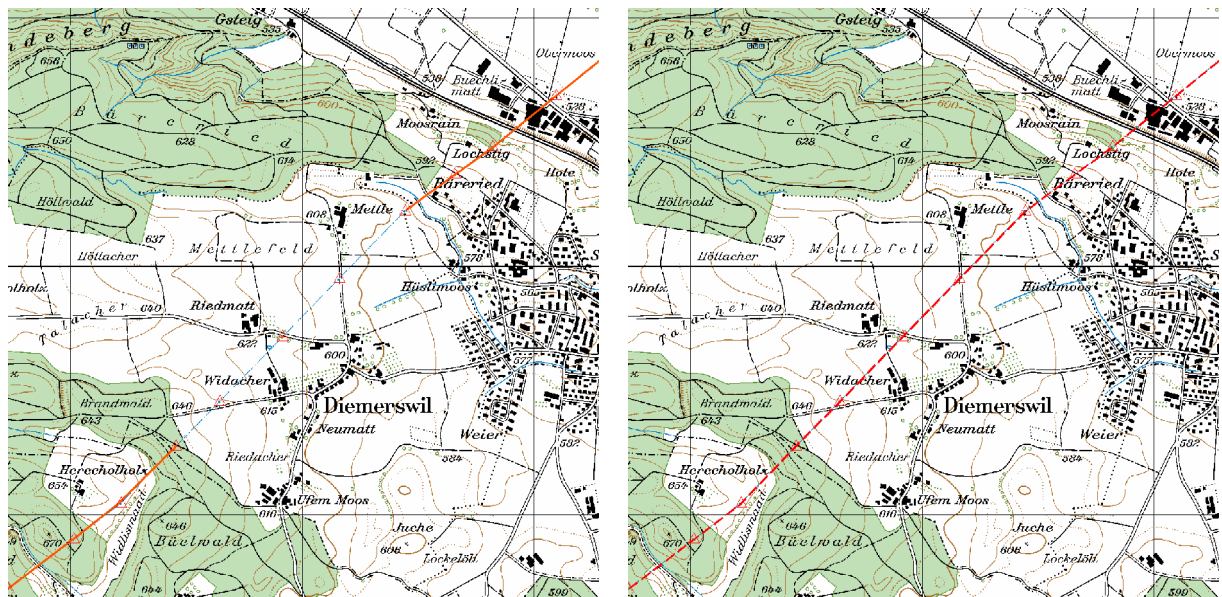


Abbildung 7: Vergleich der Leitungsdaten in der Ebene "Einzelobjekte" der amtlichen Vermessung (links) und in Vector25 (rechts). In den Daten der AV fehlen bei Diemerswil vier Spannweiten der 220 kV-Leitung Mühleberg-Bickigen. Rote Dreiecke: Vertices/Masten in Vector25.

© Amt für Geoinformation des Kantons Bern (AV) und Bundesamt für Landestopografie (Vector25, PK25).

Die Daten der Hochspannungsleitungen der AV sind auch insofern problematisch, als sie eher CAD-Daten (Zeichnungen) als GIS-Daten (digitale geographische Information) darstellen, so enthalten sie als Linienelemente (Polylinien) nicht nur die Leitungsachsen, sondern auch die als Kreise in Form von Polylinien dargestellten runden Masten, während Gittermasten als Polygone (Flächen) dargestellt sind.

Für Bundesstellen sind die Daten der AV im Prinzip über ein Geoportal von Swisstopo verfügbar, für den Bezug braucht es allerdings ein (kostenpflichtiges) Service-Level-Agreement zwischen dem betreffenden Amt und Swisstopo.

Einzelne Elektrizitätsversorgungsunternehmen machen die Leitungsdaten der AV als „Planauskunft“ über das Internet zugänglich (z.B. BKW, CKW, ewz). Diese Planauskunft ermöglicht es, via Internet einen Auszug aus dem Vermessungskataster herunterzuladen. Die Verwendung der Planauskunft ist aber ausdrücklich auf Bauvorhaben beschränkt.

2.3 Leitungsgeometrie, Mastbilder

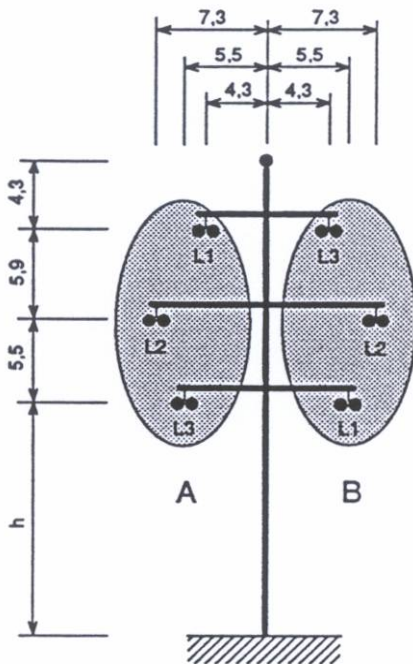


Abbildung 8: Mastbild für einen typischen Hochspannungsmast mit zwei 220 kV Strängen. Aus [SEV/ESTI 1995].

Zu jedem Masten benötigt man ein Mastbild (Abbildung 8) mit der Angabe der Koordinaten (seitlicher Abstand von der Leitungsachse und Höhe) der Aufhängepunkte der Leiter (bzw. Bündelleiter) und der Angabe der Phasenbelegung (L1, L2, L3, bzw. U, V) der Leiter für alle Leitungsstränge.

Datenquelle für die Mastbilder sind die Leitungsbetreiber, allenfalls das ESTI, allerdings ist beim ESTI die Phasenbelegung auf Plänen von älteren Leitungen nicht immer angegeben. Mit der möglichen Ausnahme von neuen Leitungen sind diese Pläne nicht elektronisch verfügbar, sondern nur in Papierform. Für die Erfassung der Leitungen in den Immissionskataster müssen diese Pläne elektronisch erfasst (photokopiert/eingescannt) werden. Für einzelne Leitungen ist dies kein allzu grosser Aufwand; betrachtet man hingegen das gesamte Höchstspannungsnetz der Schweiz mit ungefähr 10'000 Masten (Schätzung aus Vector25), so bedeutet dies einen erheblichen Aufwand (10'000 A4-Papierkopien ergäben 50 kg Papier!).

Für die Eingabe in das Immissionsmodell ist es zum Glück nicht erforderlich, sämtliche Daten für jeden Masten separat einzugeben. Typischerweise haben die meisten Masten einer Leitung dasselbe Bild für den Mastkopf, und unterscheiden sich nur durch den Abstand der Leiter vom Boden (der Parameter h in Abbildung 8). Bei Winkelabspannmasten erhöhen sich ausserdem die horizontalen Abstände auf den Tragwerken, typischerweise so, dass die horizontalen Abstände zwischen den Leiterseilen konstant bleiben. Damit lässt sich auch die Eingabe der Daten in ein Berechnungsprogramm durch Automatisierung vereinfachen.

2.3.1 Leiterdurchhang

Als letzten geometrischen Parameter benötigt man noch den Leiterdurchhang. In den Plänen für das Leitungsprofil (meist Pläne auf Papier) ist der unterste Leiter bei maximalem Durchhang eingezeichnet. Vor 1994 definierte die alte Starkstromverordnung und seit 1994 die Leitungsverordnung (LeV) die Bedingungen, für die dieser maximale Durchhang berechnet werden muss. Die Pläne enthalten den Durchhang nicht numerisch, sondern grafisch, ein Zahlenwert muss also aus den Plänen herausgemessen werden.

Der Leiterdurchhang ist keine konstante Grösse, er ist von Spannweite zu Spannweite verschieden, und vor allem ändert er sich mit der Temperatur, in Abhängigkeit vom Stromfluss und von den meteorologischen Bedingungen, und ebenfalls unter dem Einfluss von Wind- und Eislasten. Das Kapitel 3.2 diskutiert die Wahl eines geeigneten Mittelwerts für den Leiterdurchhang zur Verwendung in einem Immissionskataster.

2.4 Lastflüsse, Ströme

Um nach den Gleichungen (1) und (2) das Magnetfeld in einem beliebigen Punkt zu berechnen, muss man die Verteilung der Stromdichte im Raum kennen. Diese ist gegeben durch die Anordnung der Leiter im Raum und die in den Leitern fliessenden Ströme. Die Daten für die Anordnung der Leiter im Raum wurden in den vorhergehenden Abschnitten behandelt, was noch fehlt, sind Angaben zu den Strömen.

Von den Leitungsbetreibern werden Daten über die Lastflüsse aufgezeichnet. Diese Daten enthalten pro Leitungsstrang die Betriebsspannung U , die Wirkleistung P und die Blindleistung Q , sie werden bei den Leitungsbetreibern (und auch bei Swissgrid) als Viertelstunden- oder Stundenmittelwerte aufgezeichnet. Die Abbildung 9 zeigt als Beispiel die Viertelstundenmittelwerte für eine 220 kV/132 kV-Leitung als Scatterplot.

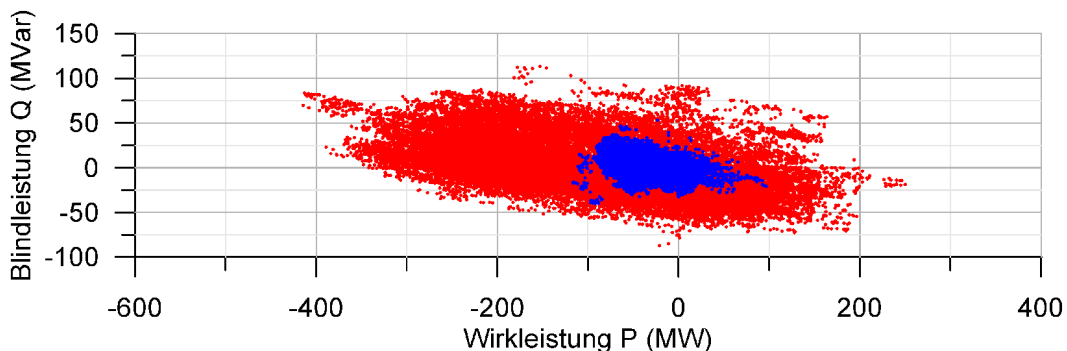


Abbildung 9: Wirkleistung und Blindleistung auf einer Leitung mit zwei Strängen: 220 kV (rot) und 132 kV (blau). Viertelstundenwerte eines Jahres.

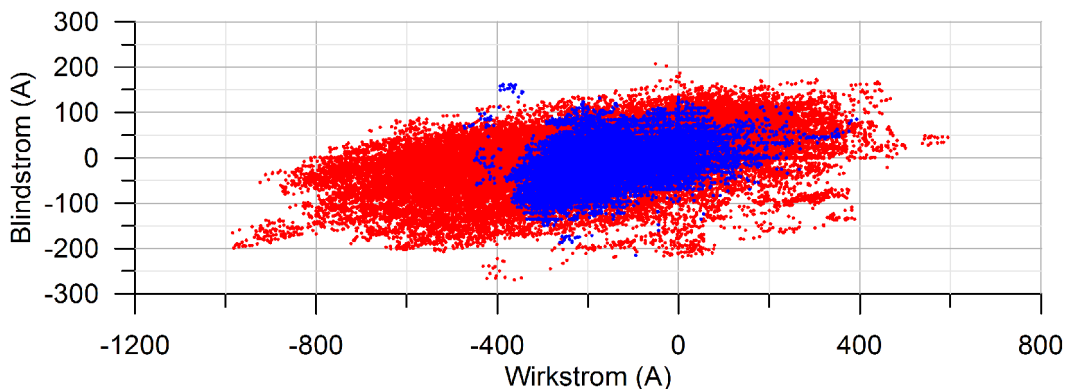


Abbildung 10: Wirkstrom und Blindstrom auf einer Leitung mit zwei Strängen: 220 kV (rot) und 132 kV (blau), berechnet für symmetrischen Betrieb der Leitung. Viertelstundenwerte eines Jahres. Zum Vorzeichen des Blindstroms siehe den Text.

Wirkleistung und Blindleistung lassen sich darstellen als Real- und Imaginärteil der (komplexen) Scheinleistung S

$$S = P + iQ \quad (4)$$

In einem symmetrisch betriebenen Drehstromsystem¹ berechnet sich die übertragene Leistung (siehe z.B. Heuck und Dettmann, 1999, Hütte, 1996, oder ein beliebiges Lehrbuch der Elektrotechnik) als

$$S = \sqrt{3} U \tilde{I} \quad (5)$$

wo U der Effektivwert der Betriebsspannung, I der komplexe Strom (als Effektivwert) und \tilde{I} der komplex konjugierte Strom ist. Realteil und Imaginärteil des Stroms berechnen sich zu

$$I_P = \Re(I) = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P}{U} \quad (6)$$

(Wirkstrom) und

$$I_Q = \Im(I) = -\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Q}{U} \quad (7)$$

(Blindstrom). Gemäss der gängigen Konvention (Gl. (5) und (7)) haben Blindleistung und Blindstrom gerade umgekehrtes Vorzeichen (allerdings findet man in der Literatur gelegentlich auch noch die umgekehrte Vorzeichenkonvention)

Die Abbildung 10 zeigt Real- und Imaginärteil des Stromes für die in Abbildung 9 gezeigten Lastflüsse. Die Abbildung zeigt, dass die Ströme betragsmässig über einen grossen Bereich variieren und dass der Strom auch das Vorzeichen wechseln kann. Ausserdem können die beiden Stränge auch Energie in entgegengesetzten Richtungen übertragen, wie die Abbildung 11 zeigt. Die Wirkströme in den beiden Strängen sind zwar ziemlich gut korreliert, trotzdem findet man Datenpunkte in allen vier Quadranten.

Für die Immissionsmodellierung gilt es, einen sinnvollen Mittelwert für die Stromstärken zu bilden (dies ist das Thema des nächsten Kapitels). Für die Mittelwertbildung benötigt man die Lastflussdaten (U,P,Q) als Stundenmittelwerte für ein Jahr, mögliche Datenquellen sind die EVU oder allenfalls Swissgrid.

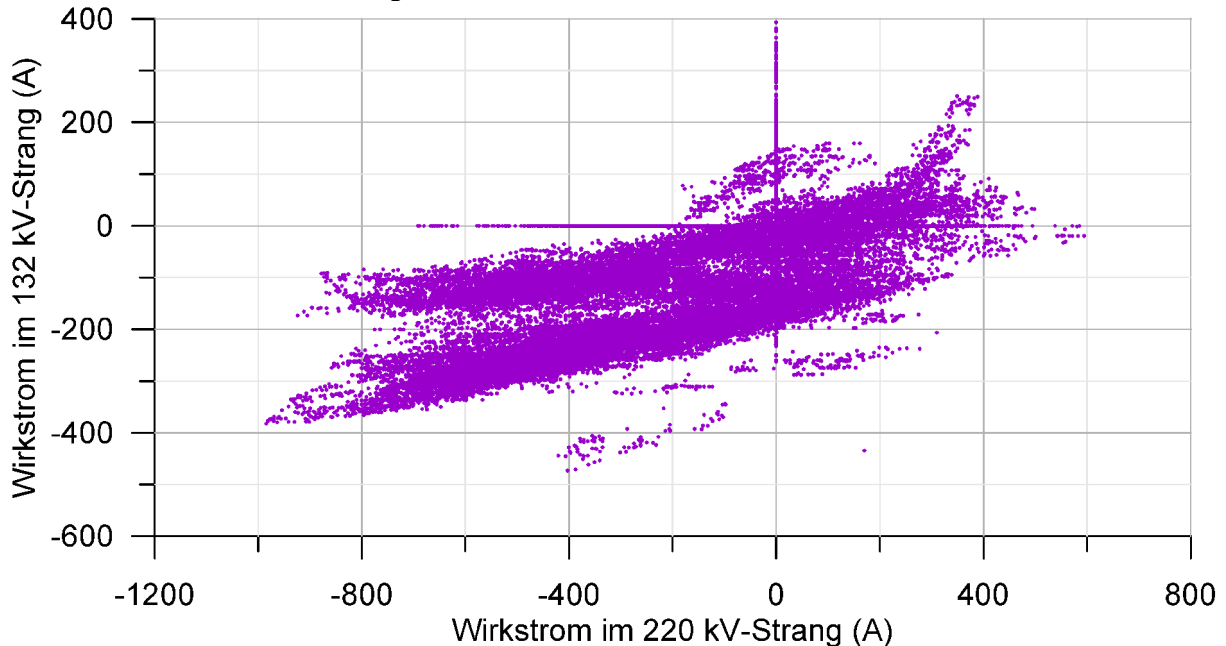


Abbildung 11: Scatterplot für die Wirkströme in den beiden Leitungssträngen.

1 Ein symmetrisch betriebenes Drehstromsystem ist ein System mit gleichen Stromstärken und je um 120° verschobenen Strömen auf den drei Phasenleitern.

3 Zeitliche Mittelwerte

3.1 Zeitlicher Mittelwert der Immission

In der Vollzugshilfe zur NISV für Hochspannungsleitungen [BAFU 2007] wird für die Berechnung der magnetischen Flussdichte im Bewilligungsverfahren ein „*massgebender Betriebszustand*“ definiert. Es ist dies der Betrieb der Leitung mit dem maximal zulässigen Dauerstrom (dem *thermischen Grenzstrom*) bei 40°C Umgebungstemperatur und (bei Leitungen mit mehr als einem Leitungsstrang gleicher Frequenz) den massgebenden Lastflussrichtungen (gleichsinnig, entgegengesetzt oder ungekoppelt). Der massgebende Betriebszustand entspricht dem Betrieb mit Vollast. Die sehr hohen Stromstärken verursachen entsprechend hohe Immissionen.

Anders als im Bewilligungsverfahren interessieren in einem Immissionskataster nicht primär die Immissionen bei Vollast, sondern die durchschnittlichen Immissionen im Sinne eines zeitlichen Mittelwertes. Im realen Betrieb einer Leitung sind die mittleren Stromstärken im Allgemeinen deutlich tiefer als der thermische Grenzstrom, zum einen wegen der starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen im Stromverbrauch und zum anderen, weil die Netze redundant ausgelegt sein müssen, so dass auch beim Ausfall eines Netzknotens oder einer Leitung die Versorgung immer noch funktioniert (sog. *(n-1)-Kriterium*). Entsprechend geringer sind dann auch die magnetischen Flussdichten. Ein sinnvoller zeitlicher Mittelwert ist der Mittelwert des Betrags des Effektivwerts der magnetischen Flussdichte.

Wenn eine Leitung nur aus einem einzigen Leitungsstrang besteht, ist dieser Mittelwert einfach zu ermitteln und ist proportional zum Mittelwert des Betrags der Stromstärke,

$$\bar{B}_{eff} \propto I_{eff} \quad (8)$$

Wenn die Leitung aus zwei oder mehr Strängen besteht, welche unabhängig voneinander betrieben werden, können sich die resultierenden Magnetfelder je nach Stromstärken, Lastflussrichtungen und Phasenbelegung gegenseitig verstärken oder abschwächen. Entsprechend komplizierter wird dann auch die Bestimmung eines zeitlichen Mittelwerts der mittleren magnetischen Flussdichte. Im folgenden soll gezeigt werden, wie ein solcher zeitlicher Mittelwert aus gemessenen Werten für die Lastflüsse auf den Strängen einer Leitung bestimmt werden kann.

3.1.1 Mittelwertbildung für mehrere Leitungsstränge

Wir betrachten eine Leitung mit symmetrischer Strombelastung, für die für jeden Leitungsstrang j eine Zeitreihe $I_{j,m}$, ($m=1,2, \dots, n$) von Werten der Stromstärken vorliegt, typischerweise Stundenmittelwerte. Die Werte für die Stromstärke werden aus aufgezeichneten Werten für Spannung, Wirkleistung und Blindleistung bestimmt. Ohne Einschränkung der Allgemeinheit betrachten wir hier Systeme mit drei Phasen. In solchen Systemen ist es sinnvoll, die physikalischen Grössen durch komplexe Zahlen darzustellen und Vektorgrössen durch Vektoren mit komplexen Komponenten (Anhang A). Für die reellwertige Grösse a ,

$$a(t) = \hat{a} \cos(\omega t + \phi) \quad (9)$$

schreiben wir dann die entsprechende komplexwertige Grösse $\underline{a}(t)$ als

$$\underline{a}(t) = \hat{a} e^{i\omega t} \quad (10)$$

mit

$$\hat{a} = \hat{a} e^{i\phi} \quad (11)$$

und es gilt

$$a(t) = \Re(\underline{a}(t)) \quad , \quad (12)$$

d.h., die physikalische Grösse a ist gegeben als Realteil der komplexen Grösse \underline{a} .

In der Wechselstromtechnik wird meist die Bezeichnung j anstelle von $i = \sqrt{-1}$ für die imaginäre Einheit verwendet (i steht in der Elektrotechnik für eine Stromstärke). Hier verwenden wir wie in der Mathematik üblich i für die imaginäre Einheit, und brauchen j als Index für die Leitungsstränge. Im Folgenden lassen wir den Unterstrich zur Bezeichnung von komplexen Grössen der Einfachheit halber wieder weg und betrachten alle Magnetfeld- und Stromgrössen als komplex.

Der (lineare) Zusammenhang zwischen dem Strom I_j in einem Leitungsstrang j und der von diesem Leitungsstrang herrührenden magnetischen Flussdichte $\vec{B}_j(P)$ an einem Ort P ist dann gegeben durch einen (komplexen) Vektor-Koeffizienten $\vec{c}_j(P)$:

$$\vec{B}_j(P) = I_j \vec{c}_j(P) \quad (13)$$

In dieser Beziehung bezeichnen $\vec{B}_j(P)$ und $\vec{c}_j(P)$ komplexwertige Vektoren, I_j ist ein komplexer Skalar. Den Koeffizienten $\vec{c}_j(P)$ erhält man aus einer Berechnung der magnetischen Flussdichte für einen Strom von 1 Ampère (bzw. einer Einheit der Stromstärke). Bei zwei Leitungssträngen ($j=1,2$) ist die resultierende Flussdichte die Vektorsumme von 2 Beiträgen

$$\vec{B}(P) = \vec{B}_1(P) + \vec{B}_2(P) = I_1 \vec{c}_1(P) + I_2 \vec{c}_2(P) \quad (14)$$

(Die weitere Herleitung für mehr als zwei Leitungsstränge ist analog, wir beschränken uns aber im Folgende auf zwei Stränge). Der Betrag der magnetischen Flussdichte ist gleich dem Betrag des komplexen Vektors $\vec{B}(P)$,

$$\|\vec{B}\|^2 = \langle \vec{B}, \vec{B} \rangle \quad (15)$$

Die Klammer $\langle \dots, \dots \rangle$ bezeichnet dabei das Skalarprodukt von 2 Vektoren (Anhang A.2), in Komponenten ist dies

$$\|\vec{B}\|^2 = B_x \tilde{B}_x + B_y \tilde{B}_y + B_z \tilde{B}_z \quad (16)$$

Dabei ist $\tilde{\vec{B}}$ der zu \vec{B} komplex konjugierte Vektor (Anhang A.2), der Betrag von B für die Summe der beiden Beiträge in (14) wird also zu

$$\|\vec{B}\|^2 = \langle I_1 \vec{c}_1 + I_2 \vec{c}_2, I_1 \vec{c}_1 + I_2 \vec{c}_2 \rangle \quad (17)$$

Der Übersichtlichkeit halber ist das Argument (P) weggelassen worden. Man erhält (Anhang A.2)

$$\|\vec{B}\|^2 = |I_1|^2 \|\vec{c}_1\|^2 + |I_2|^2 \|\vec{c}_2\|^2 + I_1 \tilde{I}_2 \langle \vec{c}_1, \vec{c}_2 \rangle + \tilde{I}_1 I_2 \langle \vec{c}_1, \vec{c}_2 \rangle \quad (18)$$

Wir unterscheiden hier in der Notation zwischen $|\dots|$, dem Betrag eines komplexen Skalars und $\|\dots\|$, dem Betrag eines Vektors. Der dritte und vierte Summand auf der rechten Seite von (18) sind zueinander konjugiert komplex, und man kann schreiben (Anhang A)

$$\|\vec{B}\|^2 = |I_1|^2 \|\vec{c}_1\|^2 + |I_2|^2 \|\vec{c}_2\|^2 + 2\Re(I_1 \tilde{I}_2 \langle \vec{c}_1, \vec{c}_2 \rangle) \quad (19)$$

Mit den Bezeichnungen

$$c_{11} := \|\vec{c}_1\|^2 \quad , \quad c_{22} := \|\vec{c}_2\|^2 \quad , \quad c_{12} := \langle \vec{c}_1, \vec{c}_2 \rangle \quad (20)$$

erhält man aus Gleichung (18)

$$\|\vec{B}\|^2 = |I_1|^2 c_{11} + |I_2|^2 c_{22} + I_1 \tilde{I}_2 c_{12} + \overline{(I_1 \tilde{I}_2)} \tilde{c}_{12} \quad (21)$$

Mit dieser Formel lässt sich nun auf einfache Weise ein RMS-Mittelwert („Root-mean-square“: Wurzel aus dem mittleren Quadrat) bilden, wenn die Zeitreihen

$$I_{1,m}, I_{2,m}, m=1..n \quad (22)$$

der Ströme für die beiden Stränge bekannt sind.

$$\overline{B}_{rms}^2 = \frac{1}{n} \left(\sum_{m=1}^n c_{11} |I_{1,m}|^2 + c_{22} |I_{2,m}|^2 + c_{12} I_{1,m} \tilde{I}_{2,m} + \tilde{c}_{12} \overline{I_{1,m} \tilde{I}_{2,m}} \right) \quad (23)$$

$$\overline{B}_{rms}^2 = c_{11} \overline{I_1^2} + c_{22} \overline{I_2^2} + c_{12} \overline{I_{12}} + \tilde{c}_{12} \overline{\tilde{I}_{12}} \quad (24)$$

mit

$$\overline{I_1^2} = \frac{1}{n} \sum_{m=1}^n |I_{1,m}|^2 \quad (25)$$

$$\overline{I_2^2} = \frac{1}{n} \sum_{m=1}^n |I_{2,m}|^2 \quad (26)$$

$$\overline{I_{12}} = \frac{1}{n} \sum_{m=1}^n I_{1,m} \tilde{I}_{2,m} \quad (27)$$

Mit der Gleichung (24) ist die Berechnung eines RMS-Mittelwertes sehr effizient. Es genügt, aus den Lastflüssen die drei Stromgrößen (25) - (27) zu berechnen. In jedem Punkt müssen ausserdem die drei Koeffizienten c_{11}, c_{22}, c_{12} berechnet werden, dann gibt Gleichung (24) den RMS-Mittelwert in jedem Punkt. Die Berechnung des RMS-Mittelwertes ist also bezüglich der örtlichen Feldberechnung und der Lastfluss-Statistik separierbar.

Leider ist aber der RMS-Mittelwert nicht die Grösse, die wir bestimmen müssen, dies ist vielmehr der arithmetische Mittelwert des Betrags der magnetischen Flussdichte:

$$\overline{B} = \frac{1}{n} \sum_{m=1}^n \sqrt{\|\vec{B}_m\|^2} \quad (28)$$

In diesem Ausdruck steht die Summe über die Leitungsstränge unter dem Wurzelzeichen und die Summe über die Lastfluss-Intervalle ausserhalb. Die Berechnung dieses Mittelwertes ist deshalb bezüglich der Orte und der Lastflussstatistik nicht separierbar, da sich die Operationen der Summenbildung bezüglich der Leitungsstränge und der Lastfluss-Intervalle in (28) nicht vertauschen lassen; die Summe über die Lastflüsse bzw. Ströme muss also an jedem Berechnungspunkt separat gebildet werden. Damit erhöht sich die Anzahl der Berechnungen gegenüber dem RMS-Mittelwert um die Anzahl der Werte in der Lastfluss-Zeitreihe, bei einem Datensatz mit Stundenmittelwerten für ein Jahr ist dies ein Faktor $24 \cdot 365 = 8760$. Angenommen, eine Modellberechnung für den RMS-Mittelwert würde 10 s benötigen, so wäre es für den arithmetischen Mittelwert praktisch ein ganzer Tag!

Es ist deshalb nützlich, nach Wegen zu suchen, wie eine Näherungslösung für \overline{B} mit geringerem Aufwand bestimmt werden kann. Zwischen dem Mittelwert \overline{B} und dem RMS-Mittelwert \overline{B}_{rms} von n Werten B_m bestehen die Beziehungen

$$\bar{B} \leq \bar{B}_{rms} \quad (29)$$

und

$$\bar{B}_{rms} \leq \sqrt{n} \bar{B} \quad (30)$$

Die Ungleichung (29) ist genau dann mit dem Gleichheitszeichen erfüllt, wenn alle B_m betragsmässig gleich gross sind, die Ungleichung (30) genau dann, wenn alle B_m bis auf eines Null sind. Die beiden Mittelwerte sind also dann ähnlich gross, wenn die Streuung der Einzelwerte klein ist und dann stark verschieden, wenn diese Streuung gross ist.

Es lässt sich deshalb folgendes Vorgehen verwenden: Die Zeitreihen der Ströme (I_1, I_2) werden so in Klassen k gruppiert, dass die Varianz innerhalb der Klassen deutlich kleiner ist als für die Grundgesamtheit. Für diese Klassen werden dann Mittelwerte der Ströme bestimmt und daraus Mittelwerte für den Betrag \bar{B}_k für jede Klasse berechnet. Anschliessend wird aus diesen Mittelwerten und der Anzahl der Werte n_k in jeder Klasse ein gewichteter Mittelwert \bar{B}' berechnet:

$$\bar{B}' = \frac{\sum_k n_k \bar{B}_k}{\sum_k n_k} \quad (31)$$

Dieser Mittelwert lässt sich im Prinzip beliebig genau bestimmen, für n Klassen (jedes Wertepaar eine Klasse) wird er exakt. Damit wäre allerdings nichts gewonnen, und die Idee hinter der Methode ist die, dass bereits mit einer bescheidenen Anzahl von Klassen eine genügend gute Näherung für den Mittelwert gefunden werden kann.

Mit noch etwas mehr mathematischem Aufwand müsste es im Prinzip auch möglich sein, die Genauigkeit der Näherung statistisch aus Mittelwerten und Varianzen der Klassen herzuleiten. Darauf wird hier vorerst verzichtet und statt dessen die Genauigkeit der Näherung für das Pilotprojekt direkt mit der exakten Berechnung verglichen (Kap. 6.2.2 weiter unten).

Die hier für zwei Leitungsstränge gezeigte Methodik für die Bildung des zeitlichen Mittelwerts lässt sich ohne weiteres auch auf drei und mehr Stränge anwenden: die Gleichung (23) enthält dann für jeden Leitungsstrang einen quadratischen Term, und für jedes Paar von Strängen je zwei zueinander konjugiert komplexe Kreuzterme, in Analogie zu (24) - (27).

Im Pilotprojekt wird vorerst nur eine einzelne Leitung mit zwei Strängen modelliert. Wenn mehrere Leitungsabschnitte, mit Netzknoten bei Verzweigungen, Kraftwerken und/oder Unterwerken modelliert werden, so muss man gegebenenfalls in der Nähe der Netzknoten für die Klassenbildung die Ströme auf allen ein- und auslaufenden Strängen berücksichtigen. Für ein solches Modell muss dann noch ein Verfahren bestimmt werden, das einen stetigen Übergang von einem Satz von Klassen (z.B. weit von einer Verzweigung) auf einen anderen Satz von Klassen (im Bereich der Verzweigung) gewährleistet, damit man (a) nicht sämtliche Leitungsstränge gegeneinander korrelieren muss, sondern nur die jeweils in der Nähe eines Berechnungspunkts verlaufenden, und (b) an den Übergängen keine Diskontinuitäten auftreten. Die Alternative dazu wäre die Möglichkeit, die Klassenbildung mit so vielen Klassen durchzuführen, dass die Diskontinuitäten hinreichend klein werden.

3.1.2 Klassenbildung: k-Means-Clustering

Es gibt viele Möglichkeiten, um eine Grundgesamtheit von Werten in Klassen zu gruppieren. Eine davon ist k-Means-Clustering, welche im folgenden beschrieben wird [nach MacKay, 2003].

Gegeben sei eine Menge von m Vektoren x_i der Dimension n , diese sollen in k Klassen gruppiert werden. (In unserem Fall ist m die Anzahl der Messwerte, n ist gleich der Anzahl der Leitungsstränge, ein geeigneter Wert für k bleibt erst noch zu bestimmen. Die Vektoren

sind komplexwertig, der Realteil jeder Komponente entspricht dem Wirkstrom, der Imaginärteil dem Blindstrom im entsprechenden Strang).

Jede der k Klassen wird durch einen Vektor $m_k \in \mathbb{C}^n$ repräsentiert.

Zu Beginn der Berechnung werden die Vektoren m_k initialisiert, beispielsweise als Zufalls-
werte. Anschliessend werden die Klassen in jeweils zwei Schritten iterativ verbessert:

- *Schritt 1, Zuordnung:* Jeder Vektor wird der Klasse zugeordnet, zu der er den kleinsten Abstand hat. Dazu kann eine beliebige Abstandsmetrik verwendet werden, z.B. die Euklidische Distanz $\|x_i - m_k\|$.
- *Schritt 2, Verbesserung:* Die m_k werden neu berechnet als Mittelwerte der ihnen zugeordneten Vektoren x_i

Die Iteration kann abgebrochen werden, sobald die Klassenverteilung nicht mehr ändert. Die Iteration konvergiert immer zu einem Fixpunkt. Mit einer „guten“ Wahl der Anfangswerte kann die Anzahl der nötigen Iterationen verkleinert werden.

3.2 Leiterdurchhang

Leiteseile zwischen zwei Aufhängepunkten sind nie vollkommen straff gespannt, sondern weisen einen Durchhang auf, der je nach Abstand der Aufhängepunkte, Seillänge, Zugspannung und Art des Seils verschieden ist und sich mit der Temperatur des Leiteseils und weiteren angreifenden Kräften wie Wind- und Eislasten verändert. Als Durchhang bezeichnet man dabei den senkrechten Abstand zwischen der Verbindungsgeraden der beiden Aufhängepunkte und dem Leiteseil. Die Leiteseile müssen so gespannt sein, dass unter den spezifizierten Bedingungen die Abstände der Seile unter sich, zum Boden und zu anderen Hindernissen in ihrer Umgebung gewisse Minimalabstände nicht unterschreiten. Diese Minimalabstände und die zugehörigen Bedingungen sind in der Leitungsverordnung (LeV) vorgegeben.

Die Vollzugshilfe zur NISV für Hochspannungsleitungen [BAFU, 2007] regelt, welcher Betriebszustand bei der Projektbeurteilung gemäss NISV massgebend ist. Dazu gehört auch ein minimaler Bodenabstand, der dem maximalen Durchhang gemäss den genehmigten Längenprofilen entspricht.

Anders als bei Beurteilungen nach der NISV, wo bezüglich der Immission von der Volllastsituation ausgegangen wird, interessiert für einen Immissionskataster auch für den Durchhang nicht derjenige bei Volllast, sondern der „mittlere“ Fall, also ein „mittlerer“ Durchhang, der sich bei einer mittleren Betriebstemperatur der Leiter einstellt.

3.2.1 Berechnung des Durchhangs

Der Durchhang berechnet sich aus dem Gleichgewicht der auf das Seil wirkenden Kräfte [Kießling, 2001]: Die Seilzugspannung wirkt längs des Seils, die Schwerkraft nach unten (Windkräfte senkrecht zum Seil werden hier nicht betrachtet). Horizontale Kräfte werden nur an den Aufhängepunkten auf das Seil übertragen, die Horizontalkomponente H der Seilzugkraft ist deshalb längs des Seils konstant, die vertikale Komponente V wird durch die Gewichtskraft bestimmt. Für die beiden Komponenten der Seilzugkraft gibt das Kräftegleichgewicht für ein Seilstück der Länge ds die Differentialgleichungen

$$\frac{dV}{ds} = m_c g \quad , \quad \frac{dH}{ds} = 0 \quad (32)$$

(V : Vertikale Komponente, H horizontale Komponente der Seilzugkraft, m_c längenbezogene Leitermasse (in kg/m), g Schwerebeschleunigung). Nach einigen Umformungen [Kießling, 2001] erhält man die Differenzialgleichung

$$\frac{d^2 z}{dy^2} = \frac{m_c g}{H} \sqrt{1 + \left(\frac{dz}{dy}\right)^2} \quad (33)$$

Dabei ist y die horizontale Koordinate parallel zur Leitungssachse, z die vertikale Koordinate. Die Lösung ist eine Kettenlinie der Form

$$z(y) = z_0 + \frac{H}{m_c g} \cosh\left(\frac{m_c g}{H} y\right) \quad (34)$$

wo $y=0$ gerade im Scheitel der Kettenlinie liegt. Der Ausdruck

$$c = \frac{H}{m_c g} \quad (35)$$

heißt „Parameter der Seilkurve“ und hat die Dimension einer Länge.

Wenn die Krümmung der Seilkurve klein ist, lässt sich die Differenzialgleichung vereinfachen. Setzt man in (33) die Steigung der Kurve im Ausdruck unter der Wurzel gleich der mittleren Steigung

$$\frac{dz}{dy} \approx \frac{h}{a} \quad (36)$$

(a : Spannweite, h : Höhenunterschied zwischen den Aufhängepunkten), so erhält man, mit

$$\sqrt{1 + \left(\frac{h}{a}\right)^2} = \frac{1}{\cos \alpha} \quad (37)$$

(wo α der Neigungswinkel der Verbindungslinie zwischen den Aufhängepunkten ist)

$$\frac{d^2 z}{dy^2} = \frac{m_c g}{H \cos \alpha} = \frac{1}{c \cos \alpha} \quad (38)$$

und die Lösung ist eine Parabel. Mit den Randbedingungen

$$z(0) = 0, \quad z(a) = h \quad (39)$$

wird die Gleichung der Parabel:

$$z(y) = \frac{1}{2c \cos \alpha} \left(y - \frac{a}{2}\right)^2 + \frac{h}{a} y - \frac{a^2}{8c \cos \alpha} \quad (40)$$

Der Durchhang f wird dann zu

$$f(y) = \frac{h}{a} y - z(y) = -\frac{1}{2c \cos \alpha} \left(y - \frac{a}{2}\right)^2 + \frac{a^2}{8c \cos \alpha} \quad (41)$$

Dieser wird maximal im Scheitelpunkt bei $x = a/2$;

$$f_{\max} = \frac{a^2}{8c \cos \alpha} \quad (42)$$

Ein Vergleich mit dem nach (34) errechneten Durchhang für die Kettenlinie zeigt [Kießling, 2001], dass die Gleichungen (40) - (42) gültig sind, solange der Durchhang klein ist gegenüber der Länge des Seils ($\approx a/\cos \alpha$), d.h., für $a/8c \ll 1$.

Bei gegebenem Seiltyp ist die Horizontalzugkraft H , und damit auch der Parameter c , zwischen zwei Abspannmasten konstant. Für diese Abspannstrecke ist dann der Durchhang zwischen zwei Masten proportional zum Quadrat der Spannweiten, und indirekt proportional zum Parameter der Seilkurve c und zum Cosinus der Steigung.

3.2.2 Seilzugkraft, mittlere Temperatur und Mittelzugspannung

Wenn sich in einem Leiterseil die Temperatur oder die äusseren Kräfte (z.B. durch Wind oder Vereisung) ändern, so verändert sich seine Länge durch thermische Ausdehnung und Elastizität, und damit ändern sich auch die Seilzugspannung und der Durchhang. Der Zusammenhang zwischen Temperatur, Zugspannung und Durchhang lässt sich mathematisch durch eine Zustandsgleichung beschreiben [Kießling, 2001]. Damit lassen sich Zugspannung und Durchhang zwischen Zuständen mit verschiedener Temperatur und/oder Zusatzlast umrechnen.

Die Zugspannung (definiert als Seilzugkraft/Seilquerschnitt) ist nach oben begrenzt durch die *Zugfestigkeit* des Seils und die Kräfte, welche maximal auf die Armaturen und Masten einwirken dürfen. Andererseits muss das Seil stark genug gespannt sein, so dass beim maximalen Durchhang der Bodenabstand noch genügend gross ist. In den Leitungsplänen ist jeweils der maximal zulässige Durchhang eingezeichnet. Nach der Leitungsverordnung (LeV) ist dieser für eine Seiltemperatur von 40°C oder für eine Seiltemperatur von 0°C und eine Zusatzlast von 20 N/m pro Leiter zu berechnen (für Weitspannleitungen, d.h. Leitungen mit Spannweiten > 60 m). Bei bekanntem Seiltyp und Durchhang liess sich damit die Seilspannung aus den Plänen bestimmen, und anschliessend auf andere Temperaturen und Zusatzlasten umrechnen. Dies ist allerdings etwas problematisch, weil unter Umständen im Plan nicht eingetragen ist, welches nun die der Berechnung zugrunde liegenden Bedingungen waren: Möglicherweise wurden auch noch Bedingungen mit höheren Stromstärken berücksichtigt (z.B. Leitertemperaturen von 80°C statt 40°C). Einfacher ist es natürlich, wenn alle Parameter für die Durchhangsberechnung, also auch die Zugspannung, bekannt sind.

Für die Bestimmung des Durchhangs im Jahresmittel gilt es, eine mittlere Leitertemperatur zu bestimmen, welche für die Betriebstemperatur der Leiter im Jahresmittel repräsentativ ist. Die Temperatur der Leiter wird bestimmt durch ein Gleichgewicht von elektrischer Heizung (Ohmsche und magnetische Verluste), Sonneneinstrahlung, Kühlung durch Wind und durch Abstrahlung. Wenn die Temperatur nicht allzu weit von der Umgebungstemperatur abweicht, sind elektrische Heizung und Kühlung durch Wind die dominierenden Einflüsse. Die Heizung ist proportional zum Quadrat der Stromstärke, und die Kühlung durch Wind proportional zur Windgeschwindigkeit und der Differenz zwischen Leiter- und Umgebungstemperatur.

Der maximal zulässige Dauerstrom, oft als thermischer Grenzstrom bezeichnet, ist definiert als der Strom, der bei 40°C Umgebungstemperatur und einer Windgeschwindigkeit von 0.5 m/s zu einer Erwärmung der Leiter auf 80°C führt (gilt für gebräuchliche Materialien wie Aluminium, Aluminiumlegierungen und Stahl/Aluminium). Der thermische Grenzstrom wird aber nur selten erreicht, bei der hier untersuchten Leitung sind die Ströme im Mittel um einen Faktor ~ 4 kleiner. Die Erwärmung wäre dann um einen Faktor 16 kleiner, also noch ca. $40^\circ\text{C}/16 \approx 2.5^\circ\text{C}$, und bei mittleren Windstärken von ca. 1.5 m/s anstatt nur 0.5 m/s betrüge sie weniger als 1°C. Unter diesen Umständen liegt also die mittlere Leitertemperatur nur wenig über der mittleren Umgebungstemperatur.

In diesem Fall ist die für den mittleren Durchhang relevante Zugspannung gerade die *Mittelzugspannung*, definiert als die Zugspannung unter Alltagsbedingungen („everyday stress“, [Kießling, 2001]).

Dies gilt aber nur, wenn die mittlere Temperatur tatsächlich nahe bei der Umgebungstemperatur liegt. Inwieweit dies zutrifft, kann durch Vergleich der mittleren Stromstärken mit dem thermischen Grenzstrom für jede betrachtete Leitung abgeschätzt werden. Insbesondere bei stark belasteten Transitleitungen ist dies unter Umständen nicht immer der Fall [ESTI, 2004]. Auch Leitungen mit sogenannten Hochtemperaturseilen mit Grenztemperaturen von 150°C oder mehr müssen allenfalls gesondert behandelt werden.

4 Immissionsberechnungen

4.1 Berechnung von Magnetfeldern

Für die Berechnung der magnetischen Flussdichte an einem Punkt P werden vorerst die Beiträge der einzelnen Stränge j als Feldkoeffizienten $c_j(P)$ nach Gleichung (13) berechnet. Dazu summiert man über die Beiträge aller Leiterseile des Strangs und über alle Spannweiten, welche nahe genug bei P liegen, so dass sie dort einen relevanten Beitrag zur magnetischen Flussdichte liefern. Sehr weit entfernte Spannweiten (im Vergleich zur Breite der Korridore bei minimal interessierender Feldstärke) können dabei vernachlässigt werden.

Für die Berechnung betrachten wir symmetrische Stromsysteme ohne Oberwellen, mit gleichen Stromstärken auf allen Phasenleitern eines Strangs und je um exakt 120° verschobenen, sinusförmigen Strömen. Das Magnetfeld, das durch in den Erdseilen und im Erdreich induzierte Ströme erzeugt wird, wird in der Berechnung vernachlässigt.

Für den Beitrag eines einzelnen Leiterseils zwischen zwei Aufhängepunkten verwenden wir eine Unterteilung der als Parabel genäherten Seilkurve in eine ungerade Anzahl von linearen Segmenten, oder für schnelle Abschätzungen eine analytische Näherungsformel. Die Herleitung und die Formeln für diese Berechnungen finden sich in Anhang B, insbesondere in den Formeln (126) - (128) in Anhang B.5.

Die analytische Näherungsformel verwendet eine Näherung für ein gerades, endlich langes und beliebig orientiertes Leiterstück, und wertet diese an einer (lokal) um den Durchhang versetzten Höhe aus (vgl. Anhang B.4 und Abbildung 41 auf Seite 76). Diese Näherung stellt eine nullte Näherung bezüglich des Durchhangs dar. Diese liesse sich durch die Gauss'sche Integrationsmethode noch weiter verfeinern (vgl. Freund und Hoppe: Stoer/Bulirsch 2007); für unsere Zwecke ist sie vorerst als schnelle Abschätzung geeignet. Wenn grössere Genauigkeit verlangt wird, kommt die Methode mit der Unterteilung in lineare Segmente zur Anwendung.

Die Beiträge der einzelnen Leitersegmente werden dann (für jeden Punkt P) zum Koeffizienten $c_j(P)$ summiert. Aus den Feldkoeffizienten $c_j(P)$ und den aus den Lastflussdaten für eine Anzahl Klassen bestimmten Strömen werden dann die über alle Leitungsstränge und Klassen summierten Feldstärken nach der in Kap. 3.1.1 und 3.1.2 beschriebenen Methode berechnet. Abgespeichert wird schlussendlich der Betrag der magnetischen Flussdichte, für Punkte P auf einem regelmässigen Gitter mit Auflösung g . Die Werte werden berechnet für eine Höhe von 1 m über Erdboden. Die Formeln für die Feldberechnung in Anhang B.5 gelten für ein Koordinatensystem mit y-Koordinate parallel zur Leitungsachse. Die Formeln für die Umrechnung der Koordinaten zwischen diesem System und dem geographischen Koordinatensystem sind in Anhang B.7 zusammengestellt.

Für die Berechnungen wurde eine spezielle, für niederfrequente Magnetfelder modifizierte Version der NISMap-Software verwendet. Damit verfügt man bereits über ein Gerüst, welches die Integration von GIS-Daten in ein Berechnungsmodell für Eingabedaten (Leitungsstränge, Karten, digitales Höhenmodell) erlaubt und die Resultate auch in GIS-kompatibler Form ausgeben kann. Weil der Sourcecode der NISMap-Software für die Modellierung zur Verfügung steht, ist es auch einfach, die Analyse der Lastflussdaten, die Klassenbildung mit k-Means-Clustering, die Berechnung der magnetischen Flussdichten und die Ein- und Ausgabe der Daten in einer Software flexibel zu kombinieren.

Diese Modifikation der NISMap-Software war nicht Teil des vorliegenden Pilotprojekts, sondern erfolgte zum Teil schon seit 2006, beziehungsweise parallel zum Pilotprojekt.

4.2 Auflösung und Genauigkeit

Bei Fragen zur benötigten Auflösung und Genauigkeit einer Immissionsberechnung ist die Antwort davon abhängig, wozu diese Berechnung verwendet werden soll. Geht es etwa dar-

um, eine Modellierung anhand einer Messung unter genau definierten Bedingungen (Lastflüsse, Durchhang, etc.) zu validieren, so kann und muss man höhere Anforderungen an die Genauigkeit stellen, als wenn es darum geht, einen Immissionskataster für unvermeidlich nur unscharf formulierbare „mittlere“ Bedingungen zu erstellen. Im Folgenden betrachten wir den Fall eines Immissionskatasters, z.B. für die Anwendung in einer epidemiologischen Studie.

4.2.1 Auflösung

Bei Anwendungen in einer epidemiologischen Studie geht es typischerweise darum, die Feldintensität am Wohnort eines Studienteilnehmers oder Patienten zu bestimmen. Der Ort ist dabei gegeben als Koordinatenpaar, welches aus einer Adresse geocodiert worden ist. Die Koordinaten beziehen sich auf das „Zentrum“ eines Hauses oder einer Wohnung, also ist (bei einer „guten“ Geocodierung) der Wohnort mit einer typischen Unschärfe von etwa 5 – 10 m definiert. Dadurch macht es dann auch keinen Sinn, für die Modellierung eine viel höhere Auflösung zu verwenden. Die geforderte Auflösung liegt also ebenfalls im Bereich von 5 – 10 m. Dies ist im übrigen auch eine Auflösung, die für die Darstellung auf einer Immissionskarte im Massstab 1:25'000 geeignet ist.

Aus der erforderlichen Auflösung ergeben sich dann die Anforderungen an die Präzision der Eingabedaten, eine Genauigkeit im Bereich von einigen Metern (wie z.B. in Vector25) wäre dabei für die Koordinaten der Masten allenfalls ausreichend. Höhere Präzision ist hingegen notwendig bei der relativen Lage der verschiedenen Leiterseile im Mastbild, da hier die Differenzen der Koordinaten in den Geometriefaktor eingehen und nicht die Absolutwerte.

4.2.2 Genauigkeit

Bezüglich der Genauigkeit wird im Folgenden unterschieden zwischen der Genauigkeit des Modells δB_M und der Genauigkeit der Anwendung des Modells in einer epidemiologischen Studie δB_S :

- Die Genauigkeit des Modells δB_M ist die Genauigkeit der für einen Punkt berechneten magnetischen Flussdichte unter Berücksichtigung der Auflösung, der Genauigkeit der Leitungsdaten und des verwendeten Rechenmodells.
- Die Genauigkeit der Anwendung des Modells in einer Studie δB_S berücksichtigt zusätzlich, dass man die Koordinaten des Berechnungspunkts nur aus einer geocodierten Adresse auf 5 bis 10 m genau kennt.

Die Grössen, die in die Berechnungsformel (2) eingehen, sind die Position der stromführenden Leiter, die Stromstärken und die Koordinaten des Berechnungspunkts. Die Genauigkeit des Modells ergibt sich deshalb aus der Genauigkeit, mit der diese Grössen bekannt sind.

Für die Abschätzung der Genauigkeit verwenden wir als Näherung Distanzgesetze für unendlich lange, gerade Leiter für folgende Grenzfälle (siehe dazu auch Kap. 5.1):

- a) Der Abstand r vom nächsten Phasenleiter sei viel kleiner als der Abstand d zwischen den Phasenleitern ($r \ll d$). Dann gilt näherungsweise ein Abstandsgesetz $B \propto 1/r$.
- b) Der Abstand r vom geometrischen Zentrum eines einzelnen Leitungsstrangs sei viel grösser als der Abstand d zwischen den Phasenleitern ($r \gg d$). Dann gilt näherungsweise ein Abstandsgesetz $B \propto 1/r^2$ für das von diesem Leiterstrang erzeugte Magnetfeld.
- c) Der Abstand r von einer zweisträngigen Leitung sei viel grösser als der Abstand D zwischen den beiden Leitungssträngen ($r \gg D$). Ausserdem seien die Stromstärken betragsmässig auf beiden Leitungssträngen gleich, die Leiteranordnung annähernd punktsymmetrisch und die Phasenbelegung optimiert. Dann gilt näherungsweise ein Abstandsgesetz $B \propto 1/r^3$.

In den Proportionalitätsfaktor geht für die Fälle (b) und (c) jeweils noch ein Geometriefaktor ein. Dieser ist abhängig von den gegenseitigen Abständen zwischen den stromführenden Leitern.

Im Folgenden betrachten wir den Einfluss der Ungenauigkeit in den horizontalen Koordinaten (δ_{xy}), den vertikalen Koordinaten (δ_z), den Strömen (δ_I) und im Geometriefaktor. Betrachtet wird jeweils der Einfluss der Ungenauigkeit eines einzelnen Parameters für sich allein. Der Gesamtfehler besteht dann aus der Wurzel der quadratischen Summe der einzelnen Beiträge. In den meisten Fällen wird er vom grössten Einzelbeitrag dominiert.

Genauigkeit der horizontalen Koordinaten

In einem Rechengitter mit Pixelgrösse d haben die Punkte eines Pixels eine mittlere (RMS-)Distanz δ vom Zentrum des Pixels

$$\delta^2 = \int_{-d/2}^{d/2} \int_{-d/2}^{d/2} (x^2 + y^2) dx dy = \frac{1}{6} d^2, \quad (43)$$

$$\delta = 0.408 d \quad (44)$$

Bei einer Auflösung des Gitters von $d = 5$ m erhält man also eine horizontale Ungenauigkeit $\delta_{xy} = 2$ m. Dazu kommt dann noch die Ungenauigkeit in der horizontalen Position der Masten und der Leiter. Mit Angaben von den Leitungsbetreibern kann man diese auf eine Genauigkeit von ± 0.5 m oder besser bestimmen. Die gesamte horizontale Ungenauigkeit wäre dann

$$\delta_{xy} = \sqrt{2^2 + 0.5^2} \text{ m} \approx 2.1 \text{ m} \quad (45)$$

Dies gilt aber nur, wenn man „gute“ Mastkoordinaten zur Verfügung hat, wenn man die Mastkoordinaten nur mit der Genauigkeit der Landeskarte 1:25'000 kennt, so wäre die Ungenauigkeit deutlich grösser (3 - 8 m)!

Bei der Anwendung des Modells in einer Studie kommt zusätzlich die Unsicherheit in den Koordinaten des Berechnungspunkts hinzu. Wir verwenden dafür einen Wert $\Delta \approx 7$ m. Dann wird die Unsicherheit in den horizontalen Koordinaten für die Studie zu

$$\Delta_{xy} = \sqrt{\delta_{xy}^2 + \Delta^2} \approx 7.3 \text{ m} \quad (46)$$

Genauigkeit der vertikalen Koordinaten

Ein wesentlicher Beitrag zur Ungenauigkeit der vertikalen Koordinaten bzw. Abstände kommt aus der Durchhangsberechnung. Für die betrachtete Leitung beträgt der Durchhang bei einer Spannweite $a = 300$ m und einer Leitertemperatur von 10°C ca. $f = 10$ m (siehe Kap. 6.1.1). Wie in Kap. 3.2.2 diskutiert, ist $T \approx 10^\circ\text{C}$ (nur wenig über der mittleren Umgebungstemperatur) ein vernünftiger Wert für die mittlere Leitertemperatur, wenn die Ströme im Mittel deutlich kleiner sind als der thermische Grenzstrom. Bei einer Änderung der Leitertemperatur um $\pm 10^\circ\text{C}$ ändert sich der Durchhang für die betrachtete Leitung und $a = 300$ m um ca. ± 0.3 m.

Die typische Variation der Umgebungstemperatur im schweizerischen Mittelland beträgt über ein Jahr ca. $\pm 9^\circ\text{C}$ (Standardabweichung¹). Dadurch ergibt sich mit den obigen Zahlen also eine Variation $\delta_z(T_u)$ von ca. ± 0.3 m im Durchhang.

Beim Betrieb mit dem thermischen Grenzstrom erwärmen sich die Leiter um $+40^\circ\text{C}$. Als grobe Schätzung verwenden wir einen Wert von $\pm 10^\circ\text{C}$ als Standardabweichung für die Erwärmung des Leiters im Betrieb. Daraus erhält man nochmals eine Unsicherheit im Durchhang

1 Bestimmt aus der Varianz der Stundenmittelwerte der Temperatur für ein Jahr, aus Daten der NABEL-Stationen Bern und Payerne. Datenquelle: Nationales Beobachtungsnetz für Luftfremdstoffe NABEL: http://www.bafu.admin.ch/luft/luftbelastung/blick_zurueck/datenabfrage/index.html

von $\delta_z(T_L) \approx \pm 0.3$ m.

Für die Genauigkeit der Höhen der Aufhängepunkte der Leiter an den Masten nehmen wir an, dass diese auf besser als etwa $\delta_z(h) = 0.5$ m bestimmt werden können.

Ein anderer wesentlicher Beitrag zur Ungenauigkeit der z-Koordinaten kommt aus dem numerischen Höhenmodell. Für das digitale Höhenmodell DHM25 der Swisstopo beträgt die mittlere Abweichung im Flachland und Jura¹ ca. $\delta_z(DHM25) = 1.5$ m.

Die gesamte Unsicherheit in den vertikalen Koordinaten beträgt also

$$\delta_z = \left(\delta_z(T_u)^2 + \delta_z(T_L)^2 + \delta_z(h)^2 + \delta_z(DHM25)^2 \right)^{1/2} \quad (47)$$

Mit den oben angegebenen Werten ergibt dies

$$\delta_z = 1.6 \text{ m} \quad (48)$$

Nimmt man nur den Fehler aus dem Berechnungsmodell selbst, also ohne den Fehler des DHM25, so beträgt dieser noch

$$\delta_z' = 0.7 \text{ m} \quad (49)$$

Verwendbar wäre dieser Wert dort, wo der Fehler des DHM sich nicht auswirkt, z.B. in ebenem Gelände.

Bei der Anwendung des Modells in einer Studie ist ein zusätzlicher Parameter die Höhe der Wohnung bzw. des Aufenthaltsorts eines Studienteilnehmers über Boden. Bei Verwendung von aus einer Adresse geocodierten Koordinaten ist diese Höhe schwierig zu bestimmen. Wir verwenden für die Unsicherheit einen Wert $\Delta_h \approx 3$ m. Daraus erhält man dann für die Studie

$$\Delta_z = \sqrt{\delta_z^2 + \Delta_h^2} \approx 3.4 \text{ m} \quad (50)$$

als Unsicherheit der vertikalen Koordinaten. Unter ungünstigen Umständen könnte diese Unsicherheit allerdings noch viel höher sein und z.B. bei einem Haus direkt unter einer Leitung bis zur halben Höhe des Hauses betragen.

Genauigkeit der Stromstärken

Eine Ungenauigkeit in den Stromstärken ergibt sich aus der Art der Bildung der Mittelwerte mit den k-Means-Clustern. Diese Ungenauigkeit lässt sich im Prinzip aus der Varianz der Cluster berechnen. Durch Verwendung einer genügend grossen Anzahl von Clustern lässt sich diese Ungenauigkeit beliebig verkleinern. Wenn man an Stelle der Cluster die Stundenmittelwerte verwendet, so verschwindet sie. Mit einer genügend grossen Anzahl von Clustern lässt sich diese Unsicherheit auf ca. 2% beschränken, wie in Kap. 6.2.2 gezeigt wird.

Die Stundenmittelwerte der Ströme selbst haben natürlich auch eine Ungenauigkeit. Wir gehen hier aber davon aus, dass die Messungen der Stundenmittelwerte von Strom und Spannung so präzise sind, dass diese auf die Genauigkeit des Modells keinen Einfluss haben.

1 Gemäss den Angaben zum DHM25 auf www.swisstopo.ch

Geometriefaktoren

In das vereinfachte Abstandsgesetz $B \propto 1/r^2$ geht auch der gegenseitige Abstand der Leiterseile d in den Geometriefaktor ein. Für eine typische 220 kV Leitung mit tonnenförmigem Mastbild beträgt der Geometriefaktor für einen einzelnen Leitungsstrang $G_l = 10.2$ m [Joss, 2000]. Mit guten Daten sollte es möglich sein, diesen Abstand mit einem Fehler von besser als $\delta_d \approx 0.2$ m zu kennen, woraus ein Beitrag zur relativen Ungenauigkeit des Magnetfeldes von $\delta B/B = \delta_d/G_l \approx 2\%$ resultiert. Wenn man die Mastgeometrie auf ± 0.5 m kennt, dann erhält man daraus Fehler von $\delta_d/G_l \approx 5\%$.

Beim Abstandsgesetz $B \propto 1/r^3$ geht zusätzlich auch der Abstand D zwischen den beiden Leitungssträngen in den Geometriefaktor ein. Für die betrachtete Leitung beträgt er ca. $D = 11$ m. Mit den obigen Werten für die Genauigkeit der Mastgeometrie resultiert daraus ein zusätzlicher Fehler im Magnetfeld von $\delta B/B = \delta_D/D \approx 2\%$, wenn man die Mastgeometrie sehr gut kennt (± 0.2 m), und $\delta_D/D \approx 5\%$ wenn man sie auf einen halben Meter genau kennt.

Beispiele

Beispiel 1: Direkt unter der Leitung

Wir betrachten eine typische 220 kV Leitung. Das geometrische Zentrum der Leiterseile befindet sich in $h' = 15$ m über dem Boden (Minimalabstand des untersten Leiters 9.7 m gem. LeV, und Geometrie ähnlich wie in Abbildung 8), folglich um $h = 14$ m oberhalb des Berechnungspunkts, welcher sich in 1 m Höhe über Grund befindet. Für die Berechnung der Feldstärke gilt direkt unter der Leitung näherungsweise ein Abstandsgesetz mit einer Abhängigkeit irgendwo zwischen $B \sim 1/r$ und $B \sim 1/r^2$.

Wir betrachten zuerst den Einfluss der horizontalen Ungenauigkeit δ_{xy} . Direkt unter der Leitung stehen h und δ_{xy} senkrecht aufeinander, $r = \sqrt{h^2 + \delta_{xy}^2}$. Für ein $1/r$ -Gesetz erhält man dann

$$r = \sqrt{h^2 + \delta_{xy}^2} \approx h(1 \pm \delta_{xy}^2 / (2h^2)) \quad (51)$$

oder eine relative Ungenauigkeit des Modells

$$\frac{\delta B_M}{B} = \frac{\delta r}{r} \approx \frac{\delta_{xy}^2}{2h^2} \quad (52)$$

Mit $\delta_{xy} = 2.1$ m und $h = 14$ m ergibt dies eine relative Ungenauigkeit von 1%. Bei einem Abstandsgesetz $\sim 1/r^2$ würde sich diese Ungenauigkeit verdoppeln

$$\frac{\delta B_M}{B} = 2 \frac{\delta r}{r} \approx \frac{\delta_{xy}^2}{h^2}, \quad (53)$$

sie betrüge aber immer noch bloss etwa 2%.

Stärkeren Einfluss haben hingegen Unsicherheiten in der Vertikaldistanz. Dann ist, für $B \sim 1/r$ unterhalb der Leitung $r \approx h \pm \delta_z$, und

$$\frac{\delta B_M}{B} = \frac{\delta r}{r} \approx \frac{\delta_z}{h} \quad (54)$$

Mit $\delta_z = 1.6$ m und $h = 14$ m ergibt dies eine relative Ungenauigkeit von 11%. Gilt unterhalb der Leitung ein Abstandsgesetz $B \sim 1/r^2$, so ist der relative Fehler mit $\delta B/B \approx 23\%$ sogar doppelt so gross.

Für die Anwendung des Modells in einer Studie sind die Ungenauigkeiten in den Koordinaten noch deutlich grösser. Mit $\Delta_{xy}=7.3$ m resultiert nun bereits aus der Unsicherheit der horizontalen Koordinaten ein Fehler in $\delta B_S/B$ von 14 % bis 27 % (analog zu Gl. (52) bzw. (53)), und aus der Unsicherheit der vertikalen Koordinaten ergeben sich, je nach dem zu verwendenden Abstandsgesetz mit $\Delta_z=3.4$ m Fehler $\delta B_S/B$ von 24 % bis 48 %.

Beispiel 2: Weiter weg von der Leitung

Als zweites Beispiel betrachten wir einen Punkt, der weiter weg ist von der Leitung, nämlich gerade da, wo die magnetische Flussdichte auf $1 \mu\text{T}$ abgesunken ist. Wir verwenden dazu die Formeln, Daten und Geometriefaktoren von [Joss 2000] für 220 kV und einen Strom von 25 % des thermischen Grenzstroms auf beiden Leitungssträngen, mit dem Mastbild von Abbildung 8. Wenn die Phasenbelegung optimiert ist, so erhält man näherungsweise ein Abstandsgesetz $B \sim 1/r^3$ mit der magnetischen Flussdichte von $1 \mu\text{T}$ bei $R=26.6$ m. Die Unsicherheit in der horizontalen Koordinate liefert hier den grössten Beitrag zur Unsicherheit in r , $r \approx R \pm \delta_{xy}$. Entsprechend ist

$$\frac{\delta B_M}{B} = 3 \frac{\delta r}{r} \approx 3 \frac{\delta_{xy}}{r}, \quad (55)$$

oder ca. 24 % in der magnetischen Flussdichte B (für $\delta_{xy}=2.1$ m). Bei 26.6 m ist allerdings das $1/r^3$ -Gesetz noch nicht voll gültig, es gilt dann, oder auch wenn die Phasenbelegung nicht optimal ist oder die Ströme nicht betragsmässig gleich sind, annähernd ein $B \sim 1/r^2$ -Gesetz. Damit erhält man, unter sonst gleichen Bedingungen, die magnetischen Flussdichte von $1 \mu\text{T}$ bei $R=39$ m, entsprechend

$$\frac{\delta B_M}{B} = 2 \frac{\delta r}{r} \approx 2 \frac{\delta_{xy}}{r} \quad (56)$$

oder ca. 11 % Unsicherheit in der magnetischen Flussdichte B .

Fehler in der Durchgangsberechnung bzw. solche in den vertikalen Koordinaten haben bei grossen seitlichen Distanzen deutlich weniger Einfluss als direkt unter der Leitung. Sie werden hier nicht weiter betrachtet.

Bei der Anwendung in einer Studie wirken sich dafür die grossen Unsicherheiten in den horizontalen Koordinaten umso stärker aus. Mit $\Delta_{xy}=7.6$ m erhält man für das kubische Abstandsgesetz analog zu Gl. (55) $\delta B_S/B=82\%$ und mit dem quadratischen Abstandsgesetz immer noch $\delta B_S/B=19\%$ (analog zu Gl. (56)). Im ungünstigsten Fall erhält man also in einer Studie nur noch die Grössenordnung der magnetischen Flussdichte korrekt.

Korridorbreiten

Besser ist die Situation dann, wenn für eine Studie nicht der Wert der magnetischen Flussdichte selbst, sondern die Breite L eines Leitungskorridors interessiert. Bei einem quadratischen Abstandsgesetz gilt dann für die Breite eines Leitungskorridors

$$L \propto \sqrt{GI}, \quad (57)$$

wo G der Geometriefaktor und I der Strom ist [Joss, 2000]. Es ist dann

$$\left(\frac{\delta L}{L}\right)^2 = \left(\frac{1}{2} \frac{\delta G}{G}\right)^2 + \left(\frac{1}{2} \frac{\delta I}{I}\right)^2 \quad (58)$$

Mit 0.5 m Präzision für die Abstände der Leiter erhält man (siehe S. 32) $\delta G/G \approx 5\%$, und mit einer genügend grossen Anzahl Cluster für die Strom-Mittelwerte kann man ebenfalls $\delta I/I \approx 5\%$ erreichen. Damit erhält man die Korridorbreiten mit einer Präzision von

$\delta L/L \approx 3.5\%$. Auch mit einem kubischen Abstandsgesetz kommt man zu einem sehr ähnlichen Wert. Die Breite der Korridore ist also (mit guten Daten) sehr präzise bestimmbar.

Nach der in Kap. 1.1 zitierten Einschätzung der IARC könnten mögliche Risiken ab magnetischen Flussdichten von $0.4 \mu\text{T}$ auftreten, und [Huss et al. 2008] unterscheiden Distanzen von grösser oder kleiner als 50 m. Analog zu den oben berechneten Korridorbreiten für $B = 1 \mu\text{T}$ lassen sich aus den Daten und Geometriefaktoren von [Joss 2000] auch Korridorbreiten für $B = 0.4 \mu\text{T}$ berechnen. Wir verwenden für L den Abstand von der Leitungssachse zum Rand des Korridors. Man erhält $L = 61 \text{ m}$ für das quadratische bzw. $L = 36 \text{ m}$ für das kubische Abstandsgesetz.

Im Vergleich mit Korridorbreiten ($2L$) von 72 bis 122 m ist dann die Unsicherheit der Koordinaten von $\Delta_{xy} = 7.6 \text{ m}$ nicht mehr so dramatisch und liegt im Bereich

$$\frac{\Delta_{xy}}{2L} = 6 \dots 11\% \quad (59)$$

Die Fehler des eigentlichen Berechnungsmodells (δB_M) sind deutlich kleiner als die Fehler einer Anwendung (δB_S) welche mit ungenauen Koordinaten aus geocodierten Adressen operieren muss. Sie liegen im Bereich $\delta B_M/B \approx 11 \dots 25\%$. Für Punkte unterhalb der Leitung kommen die grössten Beiträge zum Fehler der berechneten mittleren magnetischen Flussdichte des Modells δB_M aus Fehlern im numerischen Höhenmodell und in der Durchgangsberechnung, bei grösseren seitlichen Abständen dominieren Fehler auf Grund der endlichen Auflösung des Berechnungsgitters. Für die Fehler δB_S bei der Anwendung in einer Studie mit aus Adressen von Studienteilnehmern abgeleiteten Koordinaten dominieren die Fehler in den geocodierten Koordinaten.

Die grössten Fehler (absolut und relativ) findet man an Punkten nahe der Leitung, und am grössten sind die Unsicherheiten, wenn sich direkt unterhalb der Leitung auch noch hohe Gebäude befinden. Die Unsicherheit beim Vorhandensein von Gebäuden kommt dabei nicht daher, dass die Berechnung von Magnetfeldern in Gebäuden komplizierter wäre als ausserhalb, sondern rein daher, dass die geocodierten Adressen keine Aussage über die z-Koordinate erlauben.

4.2.3 Abweichungen von der idealen Symmetrie des Stromsystems

In einem ideal symmetrischen Drehstromsystem sind die Ströme in allen drei Phasen betragsmässig gleich und je um exakt 120° gegeneinander verschoben, und die Summe der drei Phasenströme ist zu jedem Zeitpunkt exakt Null. Im Höchstspannungsnetz ist dies zwar eine gute Näherung, aber in Wirklichkeit sind die Ströme nie exakt gleich, und damit kompensieren sich auch die Magnetfelder der Leiter weniger gut als im symmetrischen Idealfall. Die Phasenleiter sind bezüglich der Erde und des Erdseils nicht symmetrisch angeordnet, deshalb ist ihre Induktivität verschieden, und deshalb sind die Ströme nicht exakt gleich und die Phasenwinkel nicht exakt 120° . Der resultierende Summenstrom fliesst dann über das Erdreich und über das Erdseil zurück. Dieser Summenstrom beträgt einige Prozent des Stroms in den Phasenleitern. Sein Beitrag zum Magnetfeld ist nahe der Leitung vernachlässigbar, fällt aber weniger schnell ab als das Feld für das symmetrische System, und für grosse Distanzen, bei entsprechend kleinen Feldstärken, wird der Beitrag des Summenstroms dominant.

Ein gut illustriertes Beispiel zum Magnetfeld von Leitungen im realen Betrieb findet sich auf der Internetseite des British National Grid (www.emfs.info, Stichworte „Overhead power lines – factors affecting the field – balance within circuit“). In diesem Beispiel wird der Summenstrom bei Flussdichten unterhalb von 100 nT relevant. Die Flussdichten in diesem Beispiel sind dabei etwa vergleichbar mit denen der im vorliegenden Pilotprojekt betrachteten Leitung.

Solange man sich also für Flussdichten höher als etwa 100 nT interessiert, ist die Berechnung für das symmetrische Stromsystem genau genug. Wenn auch sehr kleine Beiträge noch modelliert werden sollen, so müssen die in der Erde und im Erdseil induzierten Ströme mitberücksichtigt werden. Diese lassen sich im Prinzip aus der geometrischen Anordnung der Leiter berechnen, eine solch detaillierte Modellierung wäre aber über den Rahmen dieses Pilotprojekts hinausgegangen.

4.3 Datenspeicherung und Datenzugriff

Immissionskataster für grössere Flächen führen, je nach Auflösung, schnell zu grossen Datenmengen. Bei einem Immissionskataster für die ganze Schweiz wären das bei 5 m Auflösung $40'000 \times 200^2 = 1.6 \times 10^9$ Datenpunkte. Allerdings unterscheiden sich die magnetischen Flussdichten nur in relativ engen Leitungskorridoren wesentlich von Null. Bei 7000 km Leitungen und Korridoren von 500 m Breite wären das aber immer noch etwa 1.4×10^8 Datenpunkte. Bei solchen Datenmengen ist es wichtig, dass diese in einem geeigneten Format abgespeichert werden, und dass Methoden existieren, mit denen man effizient auf die Daten zugreifen kann.

Für die Berechnung eines Katasters für epidemiologische Zwecke kann man im Prinzip auf zwei Arten vorgehen: (1) Man berechnet die Felder von Fall zu Fall für jeden Studienteilnehmer/Patienten und erhält eine magnetische Flussdichte für jedes Koordinatenpaar, oder (2) man berechnet die Flussdichten auf einem festen Gitter und berechnet die Werte für alle Studienteilnehmer/Patienten aus den Werten in diesem Gitter. Der erste Fall ist insofern günstiger, als selbst bei einer Kohorte aus allen Bewohnern der Schweiz „nur“ 7 Millionen Punkte zu berechnen sind, was wenig ist im Vergleich mit dem Rechenaufwand für ein Gitter von 5 m Auflösung (s.oben). Der Nachteil ist aber, dass sich ein solches Modell schlecht archivieren lässt: Es müssen dann nicht nur alle Eingabedaten, sondern auch die Software des Berechnungsmodells archiviert werden, und um später auch nur einen weiteren Punkt zu rechnen, muss eine Informatikumgebung und das Knowhow vorhanden sein, um eine neue Berechnung durchzuführen. Im zweiten Fall ist zwar der Aufwand für die Berechnung grösser, aber anschliessend lassen sich die Resultate als Dateien archivieren und man kann sie auch für weitere Studien ohne Mehraufwand benutzen, vorausgesetzt bloss, dass das Datenformat noch lesbar ist.

Für einen Immissionskataster von niederfrequenten Magnetfeldern schlagen wir deshalb das folgende Vorgehen vor:

- Die magnetischen Flussdichten werden auf einem flächendeckenden Gitter von z.B. 5 m Auflösung berechnet. Das Gitter kann für die Berechnung in ein Mosaik aus kleineren Teilen aufgeteilt werden.
- Zweckmässigerweise sollte die Berechnungssoftware Punkte innerhalb der Leitungskorridore erkennen und nur diese berechnen.
- Die Resultate werden in einem geeigneten kompakten und robusten Format abgespeichert. Kompakt heisst dabei, dass die Dateien nicht unnötig gross sein sollen, robust heisst, dass das Format einfach lesbar sein soll. Ein Beispiel eines solchen Formats ist das ArcInfo-ASCII-Format, denn es ist einfach, kompakt und gut dokumentiert.
- Für die Archivierung werden die Dateien zweckmässigerweise komprimiert. Dabei sollte ein Format verwendet werden, welches auch in Zukunft noch gelesen werden kann. Am ehesten geeignet scheint dafür das .zip- oder .gzip-Format.
- Für den effizienten Zugriff auf die Daten ist am ehesten ein Geographisches Informationssystem (GIS) geeignet. Dieses muss Rasterdaten effizient verwalten können, es muss die Daten komprimieren und effizient auf die komprimierten Daten zugreifen können. Dafür geeignet scheinen z.B. ArcView (mit der Erweiterung *Spatial Analyst*) oder GRASS.

4.4 Berechnungen für frühere Jahre

Immissionskataster für epidemiologische Studien sollten nicht nur den heutigen Zustand, sondern z.B. auch den Immissionszustand von vor 5 oder vor 10 Jahren abbilden können. Ein solches Modell für frühere Jahre lässt sich nur berechnen, wenn dazu auch die nötigen Daten beschafft werden können.

Das schweizerische Höchstspannungsnetz ist über einen Zeitraum von Jahrzehnten gebaut worden. Inbetriebnahmen von neuen Leitungen (und Stilllegungen von alten) sind gut dokumentiert (z.B. beim ESTI, sicher auch bei den Betreibern).

Für die Leitungen der BKW sind die Lastflussdaten ab 2001 als Stundenmittelwerte elektronisch abgespeichert. Etwas Ähnliches gilt wahrscheinlich auch für die anderen Überlandwerke. Lastflussdaten für die Jahre ab 2000 könnten möglicherweise bei Swissgrid vorhanden sein (ETTRANS, der Vorläufer von Swissgrid, hat 2000 den Betrieb aufgenommen und wurde 2006 in Swissgrid umgewandelt). Auf eine entsprechende Frage an Swissgrid ist allerdings bis zur Niederschrift dieses Berichts noch keine Antwort eingetroffen.

Für Daten von vor 2001 ist die Datenlage eher schwierig. Allenfalls wäre es möglich, Lastflussdaten anhand der Elektrizitätsstatistik zurück zu extrapolieren. Dies ist aber problematisch, weil seit der Liberalisierung des Strommarkts in der EU, mit der EU-Richtlinie von 1996 und deren Inkrafttreten 1999, der Stromhandel und Stromtransit auch in der Schweiz massiv zugenommen haben. So haben sich sowohl die Einfuhr wie auch die Ausfuhr von Elektrizität seit 1980 mehr als verdoppelt, mit 50 TWh bzw. 51 TWh lagen sie 2008 je bei einem Wert von fast 80 % der schweizerischen Netto-Stromerzeugung (64 TWh) [VSE, 2009]. Während man möglicherweise die Lastflüsse für den Verbrauch im Inland einigermaßen gut mit den Verbrauchszahlen zurück extrapolieren könnte, scheint dies für die Lastflüsse im Stromimport, -export und -transit schon schwieriger. Insbesondere müsste man auch noch eine Methode finden, um die Lastflüsse und die Übertragungsleitungen nach ihren Anteilen am Inland- und Auslandsgeschäft zu differenzieren.

5 Vereinfachungen

In den vorangegangenen Kapiteln ist gezeigt worden, welche Daten für die Bestimmung einer mittleren magnetischen Flussdichte benötigt werden und wie man daraus einen Immissionskataster berechnen kann. Will man einen Immissionskataster für mehr als nur eine einzelne Leitung, wie in diesem Pilotprojekt, so ist die Datenmenge, welche zumeist von den Leitungsbetreibern erfragt werden muss, sehr gross und dasselbe gilt für das Erstellen des Modells und das Berechnen des Katasters.

Man kann sich deshalb fragen, ob es nicht Möglichkeiten gäbe, mit vereinfachenden Annahmen ein viel einfacheres Modell zu erstellen. Huss et al. (2008) haben als Mass für die Exposition mit Magnetfeldern das wohl einfachste mögliche Modell, die Distanz von der nächsten Höchstspannungsleitung, verwendet. Dafür genügt bereits die Kenntnis der Leitertrassen in 2D, um das Modell zu beschreiben. Von da zu einem Modell, welches die Koordinaten jedes einzelnen Aufhängepunkts an ca. 10'000 Masten benötigt, inklusive Phasenbelegung, Durchhang und Stundenmittel aller Lastflüsse für mehrere hundert Leitungsabschnitte, ist es ein sehr grosser Schritt.

Ein vereinfachtes Modell könnte man sich etwa folgendermassen vorstellen:

1. Man verwendet ein einfaches Abstandsgesetz, mit einem „mittleren“ Mastbild und einer „mittleren“ Phasenbelegung in Abhängigkeit von der Spannungsebene.
2. Man approximiert die Lastflüsse bzw. Ströme mit „mittleren“ Werten.
3. Man vernachlässigt den Durchhang oder approximiert ihn durch einfache Annahmen.
4. Man approximiert die Höhe der Leitung über Boden mit „mittleren“ Werten.

Damit hätte man ein Modell, welches die wichtigsten Daten der Hochspannungsleitungen, jeweils in Abhängigkeit von der Spannungsebene, berücksichtigt.

Zu (1): Einfache Abstandsgesetze kann man im Prinzip erhalten, jedenfalls für einsträngige Leitungen (der nächste Abschnitt beschäftigt sich eingehender damit). Man benötigt dafür den Abstand, einen Geometriefaktor (ein mittlerer Abstand zwischen den Leitern eines Strangs) und den Strom (aus Punkt 2). Geometriefaktoren für gängige Mastbilder findet man z.B. in [Joss, 2000]. Die mittleren Abstände richten sich dabei je nach Spannungsebene nach den für diese Spannung notwendigen Minimalabständen gemäss LeV. Eine mögliche Fehlerquelle dabei ist die, dass u.U. eine Leitung für eine höhere als die verwendete Spannungsebene isoliert ist und folglich einen grösseren Geometriefaktor hat.

Zu (2): Aus einer Analyse der Lastflüsse sollte es möglich sein, „mittlere“ Ströme in Abhängigkeit von der Spannungsebene und dem thermischen Grenzstrom zu bestimmen, eventuell noch in Abhängigkeit von weiteren Parametern (z.B. ob es sich um eine Transitleitung handelt oder nicht).

Zu (3): Der Durchhang ist am relevantesten für Punkte direkt unterhalb der Leitung. In grösserem Abstand von der Leitung kann er vernachlässigt werden.

Zu (4): Als mittlere Höhe über Boden könnte man etwa eine Höhe in Abhängigkeit vom minimalen Bodenabstand gemäss LeV (z.B. Minimalabstand + ein „Zuschlag“) bzw. aus Mittelwerten für typische Leitungen verwenden. Fehler in der mittleren Höhe wirken sich am stärksten für Punkte direkt unterhalb der Leitung aus, für grössere Abstände werden sie weniger wichtig.

Bei all diesen Approximationen ist klar, dass man umso grössere Fehler erhält, je stärker man approximiert.

5.1 Abstandsgesetz für ein- und zweisträngige Leitungen

Für einsträngige Leitungen gilt, für Abstände von der Leitung, welche gross sind gegenüber den Abständen zwischen den Leitern, in der Näherung für unendlich lange, gerade Leiter, das Abstandsgesetz

$$B = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{I g}{r^2} \quad (60)$$

g ist der Geometriefaktor und hat die Dimension einer Länge. Er entspricht einem „mittleren Abstand“ zwischen den Leitern. Werte von g für typische Mastbilder findet man in [Joss 2000].

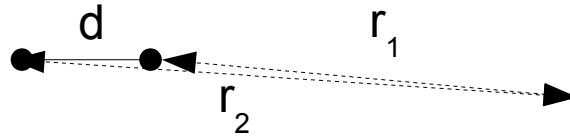


Abbildung 12: Schematische Darstellung von zwei Strängen im Abstand d

Bei zwei Leitungssträngen im Abstand d , mit Strömen I_1, I_2 gilt für die ungünstigste Phasenbelegung und grosse Abstände $r_1, r_2 \gg d$ näherungsweise

$$B = \frac{\mu_0 g}{2\pi} \left(\frac{I_1}{r_1^2} + \frac{I_2}{r_2^2} \right) \quad (61)$$

Bei einer phasenoptimierten Anordnung mit gleichen Strömen I und punktsymmetrischer Anordnung der Phasenleiter erhält man

$$B = \frac{\mu_0 g}{2\pi} \left(\frac{I}{r_1^2} - \frac{I}{r_2^2} \right) \quad (62)$$

Für grosse (gegenüber d), ungefähr horizontale Abstände r_1, r_2 gilt in erster Näherung

$$r_1 \approx r - d/2 \quad (63)$$

$$\frac{1}{r_1^2} \approx \frac{1}{r^2} \left(1 + \frac{d}{r} + \dots \right) \quad (64)$$

und analog für r_2

$$\frac{1}{r_2^2} \approx \frac{1}{r^2} \left(1 - \frac{d}{r} + \dots \right) \quad (65)$$

mit dem Abstand r vom Schwerpunkt der beiden Stränge, und somit

$$B \approx \frac{\mu_0 I g}{2\pi} \frac{2d}{r^3} = b \frac{2d}{r} \quad (66)$$

wo b der Wert für einen einzelnen Strang nach (60) ist. Für 2 Stränge mit optimierten Phasen und gleichem Strom erhält man also ein $1/r^3$ -Abstandsgesetz, d.h. ein Magnetfeld, welches für grosse Abstände viel rascher verschwindet als für einen einzelnen Strang mit einem $1/r^2$ -Gesetz.

Es existieren mehr als nur die oben betrachteten zwei Möglichkeiten für die Phasenbelegung [Joss, 2000]. Insgesamt gibt es für zwei Stränge mit je drei Phasenleitern 36 mögliche Anordnungen. Davon sind aber je 6 bezüglich des Magnetfeldes äquivalent (die resultierenden Magnetfelder unterscheiden sich nur in der Phase), es bleiben also 6 unterschiedliche Konfigurationen. Man erhält die relevanten Anordnungen, wenn man die Phasenbelegung auf dem einen Strang konstant lässt und alle Möglichkeiten für den zweiten Strang betrachtet, wie in Abbildung 13 gezeigt. Die äquivalenten Konfigurationen für jede Gruppe erhält man dann aus den Permutationen von R, S und T.

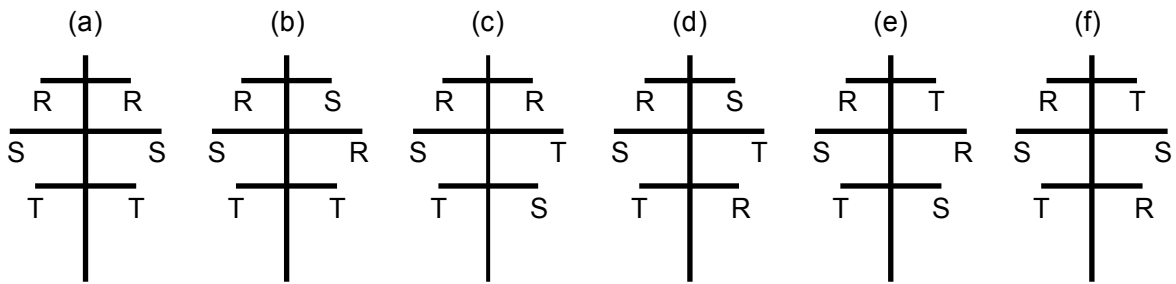


Abbildung 13: Mögliche unterschiedliche Konfigurationen für ein Tonnenmastbild mit zwei Dreiphasen-Leitersträngen. Die Phasenbelegung auf dem linken Strang ist in allen Fällen gleich.

Bei gleichen Strömen auf beiden Leitersträngen und gleichsinnigen Lastflussrichtungen ist Konfiguration (a) in Abbildung 13 die ungünstigste und Konfiguration (f) die optimale. Diese beiden Konfigurationen unterscheiden sich durch ihre Symmetrie: (a) ist spiegelsymmetrisch, während (e) zentralsymmetrisch ist. Die Konfigurationen (b) bis (e) entsprechen intermediären Phasenbelegungen. Bei grossen Abständen von der Leitungsachse findet man für die Magnetfeldstärken der intermediären Phasenbelegungen Werte zwischen denen für die optimale und die ungünstigste Phasenbelegung (Abbildung 14). Bei gleichem Strom auf beiden Leitersträngen ist das Abstandsgesetz für grosse Distanzen $B \propto 1/r^3$ für die optimale Phasenbelegung und $B \propto 1/r^2$ für die übrigen Phasenbelegungen (a) bis (e).

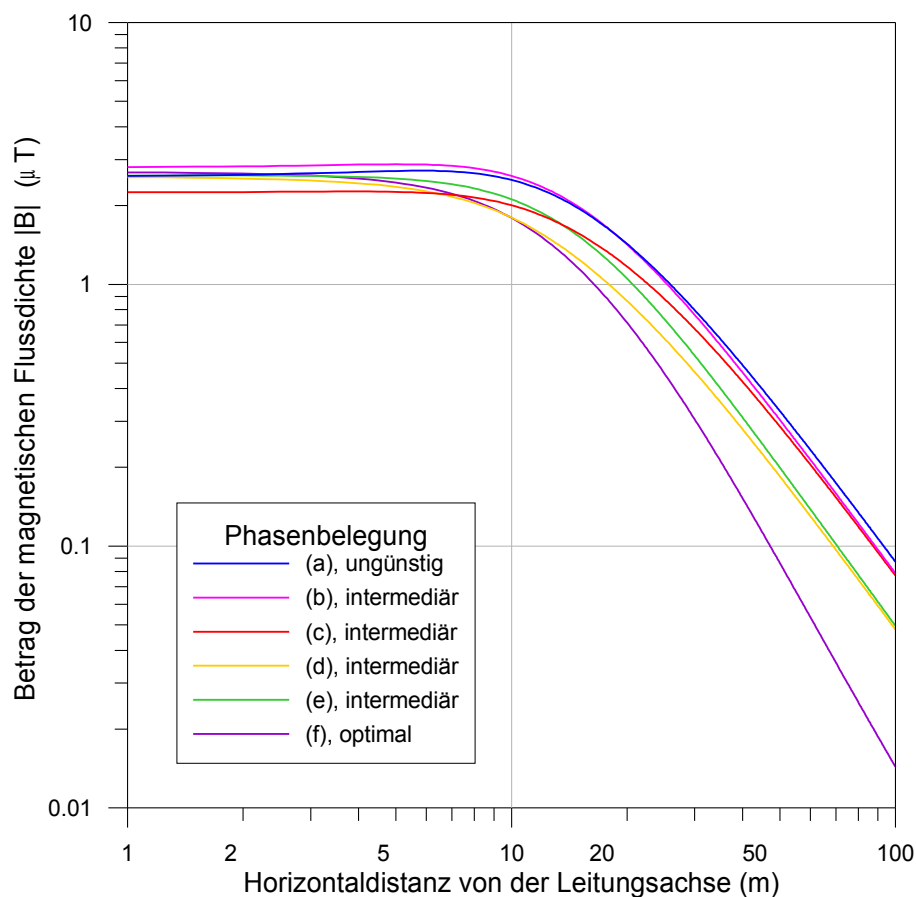


Abbildung 14: Querprofil der magnetischen Flussdichte für verschiedene Phasenbelegungen. Gleiche Ströme (225 A) und Lastflussrichtungen auf beiden Leitersträngen, Mastbild wie in Abbildung 8, Bezeichnung der Konfigurationen wie in Abbildung 13. Berechnung in 2D für unendlich lange, gerade Leiter, für die Höhe 10 m unter dem untersten Phasenleiter.

Wir unterscheiden nun die folgenden Fälle:

Fall a) Zwei Stränge, gleicher Strom, Phasenbelegung optimiert, wie (66):

$$B_a = b \frac{2d}{r} \quad (67)$$

Fall b) Ebenfalls gleiche Ströme, aber ungünstigste Phasenbelegung.

Dann addieren sich die Magnetfelder der beiden Stränge

$$B_b = 2b = \frac{r}{d} B_a \quad (68)$$

Im Abstand $r=5d$ wäre also das Feld im nicht optimierten Fall um den Faktor 5 höher als im optimierten Fall¹. Für $d \approx 10$ m (für 220 kV) wäre dies bei einem Abstand $r \approx 50$ m der Fall.

Fall c) Die Phasenbelegung sei optimiert, aber die Ströme nicht exakt gleich, $I_2 = 1.1 I_1$:

$$B_c = B_a + 0.1b = B_a \left(1 + \frac{r}{20d} \right) \quad (69)$$

Im Abstand $r=5d$ erzeugt also eine Asymmetrie von 10 % in den Strömen ein um 25 % höheres Feld als bei exakt gleichen Strömen.

Fall d) Die Phasenbelegung sei während 90 % der Zeit exakt optimiert, aber während 10 % der Zeit sei der Strom auf einem der Stränge Null: Dann gilt im zeitlichen Mittel

$$B_d = 0.9B_a + 0.1b = B_a \left(0.9 + \frac{r}{20d} \right) \quad (70)$$

Für $r=5d$ gibt dies eine Erhöhung um 15 %, also ebenfalls stärker als die zeitliche Asymmetrie.

Die Beispiele a) bis d) zeigen, dass es für zweisträngige Leitungen schwierig ist, ein einfaches Abstandsgesetz anzugeben. Je nachdem, ob die Phasenbelegungen optimiert sind und wie genau sich die Ströme tatsächlich kompensieren, ändert der Exponent im Abstandsgesetz und können kleine Asymmetrien in den Strömen relativ grosse (relative) Änderungen der Feldstärke erzeugen.

Um das Abstandsgesetz festzulegen, braucht man dann doch wieder Angaben über die Geometrie, Höhe und Phasenbelegung der Masten und für die Kenntnis der Symmetrie oder Asymmetrie der Ströme eine Analyse der Lastflussdaten. Von den Eingangs des Kapitels aufgelisteten möglichen Vereinfachungen bleibt dann allenfalls noch diejenige für den Durchhang.

5.2 Leitungskorridore

Eine mögliche starke Vereinfachung wäre die, dass man, wie in der Studie von Huss et al. (2008) Leitungskorridore modelliert, aber nicht mehr mit einer konstanten Breite, sondern mit einer Breite in Abhängigkeit der Spannungsebene und möglicherweise noch weiteren Parametern der Leitung (z.B. dem mittleren Lastfluss). Verwendet man ein Standardmastbild und einen typischen Strom, so kann man mit einer zweidimensionalen Berechnung versuchen, für eine gegebene Schwellen-Feldstärke die Breite des Leitungskorridors abzuschätzen.

¹ für die intermediären Phasenbelegungen wäre der Faktor kleiner als 5, aber deutlich grösser als 1.

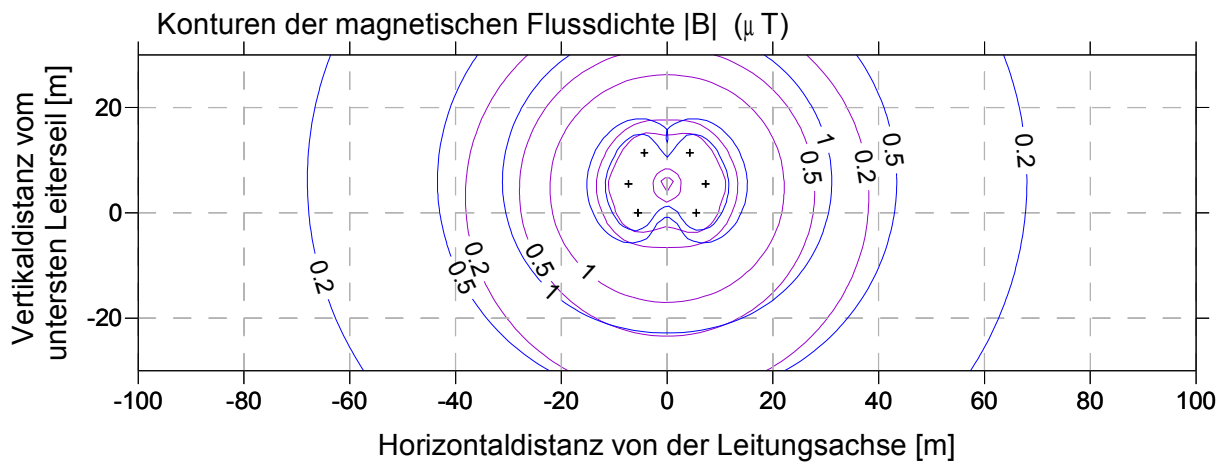


Abbildung 15: Konturplot der magnetischen Flussdichte für einen Standardmast einer 220 kV-Leitung. Violett: Optimierte Phasenbelegung, blau: ungünstigste Phasenbelegung.

Die Abbildung 15 zeigt Konturen der magnetischen Flussdichte für eine 220 kV Leitung mit zwei Strängen und dem Strom von je 225 A. Modelliert wurde für eine Standardgeometrie (Mastbild aus Abbildung 8, aber mit einfachen Leiterseilen an Stelle von Zweierbündeln), je für optimierte (violett) und ungünstigste (blau) Phasenbelegung. Der Strom entspricht einem Viertel des thermischen Grenzstroms der Leitung Mühleberg-Bickigen (siehe Kap. 6).

Wir betrachten zuerst die nicht-optimierte Phasenbelegung. Wir bestimmen nun, willkürlich, die halbe Breite d des Leitungskorridors aus dem Abstand der Kontur für $0.2 \mu\text{T}$ auf einer Höhe von $z = -10$ m (10 m unterhalb des untersten Leiterseils) und erhalten $d = 67$ m. Bei $z = -20$ m wären es $d = 64$ m. Betrachtet man die optimierte Phasenbelegung, so erhält man, wieder für die Kontur $0.2 \mu\text{T}$, das Resultat $d = 37$ m ($z = -10$ m) bzw. $d = 29$ m ($z = -20$ m). Je nachdem, ob die Phasenbelegung optimiert ist oder nicht, erhält man also Korridore, die sich in der Breite um einen Faktor 2 unterscheiden. Auch für einen anderen Schwellenwert, z.B. $0.5 \mu\text{T}$ kommt man zu einem ähnlich grossen Unterschied. Zu dieser Unsicherheit hinzu käme dann noch die Unsicherheit in der Abschätzung der Stromstärke und der Höhe der Leitung über Grund.

Auch die Abschätzung der Breite von Leitungskorridoren führt also zu einer erheblichen Unsicherheit, wenn man nicht über genügend detaillierte Daten verfügt.

Das hier betrachtete Beispiel zeigt im übrigen auch, wie wichtig es ist, dass die Vorzeichen der Ströme in den beiden Strängen richtig berücksichtigt sind. Ein Vorzeichenfehler für den Strom in einem der beiden Stränge macht nämlich bei Leitungen mit Tonnenmastbild gerade den fast gleichen Unterschied wie ein Wechsel der Phasenbelegung, und die Fehler sind entsprechend gross. Die Korrektheit des Vorzeichens scheint eine triviale Anforderung, ist es aber nicht in jedem Fall, weil die Ströme möglicherweise an unterschiedlichen Stellen gemessen werden und dabei verschiedene Messmethoden und vor allem auch verschiedene Vorzeichenkonventionen verwendet werden können.

6 Modellierung für das Pilotprojekt

6.1 Leitungsdaten

Von der BKW wurden die folgenden Daten und Pläne für die Leitung Mühleberg-Bickigen zur Verfügung gestellt:

1. Längenprofile der Leitung im Massstab 1:1000 (grossformatige Pläne bis zu ca. 600 x 2800 mm). PDF.
2. Längenprofile der Leitung im Massstab 1:10'000 (Format 297 x 1890 mm). PDF.
3. Lastflussdaten: Stundenwerte (Stunde, Spannung, Wirkleistung, Blindleistung) für die Leitungsstränge Mühleberg-Bickigen und Mühleberg-Lindenholz. Excel-Datei.
4. Mastschema für die Masten 1c bis 97. Konstruktionszeichnungen im Format A3 (1 Blatt pro Mast), Massstab 1:200. PDF.
5. Phasenschema der Leitung Mühleberg-Ost – Bickigen – Lindenholz- Oftrigen – Laufenburg. Format A2. PDF.
6. Berechnung Seilstatik für das Erdseil. 3 S., A4. PDF
7. Durchhangtabellen. Für 5 Berechnungsspannweiten a^* von 290 bis 395 m. Format DIN A1. PDF.
8. Konstruktionszeichnungen der Abspann-Isolatorketten und der einfachen und doppelten Hänge-Isolatorketten im Massstab 1:5 . Format ca. DIN A1. PDF.
9. Situationspläne 1:25'000. Ausschnitte aus der Landeskarte mit eingezeichneter Leitung und Mastnummerierung. Format DIN A4 bzw. A3. Farbkopien und PDF.
10. Liste der Mastkoordinaten (Mast-Nr., x, y) für Mast 1c – 97 und 1B bis 10B (Bickigen). Excel.

Pläne auf Papier wurden bei der BKW als PDF eingescannt. Die Daten umfassen den Abschnitt der Leitung von Mast 1c (erster Mast nach dem Abspanngerüst in Mühleberg-Ost) bis Mast 97 (Verzweigung nach Lindenholz bzw. Bickigen, bei Niederösch, ca. 3 km vom Unterwerk Bickigen). Dieser Abschnitt wurde im folgenden auch modelliert. Nicht modelliert wurden dabei die erste Spannweite vom Umspannwerk Mühleberg-Ost über die Aare zu Mast 1c und die Leitungen ab der Verzweigung bei Mast 97.

Im Folgenden verwenden wir die Nummerierung in der obigen Liste für die Herkunftsangabe der Daten (z.B. [5] für das Phasenschema), und die von der BKW verwendeten Kurzbezeichnungen MUO-LIN (Mühleberg-Ost – Lindenholz) und MUO-BIK (Mühleberg-Ost – Bickigen) für die Bezeichnung der Leitungsstränge.

Sehr hilfreich bei der Erfassung der Daten war, dass bei der BKW Kopierer/Scanner zur Verfügung standen, mit denen auch grossformatige Pläne direkt in elektronische Dokumente eingescannt werden konnten.

6.1.1 Aufbereitung und Eingabe der Leitungsdaten

Mastschema

Bei der Sichtung der 97 Mastschemata in [4] konnten insgesamt 9 verschiedene Geometrien der Mastköpfe unterscheiden werden. Diese haben in den Plänen auch unterschiedliche Bezeichnungen, z.B.

AEs/33,
ST350/30,
T450/45

Dabei bezeichnet AE einen Abspann-Winkelmast, ST einen (Stütz-)Tragmast, T einen Tragmast. Die Zahl vor dem Schrägstrich ist die maximale Spannweite (z.B. 350 m für ST350)

und die Zahl nach dem Schrägstrich die Höhe des untersten Auslegers über Grund. Die Bezeichner enthalten zum Teil noch weitere Zusätze, z.B. „v“ oder „vv“ für verstärkte Masten oder „u“ für Masten mit ungleichen Füßen, welche für die Statik der Masten, aber nicht für die Berechnung der Magnetfelder von Bedeutung sind.

Von den neun verschiedenen Typen sind acht untereinander recht ähnlich und der häufigste Typ entspricht dem Mastbild für das EMF Standardprofil Nr. 1 aus [SEV/ESTI 1995], welches in Abbildung 16 nochmals abgebildet ist.

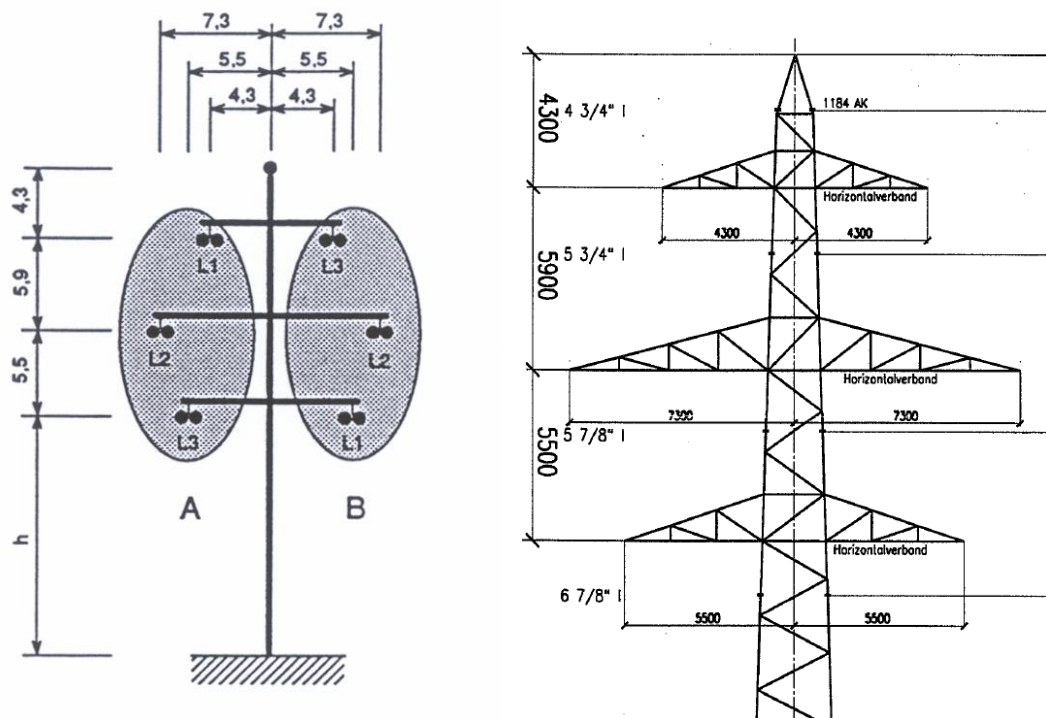


Abbildung 16: Mastbilder. Links der Mast für das EMF-Standardprofil Nr. 1 aus [[SEV/ESTI 1995], rechts ein Ausschnitt aus der Konstruktionszeichnung für den Mast-Typ ST350 (BKW [4]). Die Vermassung links bezieht sich auf die Leiterseile, die Vermassung rechts auf die Spitzen der Ausleger. Die Abstände sind in beiden Fällen identisch.

Phasenbelegung

Aus dem Phasenschema [5] geht hervor, dass die Phasenbelegung für die beiden Leiterstränge punktsymmetrisch ist (Abbildung 17).

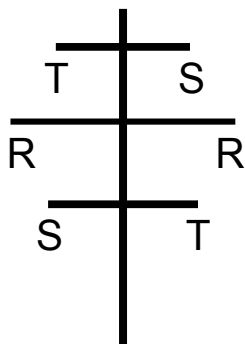


Abbildung 17: Phasenschema für die Leitung Mühleberg-Bickigen, gemäss [5].

Die Phasenbelegung ist äquivalent zu der in Abbildung 16 (links); die Phasen (L1, L2, L3) bzw. (R, S, T) sind zwar zyklisch permutiert, was zwar einen Einfluss auf die Phase, aber nicht auf die Stärke des resultierenden Magnetfeldes hat.

Die punktsymmetrische Phasenordnung ist für gleichsinnige Lastflussrichtungen optimiert.

Isolatorketten

Bei der Eingabe der Mastgeometrien ist die Unterscheidung zwischen Abspannmasten und Tragmasten relevant. Die Vermassung in den Konstruktionszeichnungen bezieht sich (logischerweise) nicht auf die Leiterseile (wie in Abbildung 16 links), sondern auf die Ausleger bzw. deren Spitzen (Abbildung 16 rechts). Die Leiterseile sind mit Abspann- oder Hänge-isolator-ketten an den Spitzen der Ausleger befestigt, wie in Abbildung 18 gezeigt.

Bei Abspannmasten geht die Verlängerung der Seilkurve sehr nahe am Aufhängepunkt vorbei (Abb. 18 links). Als Näherung für die Modellierung kann man deshalb die Seile in guter Näherung so betrachten, als gingen sie direkt durch den Aufhängepunkt. Dabei macht man einen kleinen Fehler in der Höhe – die Seile hängen in Wirklichkeit etwas tiefer – und man vernachlässigt auch das Stück Leiterseil (wenige Meter), welches zwischen den Enden der Isolatorketten durchhängt. Diese Vereinfachungen sind aber für die Genauigkeit der Berechnung nicht von Belang.

Bei Tragmasten geht die Seilkurve durch einen Punkt, der um die Länge der Isolatorkette vom Befestigungspunkt nach unten versetzt ist (Abb. 18 rechts). Bei Masten des Höchstspannungsnetzes sind dies jeweils mehrere Meter. Für Tragmasten ist es deshalb für die Modellierung wichtig zu wissen, welche Länge die Hängeisolatorketten haben.



Abbildung 18: Befestigung der Leiterseile am Abspannmast (links) und Tragmast (rechts).

Welche Art von Isolatorketten bei einem Mast verwendet werden, lässt sich im Prinzip aus der Bezeichnung ableiten (AE..., bzw. ST....). Es gibt aber auch kompliziertere Ausnahmen, wie in Abbildung 19 gezeigt. Dieser Mast hat sowohl Hängeketten (oben) wie auch Abspannketten (Mitte und unten). Der Mast hat aber eine Bezeichnung als Tragmast (Sth..), und alle anderen Masten von diesem Typ sind durchwegs mit Hängeketten ausgerüstet. Man braucht also zusätzlich zur Typenbezeichnung Angaben zur Art der Aufhängung, und diese finden sich in den Plänen der Längenprofile 1:10'000 (BKW Daten [2]).

Zusätzlich braucht man nun noch die Länge der Isolatorketten. Diese Daten finden sich in BKW-Daten [8]. Insgesamt werden in der Leitung Mühleberg-Bickigen je drei verschiedene Hängeisolatorketten bzw. Doppelketten verwendet, diese haben Längen von 2.5 bis 3.2 m. Die Zuordnung der Isolatorketten zu den einzelnen Masten und Aufhängepunkten ist relativ kompliziert, oft sind die Ketten für den linken und rechten Strang, oder für oben/Mitte/unten verschieden. Um diese Zuordnung korrekt machen zu können, wäre ein erheblicher Aufwand notwendig, und ebenso für die Eingabe der Mastgeometrien, bei denen sich dann deutlich mehr als nur 9 verschiedene Fälle ergeben würden. Zur Vereinfachung wurde deshalb eine einheitliche Länge von 2.8 m (der häufigste Typ) verwendet. Die Ungenauigkeit in der Höhe beträgt dadurch maximal ca. ± 40 cm (oder 15 % der Länge der Kette).



Abbildung 19: Mast mit doppelten Hängeketten an der oberen, und Abspannketten an der mittleren und unteren Traverse (Mast Nr. 44).

Mit diesen Angaben ist nun die Geometrie für jeden Mast-Typ bestimmt und kann in das Berechnungsmodell eingegeben werden (je 6 Koordinatenpaare ($\Delta x, \Delta z$) für die 6 Phasenleiter pro Masttyp).

Für das Einlesen der Leitungsdaten in das Modell wurde die Tabelle mit den Mastkoordinaten (BKW-Daten [10]) um je eine Spalte mit dem Masttyp und der Höhe des untersten Auslegers ergänzt, und diese Liste in das Modell eingelesen. Die z-Koordinate für jeden Mast (Fusspunkt) wurde aus dem digitalen Höhenmodell DHM25 interpoliert.

Für die Richtung der Ausleger (Azimut) wird in der Berechnung jeweils die Winkelhalbierende zwischen den Richtungen vom vorherigen bzw. zum nächsten Mast verwendet. Beim ersten und letzten Mast entsteht dabei ein Fehler, dort ist das Resultat aber sowieso nicht mehr korrekt, da ja der Beitrag vom Anfang bzw. der Fortsetzung der Leitung fehlt.

Damit enthält das Berechnungsmodell alle notwendigen Geometriedaten, bis auf den Leiterdurchhang.

Leiterdurchhang

Angaben zum Durchhang finden sich in den BKW-Daten [7], in Form von graphischen Darstellungen, aus denen für einen gegebenen Abspannabschnitt und gegebene Spannweite der Durchhang als Funktion der Temperatur herausgelesen werden kann. Die Grafiken sind für *ideelle Spannweiten*¹ von 290, 320, 340, 360 und 395 m. Aus den Grafiken lässt sich der Durchhang für eine angenommene durchschnittliche Jahrestemperatur (des Leiters) von 10°C herauslesen und daraus der Parameter der Seilkurve berechnen (Gleichung (42) für die Parabelnäherung). Die Resultate sind in Tabelle 1 zusammengestellt, jeweils für die grösste in der Grafik enthaltene Spannweite von 400 m (zwecks Genauigkeit der Ablesung).

Anders als in Abschnitt 3.2.2 als Möglichkeit postuliert, sind die Durchhänge nicht für konstante Mittelzugspannung berechnet, sondern für konstante maximale Horizontalzugspannung bei 0° C und Zusatzlast 2 kg/m. Entsprechend variiert bei 10°C der Durchhang und auch der Parameter der Seilkurve c zwischen den verschiedenen Berechnungsfällen, allerdings in bescheidenem Mass.

Ideelle Spannweite a*	Spannweite a	Leitertemperatur 10°C		Leitertemperatur 40°C	
		Durchhang für Spannweite a	Parameter c	Durchhang für Spannweite a	Parameter c
290 m	400 m	17.1 m	1170 m	18.8 m	1064 m
320 m	400 m	17.3 m	1156 m	18.8 m	1064 m
340 m	400 m	17.4 m	1150 m	18.7 m	1070 m
360 m	400 m	17.6 m	1136 m	18.7 m	1070 m
395 m	400 m	17.7 m	1130 m	18.7 m	1070 m

Tabelle 1: Resultate aus den Durchhang-Grafiken für Spannweiten von 400 m und Leitertemperaturen von 10° C (angenommenes Jahresmittel) und 40° C.

Aus Tabelle 1 lesen wir einen „Mittelwert“ $c = 1150 \pm 20$ m. Die Unsicherheit von ± 1.7 % ist klein genug, um die Verwendung eines konstanten Wertes zu rechtfertigen. Entsprechend gering ist dann auch die relative Unsicherheit des berechneten Durchhangs. Die Tabelle zeigt auch, dass bei einer Unterschätzung der mittleren Leitertemperatur um wenige Grad erst ein bescheidener Fehler im Parameter c resultiert, selbst bei 40 °C wäre man immer noch auf ca. 7 % genau.

Aus diesem Grund scheint es gerechtfertigt, für die Berechnung im Jahresmittel einen konstanten Werte $c = 1150$ m zu benutzen. Der „mittlere“ Durchhang für jede Spannweite lässt sich dann aus Gleichung (42) berechnen. Die grösste Spannweite findet man mit $a = 512$ m zwischen Mast 16 und 17. Diese überquert den Graben des Mülibachs bei Möriswil. Mit $a/(8c) = 0.056 \ll 1$ ist deshalb auch die Bedingung für die Gültigkeit der Parabelnäherung (vgl. Abschnitt 3.2.1) gut erfüllt.

Mit der Berechnung des Durchhangs sind alle für die Magnetfeldberechnung notwendigen geometrischen Leitungsdaten vorhanden.

Die Durchhangsdaten (BKW-Daten [7]) enthalten im Übrigen auch Angaben zu Material und Querschnitt der Leiterseile (486 mm² Al und 64 mm² Stahl), woraus sich der thermische Grenzstrom (900 A) berechnen lässt.

1 die ideelle Spannweite ist ein für Berechnungen der Seilstatik definierter spezieller Mittelwert über die Spannweiten zwischen zwei Abspannmasten, für die Formel siehe den Anhang 1 der LeV.

6.2 Auswertung der Lastflüsse

Vom Leitungsbetreiber wurde je ein Datensatz mit Stundenwerten der Lastflüsse für die beiden Leitungsstränge MUO-BIK und MUO-LIN (in Excel-Format) zur Verfügung gestellt (BKW-Daten [3]). Diese enthalten folgende Angaben

- Datum und Stunde
- Spannung in kV (nur für MUO-BIK, für MUO-LIN wurde ein konstanter Wert von 240 kV verwendet).
- Wirkleistung in MW
- Blindleistung in MVar
- Scheinleistung in MVA

Diese Daten wurden in die Modelldatenbank eingelesen und für die Berechnung der k-Means-Cluster verwendet.

6.2.1 k-Means Cluster für die Ströme

Als erstes wurden aus den Lastflussdaten die Werte für die Stromstärken (Wirkstrom: Realteil, Blindstrom: Imaginärteil der komplexen Stromgrösse) für beide Leitungsstränge berechnet. Für jeden Stundenwert ergibt das bei j Leitungssträngen einen j -dimensionalen komplexen Vektor.

Anschliessend wurde der k-Means-Cluster-Algorithmus auf diese Daten angewandt. Dieser wurde so programmiert, dass jeder Datenpunkt dem Cluster mit dem geringsten Abstand (euklidischer Abstand im j -dimensionalen Vektorraum \mathbb{C}^j) zugewiesen wird (siehe Kap. 3.1.2). Als zusätzliche Bedingung wurde verwendet, dass alle Punkte eines Clusters je das gleiche Vorzeichen für die Wirkströme (oder Wirkstrom Null¹) haben müssen. Initialisiert wird das Verfahren mit je einem Cluster für jede Kombination der Vorzeichen der Wirkströme. Bei zwei Leitungssträngen gibt dies 4 Cluster, je einen in jedem Quadranten, wenn die Wirkströme gegeneinander aufgetragen werden (Abbildung 20 links oben). Anschliessend wird das Clustering iterativ verfeinert: In jedem Schritt wird derjenige Cluster aufgeteilt, der am meisten zur Varianz beiträgt, solange, bis k , die vorgegebene Anzahl Cluster, erreicht ist. Die Abbildung 20 zeigt die resultierenden Cluster in einer Grafik der Wirkströme, für Clusters mit $k = 4, 8$ und 16 Clustern.

Zum Abschluss des Verfahrens werden für jeden Cluster der Stromvektor des Schwerpunkts und die relative Häufigkeit berechnet und abgespeichert. Der Stromvektor wird sowohl als arithmetischer Mittelwert wie auch als RMS-Mittelwert (mit geeignetem Vorzeichen) berechnet.

Die Abbildung 21 zeigt die Cluster für den Realteil (Wirkstrom) und Imaginärteil (Blindstrom) des Stroms in den beiden Strängen. In dieser Darstellung erkennt man auch deutliche Überschneidungen in der Projektion der Cluster auf diese Ebene.

Die Abbildungen 20 und 21 zeigen auch, dass die mittleren Ströme tatsächlich deutlich kleiner sind als der thermische Grenzstrom (900 A), aus den schon in Kapitel 3.1 genannten Gründen (zeitliche Variabilität und $(n-1)$ -Kriterium). Der RMS-Mittelwert des Scheinstroms ist 210 A für den Strang MUO-BIK und 167 A für den Strang MUO-LIN. Dies sind 23.3 % resp. 18.5 % des thermischen Grenzstroms.

1 Punkte mit Wirkstrom Null für einen Strang werden dabei ebenfalls dem nächstgelegenen Cluster zugeordnet, dieser kann auf beiden Seiten der entsprechenden Achse liegen.

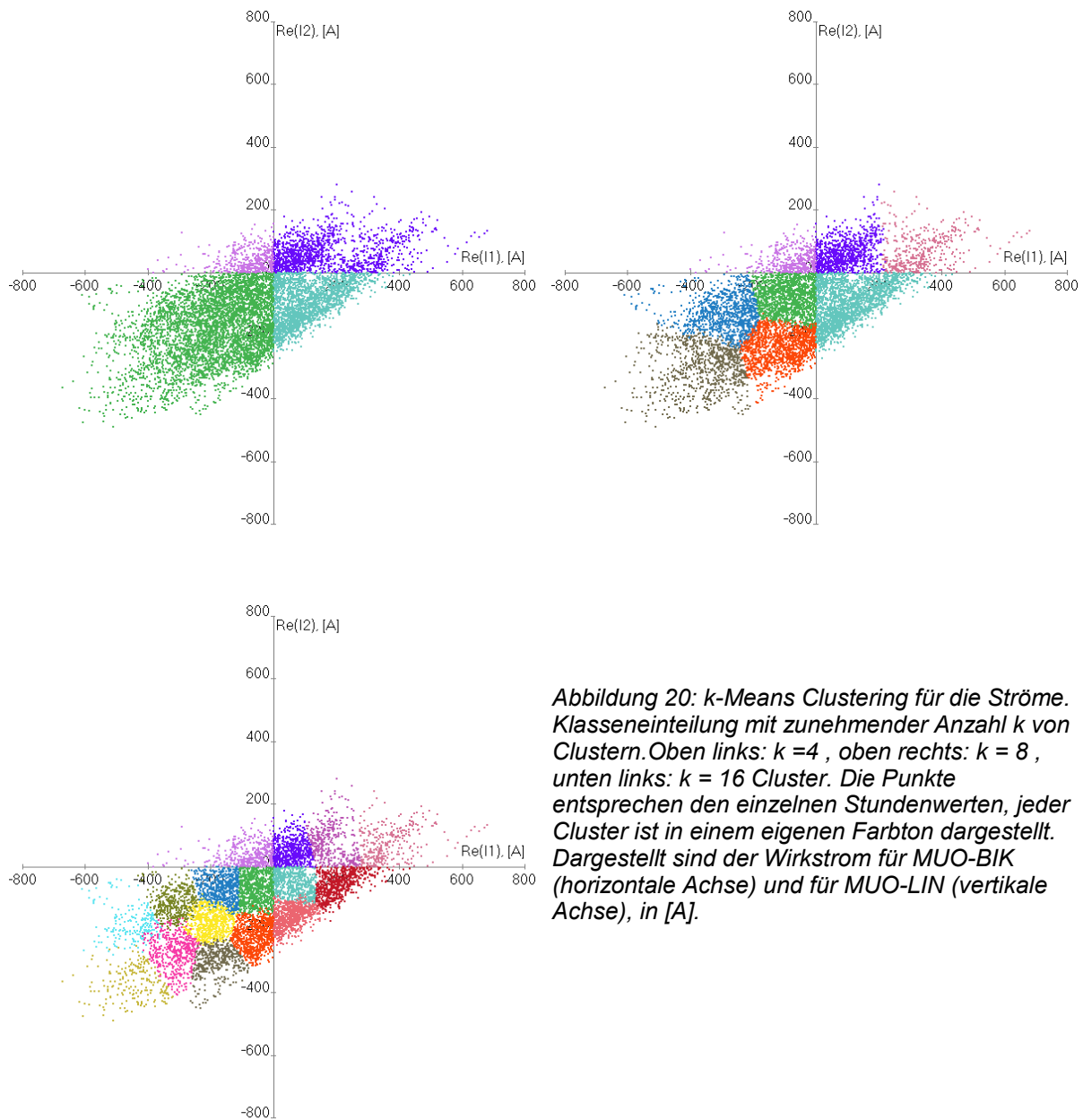


Abbildung 20: k-Means Clustering für die Ströme. Klasseneinteilung mit zunehmender Anzahl k von Clustern. Oben links: $k = 4$, oben rechts: $k = 8$, unten links: $k = 16$ Cluster. Die Punkte entsprechen den einzelnen Stundenwerten, jeder Cluster ist in einem eigenen Farbton dargestellt. Dargestellt sind der Wirkstrom für MUO-BIK (horizontale Achse) und für MUO-LIN (vertikale Achse), in [A].

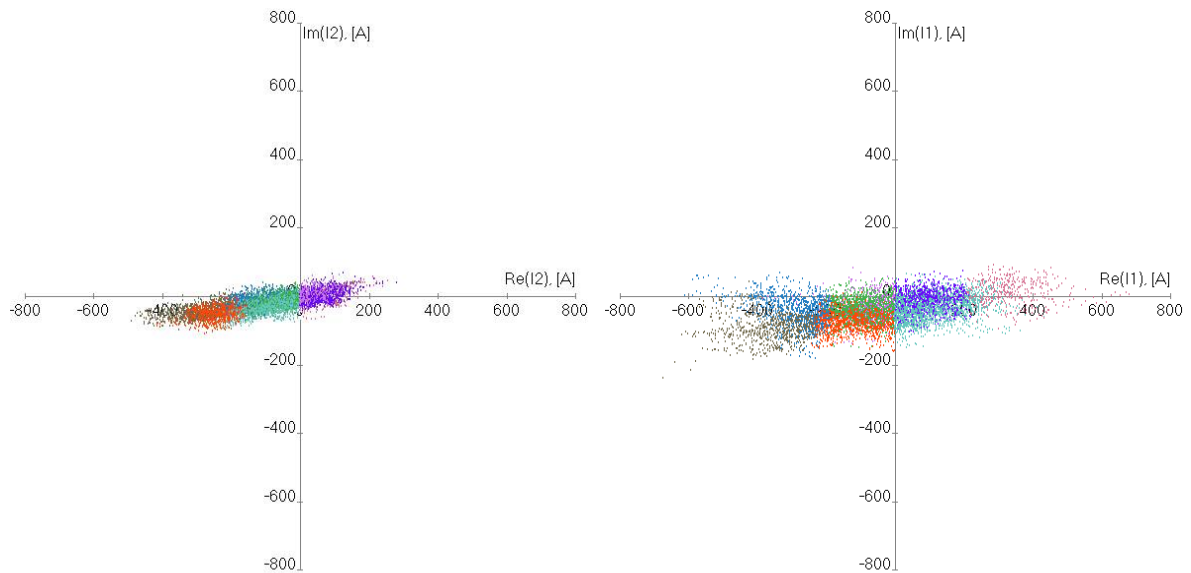


Abbildung 21: *k*-Means mit $k = 8$ Clustern, dargestellt für den Wirkstrom (horizontal) und den Blindstrom (vertikal) für den Strang MUO-LIN (links) und MUO-BIK (rechts). (Ströme in A).

6.2.2 Anwendung der k-Means Cluster

Im Abschnitt 6.2.1 wurden *k*-Means Clusterings für $k = 4$, 8 und 16 Cluster gezeigt. Dabei ist aber nicht klar, wie viele Cluster effektiv notwendig sind, um eine genügende Genauigkeit für das berechnete Magnetfeld zu erreichen. Dies lässt sich am einfachsten durch den Vergleich von zweidimensionalen Berechnungen für eine Ebene senkrecht zur (als gerade und unendlich lang angenommenen) Leitung erreichen. Solche Berechnungen wurden durchgeführt für die häufigste Mastgeometrie von Abspann- und Tragmasten in der betrachteten Leitung. Diese entspricht gerade exakt dem Mastbild für das EMF Standardprofil Nr. 1 aus [SEV/ESTI 1995], welches in Abbildung 8 (auf S. 18) abgebildet ist (allerdings mit nur je einem Leiterseil pro Phasenleiter, nicht zwei wie in der Abbildung).

Die Abbildung 22 zeigt einen Vergleich der resultierenden Konturlinien für Berechnungen der magnetischen Flussdichte mit $k = 4$, 8 und 16 und der „exakten“ Berechnung mit allen Stundenwerten (entsprechend $k = 365 \cdot 24 = 8760$). Als Ströme wurden die arithmetischen Mittelwerte aus den Clustern verwendet. Die entsprechenden Konturplots sind in verschiedenen Farben in derselben Grafik überlagert. Die Unterschiede zwischen den verschiedenen Kurven sind relativ gering. Die Flussdichten sind am niedrigsten für $k = 4$ (engste Kontur, blau) und am höchsten für die Stundenwerte (weiteste Kontur, schwarz). Mit zunehmender Anzahl Clustern nähern sich die Konturen denen für die Stundenwerte. Die mit den *k*-Means Clustern berechnete Flussdichte ist aber immer kleiner als mit den Stundenwerten. Dies deutet darauf hin, dass die verwendeten Stromstärken absolut gesehen immer etwas zu klein sind. Es ist deshalb sinnvoll, anstelle der arithmetischen Mittelwerte die RMS-Mittelwerte (mit geeigneten Vorzeichen) aus den Clustern zu verwenden. Diese sind betragsmässig immer etwas grösser als die arithmetischen Mittelwerte, und für den Grenzfall von $k = 8760$ sind sie identisch mit den Stundenwerten.

Das Resultat der Berechnung mit den RMS-Strommittelwerten für $k = 4$, 8, 16 und den Stundenmittelwerten ist in Abbildung 23 gezeigt. Die Konturen für die verschiedenen Fälle unterscheiden sich an den meisten Orten nur wenig, und nur für sehr kleine Flussdichten liegen sie noch deutlich getrennt. Die Abbildung zeigt also, dass man mit Werten von $k = 8$ oder $k = 16$ Resultate erreicht, die sich kaum vom „exakten“ Resultat aus den Stundenwerten unterscheiden.

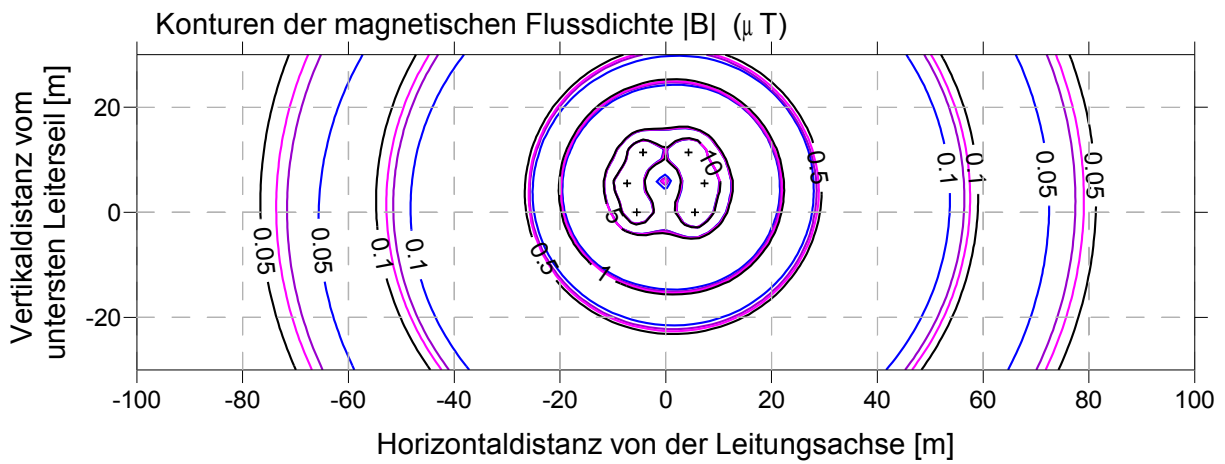


Abbildung 22: Konturen der magnetischen Flussdichte B in der Ebene senkrecht zur Leitungsachse, für verschiedene Anzahl Cluster. Blau: 4 Cluster, Violett: 8 Cluster, Pink: 16 Cluster, Schwarz: alle Stundenwerte ("exakt"). Berechnet mit den arithmetischen Mittelwerten der Cluster-Ströme und für die häufigste Mastgeometrie. Schwarze Kreuzchen: Position der Leiter..

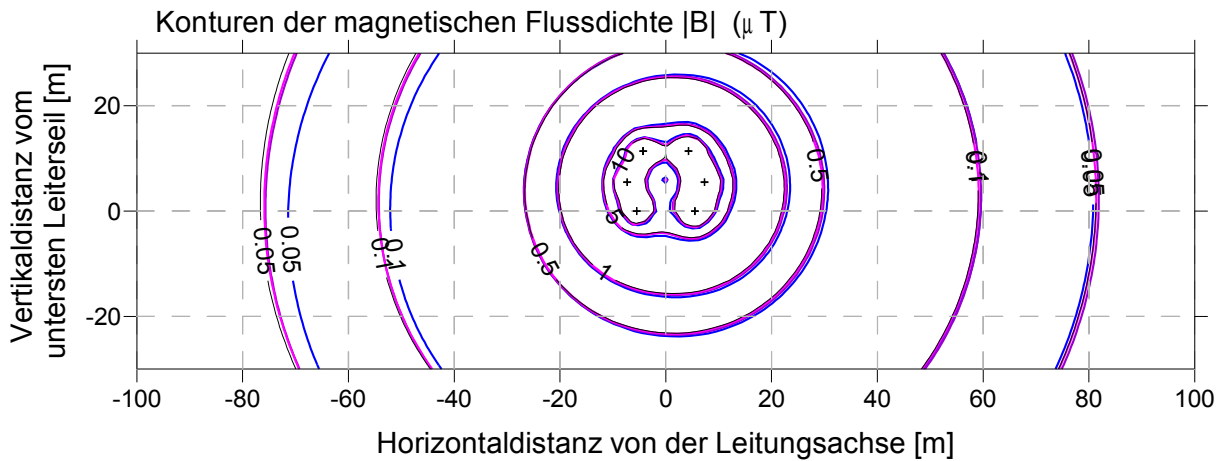


Abbildung 23: Konturen der magnetischen Flussdichte B in der Ebene senkrecht zur Leitungsachse, für verschiedene Anzahl Cluster. Blau: 4 Cluster, Violett: 8 Cluster, Pink: 16 Cluster, Schwarz: alle Stundenwerte ("exakt"). Berechnet mit den RMS-Mittelwerten der Cluster-Ströme und für die häufigste Mastgeometrie. Schwarze Kreuzchen: Position der Leiter.

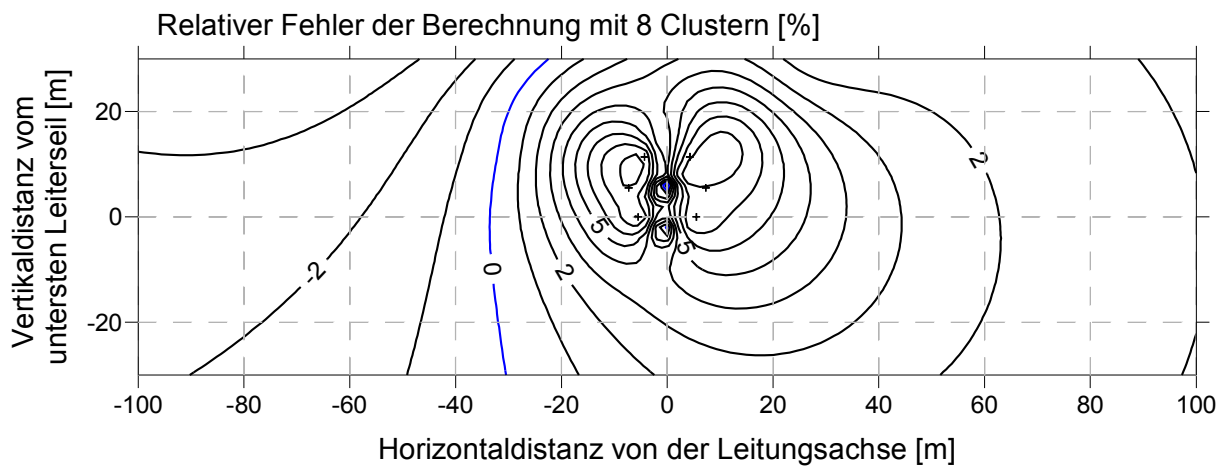


Abbildung 24: Relativer Fehler in der magnetischen Flussdichte für eine Berechnung mit 8 Clustern (relativ zur Berechnung mit den Stundenwerten, in %), berechnet mit RMS-Mittelwerten.

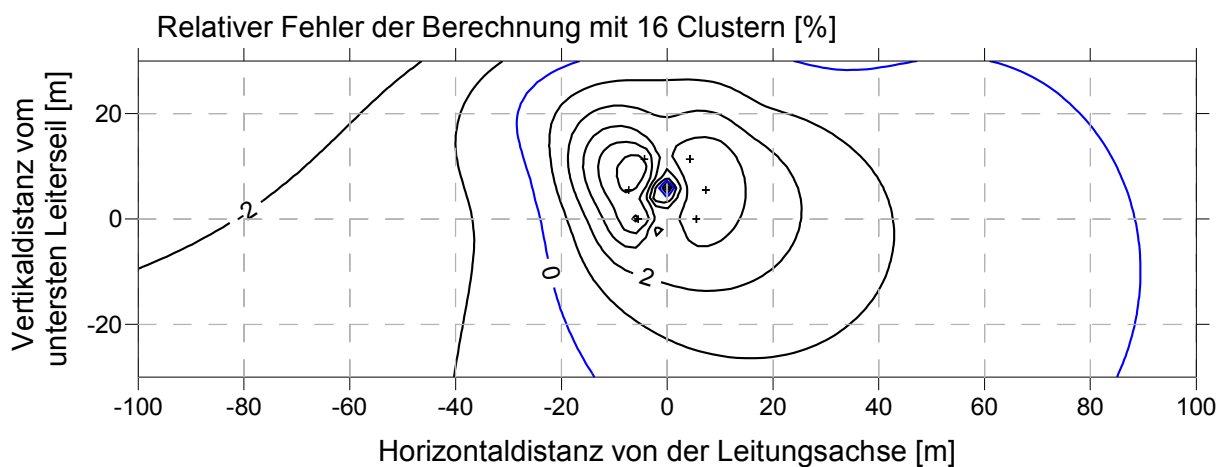


Abbildung 25: Relativer Fehler in der magnetischen Flussdichte für eine Berechnung mit 16 Clustern (relativ zur Berechnung mit den Stundenwerten, in %), berechnet mit RMS-Mittelwerten.

Die Abbildung 24 zeigt den relativen Fehler der Berechnung mit $k = 8$ im Vergleich zur Berechnung mit Stundenwerten. Die Abweichungen liegen im Bereich von -4% bis $+9\%$, am höchsten sind sie in der Nähe der Phasenleiter. Für die relevanten Höhen, also Punkte bei $z = -10\text{ m}$ bis -20 m liegen die Abweichungen im Bereich von -2 bis $+5\%$.

Die Abbildung 25 zeigt analog den relativen Fehler für $k = 16$ Cluster. Insgesamt liegen die Fehler im Bereich -3% bis $+5\%$. Bei senkrechten Abständen von 10 bis 20 m unter der Leitung liegen die Fehler bei ca. $\pm 2\%$. Im Vergleich mit den andern in Abschnitt 4.2.2 diskutierten Ungenauigkeiten (11% bis 25%) sind also die Fehler aus dem k-Means-Clustering der Ströme für $k = 16$ klein, und auch mit bloss $k = 8$ Clustern noch durchaus vertretbar.

Im Folgenden verwenden wir deshalb für die Immissionsberechnungen die RMS-Stromwerte für $k = 16$ Cluster. Die numerischen RMS-Mittelwerte für die Ströme und die relative Häufigkeit für das Clustering mit $k = 16$ sind in Anhang C zusammengestellt.

6.2.3 Vergleich mit dem massgebenden Betriebszustand gemäss NISV

Für Berechnungen zur Überprüfung der Einhaltung des Anlagegrenzwertes definiert die NISV einen *massgebenden Betriebszustand*, welcher solchen Berechnungen zu Grunde gelegt werden soll. Es ist dies (in der Regel) der Betrieb mit dem thermischen Grenzstrom und der am häufigsten vorkommenden Kombination der Lastflussrichtungen. Die Vollzugshilfe zur NISV für Hochspannungsleitungen [BAFU 2007] gibt in ihrem Kapitel 8.6 ein Verfahren

an, wie die *massgebende Kombination der Lastflussrichtungen* im Bewilligungsverfahren für Hochspannungsleitungen zu bestimmen ist, und das BAFU stellt dafür auch das Excel-Rechenprogramm *LFS* zur Auswertung von Lastflussdaten zur Verfügung. Dieses beruht ebenfalls auf Stundenmittelwerten von Spannung, Wirk- und Blindleistung eines Jahres. Hauptresultat aus LFS ist ein Koeffizient k , der Korrelationskoeffizient der vorzeichenbehafteten Scheinströme zweier Leitungsstränge für eine Regressionsgerade durch den Nullpunkt (siehe BAFU 2007, Abschnitt 8.6.2 für Einzelheiten). Je nach Wert und Vorzeichen von k sind dann die Ströme auf den Leitungssträngen als gleichsinnig, gegenläufig oder ungekoppelt zu betrachten, gemäss

- $k > 0.2$: gleichsinnige Lastflussrichtungen
- $k < -0.2$: gegenläufige Lastflussrichtungen
- $-0.2 \leq k \leq +0.2$: ungekoppelte Lastflussrichtungen

Die Auswertung mit LFS wurde auch für die Lastflussdaten der Stränge BIK-MUO und LIN-MUO durchgeführt, das Resultat ist in Tabelle 2 gezeigt. Die Auswertung mit LFS ergibt gleichsinnige Lastflüsse ($k = 0.625$), was auch angesichts der aus den Abbildungen 20 und 21 qualitativ erkennbaren guten Korrelation zwischen den beiden Leitungssträngen nicht weiter überrascht.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Erfassung der Stundenmittel:		Beginn: 1.1.2009 00:00 MEZ		Ende: 31.12.2009 23:00 MEZ			
3	Frequenz in Hz (16.7 50.0):		50.0	Datenreihe enthält Schalttag (ja nein):		nein		
5	Leitungsstrang A:		220 kV Bickigen-Mühleberg Ost		Messstelle: Bickigen			
6			Leiterseile: 486mm ² Al+64mm ² St		I _{them} (40°) [A]: 900		I _{massgebend} [A]: 900	
8		U	P	Q	S	I _{sym,ers}	phi	Betrag I
9		[kV]	[MW]	[MVar]	[MVA]	[A]	[Grad]	[A]
11	Anzahl Werte	8736	8736	8736	8760	8760	8760	8760
12	Min	0.0	-272.8	-95.0	-272.8	-681.6	-179.9	
13	Max	244.0	269.4	38.4	285.7	713.7	180.0	713.7
14	Median	237.6	18.4	-17.2	30.1	73.2	-25.4	
15	arithm. Mittel	234.5	22.1	-17.4	24.1	58.3		
16	98-Perzentil-Wert							472.2
17	allfällige Strombegrenzung:						eingehalten	
19	Leitungsstrang B:		220 kV Lindenholz-Mühleberg Os		Messstelle: Lindenholz			
20			Leiterseile: 486mm ² Al+64mm ² St		I _{them} (40°) [A]: 900		I _{massgebend} [A]: 900	
22		U	P	Q	S	I _{sym,ers}	phi	Betrag I
23		[kV]	[MW]	[MVar]	[MVA]	[A]	[Grad]	[A]
25	Anzahl Werte	8736	8736	8736	8760	8760	8760	8760
26	Min	240.0	-117.0	-44.9	-118.1	-284.1	-179.9	
27	Max	240.0	203.4	28.5	205.5	494.4	180.0	494.4
28	Median	240.0	43.7	-9.4	45.1	108.4	-11.0	
29	arithm. Mittel	240.0	44.9	-9.6	46.0	110.6		
30	98-Perzentil-Wert							370.4
31	allfällige Strombegrenzung:						eingehalten	
34	Leitungsstränge	A und B						
35		0.625						
36		gleichsinnig korreliert						

Tabelle 2: Resultate der Lastflussstatistik LFS (Excel-Anwendung des BAFU)

Beim Vergleich der Daten aus LFS in Tabelle 2 mit den Darstellungen der k-Means-Cluster ist zu beachten, dass die Vorzeichen der Lastflüsse und Ströme in Tabelle 2 gerade umgekehrt sind als im übrigen Text. Für den Strang LIN-MUO standen keine Messwerte der Spannung zur Verfügung und es wurde ein konstanter Wert (240 kV) eingesetzt. Ebenfalls zu beachten ist, dass nur Daten für 364 Tage (8736 Stundenwerte) zur Verfügung standen (in den Datenreihen fehlt ein Tag).

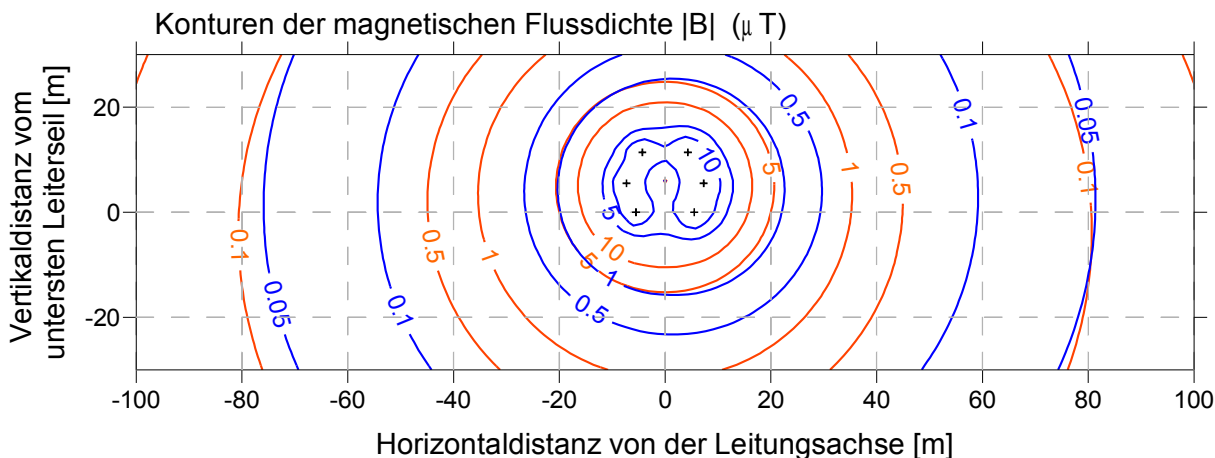


Abbildung 26: Vergleich der Magnetfelder für den zeitlichen Mittelwert (RMS-Mittelwert für 16 k-Means-Cluster, blau) und den massgebenden Betriebszustand gemäss NISV (thermischer Grenzstrom, gleichsinnige Lastflüsse; orange). Konturen der magnetischen Flussdichte B in der Ebene senkrecht zur Leitungsachse, berechnet für die häufigste Mastgeometrie. Schwarze Kreuzchen: Position der Leiter.

Die Abbildung 26 vergleicht die Magnetfelder für den mit den 16 k-Means-Clustern berechneten zeitlichen Mittelwert mit dem massgebenden Betriebszustand gemäss NISV (hier: je 900 A auf beiden Strängen, Lastflüsse gleichsinnig gemäss Tabelle 2), für die am häufigsten vorkommende Mastgeometrie. Man erkennt, dass die Magnetfelder im zeitlichen Mittel deutlich schwächer sind als bei der Berechnung gemäss dem massgebenden Betriebszustand.

6.2.4 Optimierte und nicht-optimierte Phasenbelegung im realen Betrieb

Nach der Lastflussstatistik im vorhergehenden Abschnitt sind die Lastflussrichtungen in den beiden Leitungssträngen überwiegend gleichsinnig. Das Phasenschema in Abbildung 17 (S.43) zeigt, dass die Phasen punktsymmetrisch angeordnet sind, also für gleichsinnige Lastflussrichtungen optimiert. Dabei kompensieren sich die von den beiden Leitungssträngen herrührenden Felder optimal. Bei gleich hohen Stromstärken auf beiden Strängen ergäbe sich ein mit $B \propto 1/r^3$ besonders rasch abfallendes Magnetfeld. Aus Abbildung 20 (S. 48) sieht man aber, dass die Ströme meist unterschiedlich stark sind und auch nicht immer gleichsinnig. Im realen Betrieb kompensieren sich die Magnetfelder deshalb weniger gut als im theoretischen Fall mit idealer Symmetrie. Damit werden dann auch die Unterschiede zwischen optimierter und ungünstigster Phasenbelegung weniger gross.

Es ist deshalb interessant, den Vergleich zwischen optimierter und ungünstiger Phasenbelegung für die im realen Betrieb auftretenden Ströme zu machen. Für beide Fälle wurde die Berechnung für die Ströme gemäss den k=16 Clustern durchgeführt. Die Resultate sind in den Abbildungen 27 und 28 miteinander verglichen.

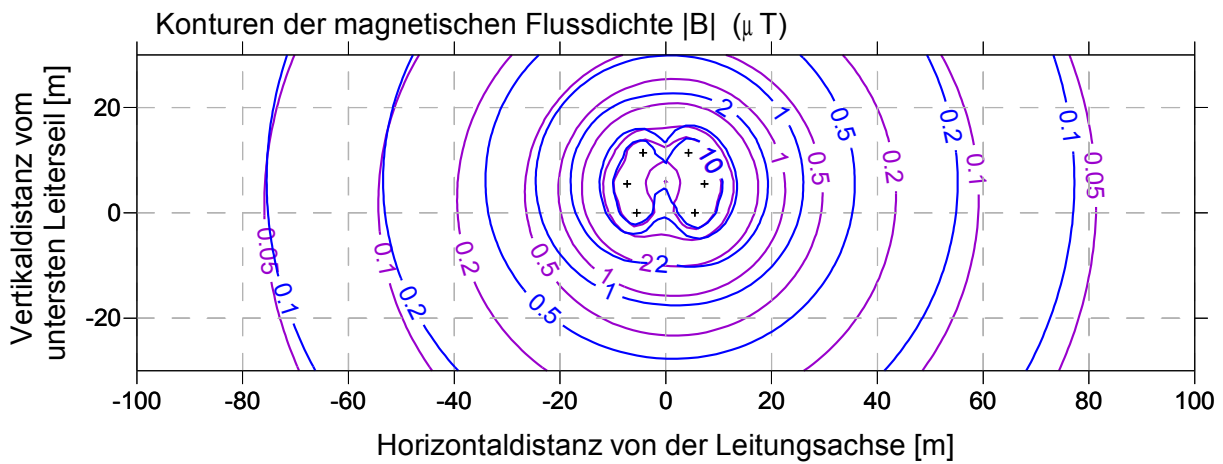


Abbildung 27: Vergleich der Magnetfelder für optimierte und ungünstigste Phasenbelegung im realen Betrieb. Berechnung für die häufigste Mastgeometrie, mit den Strömen gemäss den $k=16$ Clustern. Violett: optimiert (zentralsymmetrisch, Abb. 13 (f)), Blau: ungünstig (spiegelsymmetrisch, Abb. 13 (a)). Zweidimensionale Berechnung für unendlich lange Leiter.

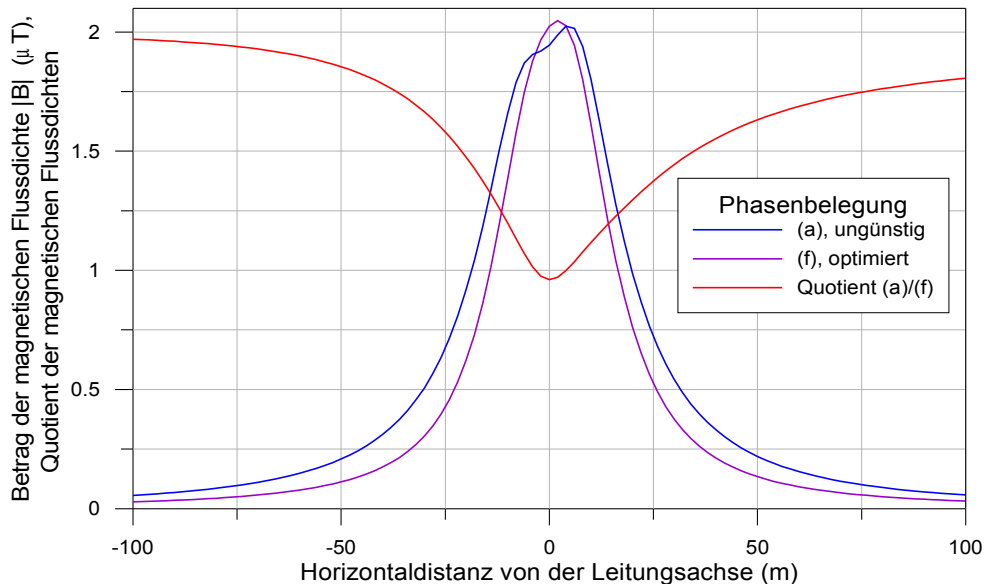


Abbildung 28: Querprofil der magnetischen Flussdichte auf der Höhe 10 m unter dem untersten Leiterseil. Vergleich der optimierten und ungünstigsten Phasenbelegung im realen Betrieb, berechnet mit den Strömen für $k=16$ Cluster. Blau: magnetische Flussdichte für die ungünstige, Violett: für die optimierte Phasenbelegung. Rot: Verhältnis der magnetischen Flussdichten in den beiden Fällen.

Der Vergleich der resultierenden Magnetfelder bei optimierter bzw. ungünstiger Phasenbelegung, berechnet mit den Strömen für $k=16$ Cluster ist in Abbildung 27 als Konturplot gezeigt. Bei grossen Distanzen sieht man Unterschiede in der Flussdichte von ca. einem Faktor 2. Die Abbildung 28 zeigt die Querprofile für dieselbe Berechnung, für eine Höhe 10 m unter den untersten Leiterseilen. Ebenfalls darin eingezeichnet ist das Verhältnis der Flussdichte zwischen dem ungünstigen und dem optimierten Fall. Für grosse Distanzen von der Leitung beträgt dieses Verhältnis ca. 1.8 (auf der rechten Seite) bzw. 2 (auf der linken Seite). Dass der Quotient bei Horizontaldistanz Null gerade fast 1 ist, ist ein Zufall für die Wahl der Berechnungshöhe bei $z = -10$ m. Bei einer anderen Wahl von z würde man auf der Leitungsachse auch grössere (unterhalb) oder kleinere Werte als 1 (oberhalb) für den Quotienten finden.

6.2.5 Clustering bei Verzweigungen und Kreuzungen

Im Pilotprojekt wird die Leitung nur gerade bis zur Verzweigung bei Bickigen gerechnet. Für den letzten Mast wird nur der von Mühleberg her kommende Leitungsabschnitt berücksichtigt. Insgesamt müsste man aber 3 statt nur 2 Leitungsstränge berücksichtigen, nämlich zusätzlich noch einen Strang von Bickigen Richtung Lindenholz. Entsprechend müsste man in der Umgebung der Verzweigung die Korrelationen zwischen 3 Leitungssträngen im Clustering berücksichtigen. Dazu wäre es nun noch interessant zu untersuchen, ob sich für die Überlagerung der Felder von den verzweigenden Strängen im Bereich der Verzweigung eventuell eine vereinfachte Lösung finden lässt, z.B. als betragsmässige oder quadratische Summierung der unkorrelierten Einzelbeiträge. Dasselbe gilt im übrigen auch im Bereich von Leitungskreuzungen.

Noch viel komplizierter als im Bereich von Verzweigungen ist die Situation bei einem Kraftwerk oder Unterwerk. Beim Unterwerk Bickigen beispielsweise treffen insgesamt 7 Hochspannungsleitungen zusammen. Möchte man diese mit k-Means Clustern in derselben Art korrelieren wie für eine einzelne Leitung, so benötigte man dafür mindestens $2^{14} = 16'384$ Cluster (wenn jede Leitung zwei Stränge hat)¹. Das wäre dann etwa das Doppelte der Anzahl Stundenwerte pro Jahr, und die Methode des k-Means Clusterings wäre *ad absurdum* geführt. Glücklicherweise ist es aber bei Unterwerken wohl kaum nötig, die Korrelationen zwischen allen verschiedenen Leitungen zu berücksichtigen, sondern man kann in guter Näherung jeweils nur die Korrelationen zwischen den Leitungen betrachten, welche mehr oder weniger parallel zum/vom Unterwerk hin- bzw. wegführen, also zwischen Leitungen, deren Leitungskorridore sich auch dort noch überlappen, wo die Felder des Unterwerks nicht mehr dominieren. Dabei macht man zwar einen Fehler, aber dieser ist in jedem Fall kleiner als die Genauigkeit, mit der sich die Magnetfelder des Unterwerks modellieren lassen.

6.3 Berechnungen für Modellgebiete

Die Eingabe der Daten in das Berechnungsmodell geht in folgenden Schritten vor sich:

- Eingabe Start und Endpunkte der Leitung bzw. der Leitungsstränge
- Eingabe der Parameter für die Leitungsstränge, z.B. Frequenz (50 Hz 3-Phasen oder 16.7 Hz 2-Phasen), Spannung, thermische Grenzströme.
- Einlesen der Lastflussdaten (pro Leitungsstrang)
- Berechnen der k-Means Cluster für Kombinationen von Leitungssträngen
- Eingabe (bzw. Auswahl) eines „Referenzmastbildes“, Definition der Leitungsstränge und der Phasenbelegung auf diesem Referenzmast.
- Eingabe der Mastgeometrie für alle Masttypen (ausgehend vom Referenzmast)
- Einlesen der Datei mit Mastnummer, Koordinaten, Masttyp, Höhe des untersten Auslegers für alle Masten, Berechnung der Höhe im Gelände aus dem digitalen Geländemodell
- Berechnung der Durchhänge aus der Spannweite und dem Parameter der Seilkurve.
- Definition des Berechnungsausschnitts / Auswahl einer Karte.
- Zuordnung von Leitungsabschnitten und Strom-Clusterdaten, Auswahl der Berechnungsparameter (z.B. Auflösung)
- Start der Berechnung und Ausgabe der Resultate als Karte (georeferenzierte Bilddatei) und der berechneten magnetischen Flussdichten als Matrix (ASCII-Grid).

6.3.1 Einfluss der Modellparameter

Die Abbildung 29 zeigt das Resultat der Berechnung für einen Kartenausschnitt von 3 x 4

¹ Mindestens einen Cluster in jedem Quadranten des 14-dimensionalen Raums der 14 Wirkströme

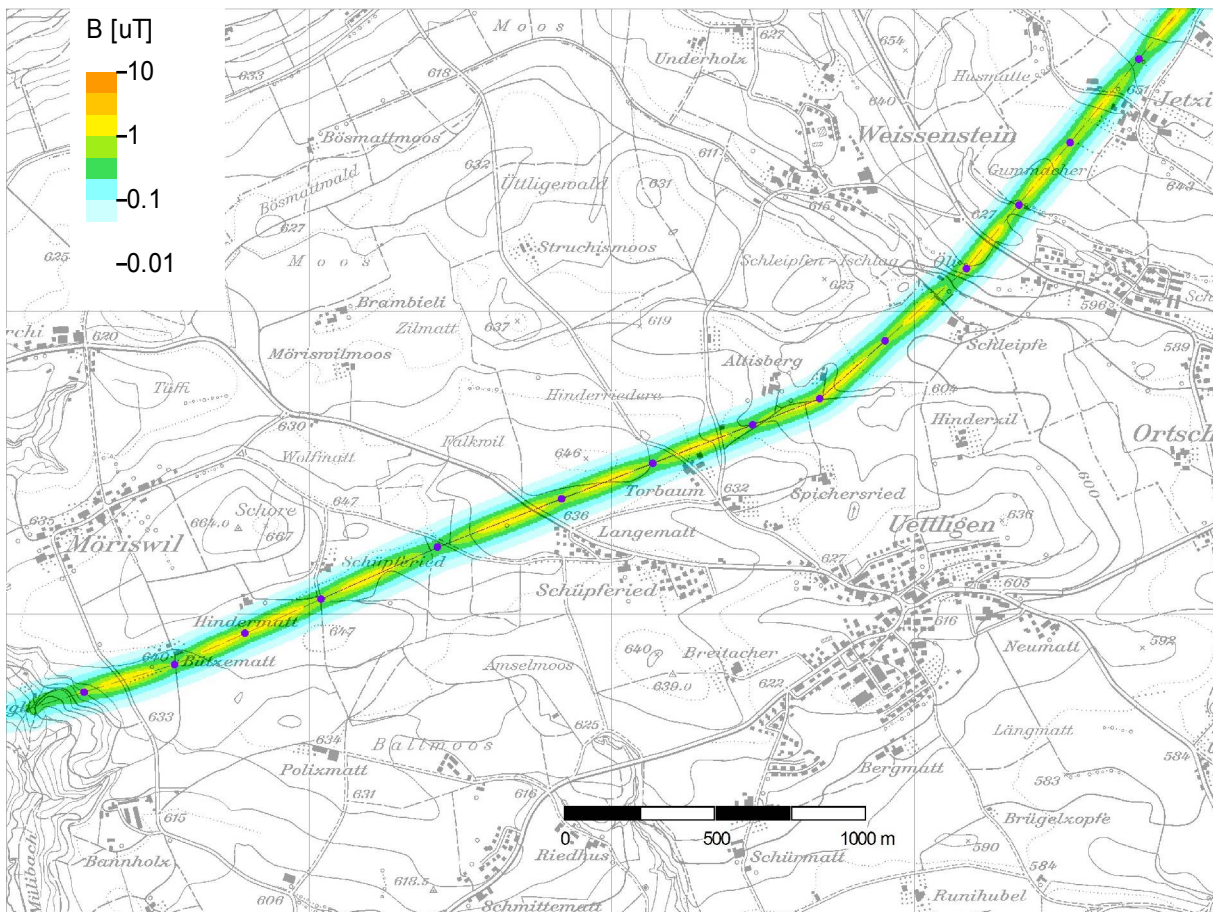


Abbildung 29: Resultat der Berechnung für einen Kartenausschnitt von 3 x 4 km² in der Gegend von Uetligen (nördlich von Bern). Modell A. Farbkonturen der magnetischen Flussdichte auf der Höhe von 1 m über Grund, auf einer logarithmischen Skala von 46 nT bis 10 µT. Die Masten sind als violette Punkte eingezeichnet. Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

km². Der Betrag der magnetischen Flussdichte auf 1 m Höhe über Grund ist auf einer farb-kodierten Karte im logarithmischen Massstab dargestellt. Die Auflösung des Berechnungs-gitters ist 5 m. Für die Durchgangsberechnung wurden die Leiterseile je in eine ungerade Anzahl von linearen Segmenten von maximal 50 m Länge unterteilt. Bei typischen Spann-weiten von ca. 320 m ergibt dies 7 Segmente pro Spannweite. Für die Ströme wurden die RMS Mittelwerte von k = 16 k-Means-Clustern verwendet. Wir bezeichnen diese Berechnung im Folgenden als „Modell A.“

Die logarithmische Farbskala hat eine Abstufung von 3 Farbabstufungen pro Dekade. Der Unter-schied zwischen zwei Farbabstufungen beträgt ca. einen Faktor 2 (genauer: $\sqrt[3]{10} \approx 2.15$), die Intervallgrenzen liegen bei 46 nT, 100 nT, 215 nT, 464 nT, 1 µT, 2.15 µT, 4.64 µT, 10 µT.

Flussdichten von < 46 nT sind nicht dargestellt. So tiefe Werte haben eine ziemlich hohe Be-rechnungsunsicherheit, und sie sind auch kaum noch höher als der Hintergrund von Magnet-feldern aus anderen Quellen. Stratmann et al. (1995) haben die Belastung der Schweizer Bevölkerung durch 50-Hz-Magnetfelder untersucht und fanden einen Median der Messwerte von 50 nT und im Innern von Wohnungen einen typischen Untergrund von 20 – 40 nT.

Magnetfelder, die über diesem Untergrund liegen, findet man nur in einem engen Korridor beid-seits der Leitungsachse. Die höchsten Werte in Abbildung 29 liegen im Bereich 1 bis 2 µT, man findet sie hauptsächlich im mittleren Teil der Spannweiten, wo infolge des Leiter-durchgangs der Bodenabstand geringer ist. In der Nähe der Masten sind die Magnetfelder weniger stark, typischerweise weniger als 1 µT, und zum Teil auch weniger als 0.5 µT.



Abbildung 30: Konturplot der relativen Fehler der Durchgangsberechnung für Modell A. Eingezeichnet sind Konturlinien für den relativen Fehler im Abstand von jeweils 1 %. Konturen für negative Werte sind blau. Hintergrund der Darstellung ist die Feldstärkekarte aus Abbildung 29. Hintergrundkarte: PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

Die Approximation des Durchgangs mit linearen Segmenten gibt, je nach Länge der Segmente, einen mehr oder weniger grossen Fehler. Um diesen abzuschätzen, wurde die Berechnung mit maximal 50 m langen Segmenten (Modell A) verglichen mit einer genaueren, mit maximal 20 m langen Segmenten (Modell B). Die Differenz zwischen den beiden Modellen kann man als Abschätzung des Fehlers von Modell A verwenden. Das Resultat, ausgedrückt als relativer Fehler in Prozent ist als Konturplot in Abbildung 30 dargestellt. Eingezeichnet sind Konturlinien für den relativen Fehler im Abstand von 1 %, negative Werte (zu kleines Feld) in blau, positive Werte in rot. Der betragsmässig grösste Fehler beträgt -2.5 %. Die Konturen für Fehler von -1 % und -2 % bilden ein periodisches Muster. Die Fehler sind durchwegs <0, also die Feldstärken unterschätzt, was daher kommt, dass die linearen Segmente der Näherung alle über der Seilkurve liegen, also etwas zu hoch und in zu grossem Abstand vom Boden. Nur die Endpunkte der linearen Segmente liegen auf der Seilkurve, dort sind die Fehler am kleinsten, die Mitten der Segmente liegen am höchsten über der Seilkurve, dort sind die Fehler (absolut) am grössten.

Mit einem relativen Beitrag zum Fehler von kleiner als 2.5 %, noch dazu gut lokalisiert direkt unter der Leitung, kann man die Durchgangs-Näherung mit 50 m langen Segmenten als genügend genau für einen Immissionskataster betrachten.

Auch mit höchstens 20 m langen Segmenten produziert die Unterteilung der Seilkurve in lineare Segmente noch einen Fehler. Dieser lässt sich seinerseits abschätzen durch Vergleich mit einem Modell mit höchstens 10 m langen Segmenten. Der Unterschied beträgt maximal 0.4 %. Die Lösung mit den 20 m-Segmenten liegt also schon sehr nahe an der „wahren“ Lösung. Zu beachten ist bei all diesen Fehlerangaben, dass hier immer nur vom Beitrag zum Fehler aufgrund der Näherung für die Durchhangskurve die Rede ist, nicht etwa vom Gesamtfehler der Berechnung. Der Zweck dieser Betrachtung ist der, eine Berechnungsmethode zu wählen, bei der dieser Beitrag klein oder höchstens von der gleichen Grösse ist wie der aus anderen Quellen zu erwartende Fehler.

Wenn man längere Segmente zulässt, z.B. solche bis maximal 100 m, so wird die Lösung deutlich ungenauer; man findet dann Fehlerbeiträge bis zu -11 %, was nicht mehr klein ist im Vergleich zu anderen Fehlerquellen.

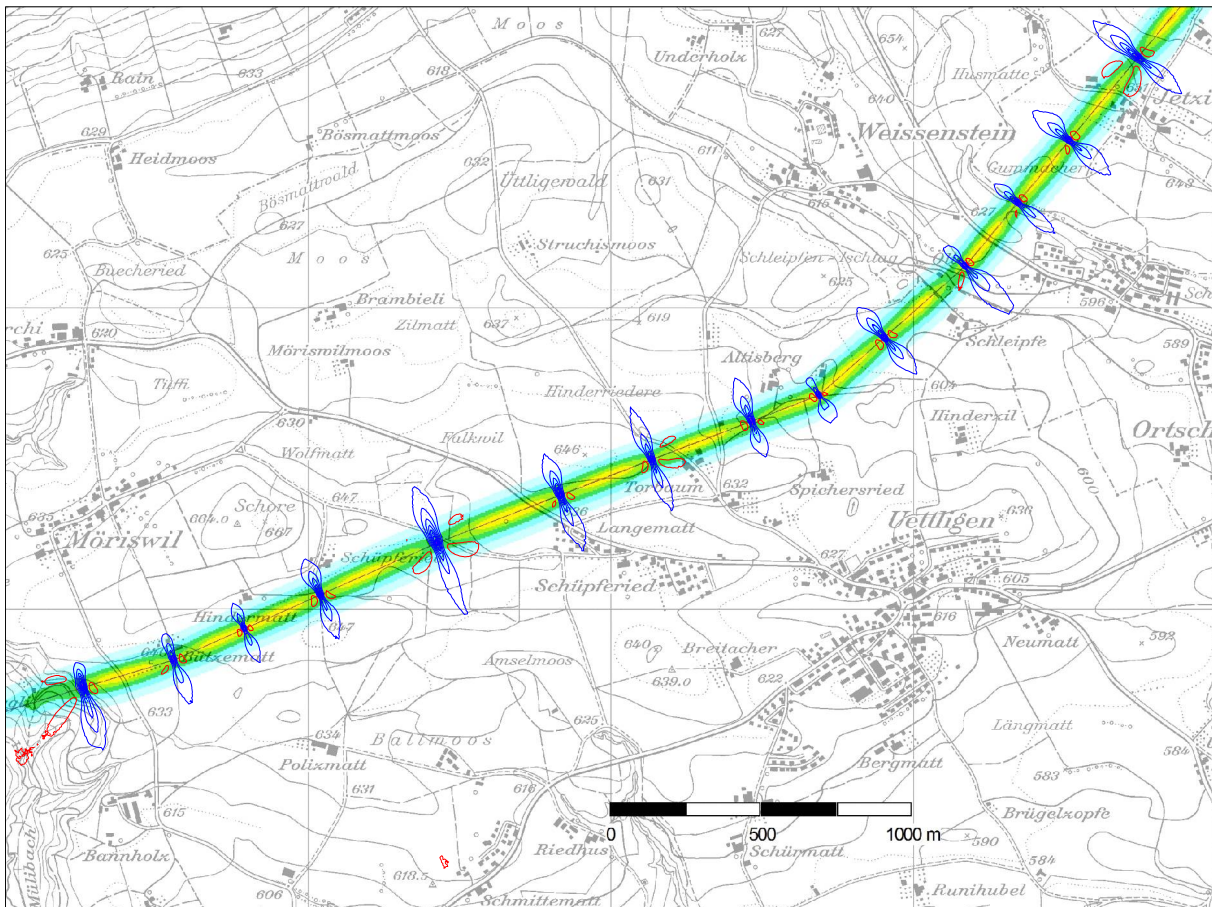


Abbildung 31: Berechnungsfehler für Modell C (Integration längs der in der Höhe versetzten Geraden). Konturlinien im Abstand von je 1 %, blau für negative, rot für positive Abweichungen. Hintergrundkarte: PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

Die schnellste Berechnungsmethode ist die Näherung mit der in der Höhe versetzten Geraden. Sie ist etwa dreimal schneller als die Berechnung mit 50 m-Segmenten, produziert dabei aber auch grössere Fehler. Die Fehlerabschätzung für eine solche Lösung (Modell C) ist in Abbildung 31 gezeigt, wieder mit Konturen für den relativen Fehler im Abstand von 1 %. Die Fehler sind deutlich grösser als mit der Näherung mit 50 m-Segmenten und liegen zwischen -8.5 % und +1.8 %. Die grössten Fehler findet man nahe der Masten, längs von Linien senkrecht zur Leitungsachse durch die Masten. Der Grund dafür ist wohl, dass der „Knick“ im Integrationsweg bei dieser Näherung nicht berücksichtigt wird, und auch, dass für Punkte in der Nähe der Masten der Strompfad nicht richtig geschlossen ist.

Trotz diesen Abweichungen produziert Modell C aber eine Feldstärkekarte, die sich von Abbildung 29 nicht unterscheiden lässt, und dies sehr schnell (13 s Rechenzeit, gegenüber 39 s für Modell A). Sie eignet sich deshalb gut für interaktives Arbeiten, um einen ersten Überblick zu gewinnen. Für die Produktion eines Katasters ist dann aber eine genauere Methode, etwa wie für Modell A notwendig. Auch dabei sind die Berechnungen noch sehr schnell, und Rechenzeit ist für einen Kataster von Magnetfeldern von Hochspannungsleitungen offensichtlich kein Problem: Bei einer Rechenzeit von ca. 3 s pro Quadratkilometer wäre selbst eine Berechnung für das Gebiet der ganzen Schweiz nach ca. 33 Stunden abgeschlossen. Dies ist sehr schnell im Vergleich zu anderen Katastern, etwa von Lärm oder hochfrequenter Strahlung von Mobilfunksendern, so brauchen z.B. Berechnungen für das NIS-Monitoring Zentralschweiz für Funksender im städtischen Gebiet bis zu mehr als eine Stunde Rechenzeit pro Quadratkilometer. Dazu kommt auch noch, dass das hier vorgestellte Rechenmodell hinsichtlich Rechenzeit noch in verschiedener Hinsicht optimiert werden könnte.

Einen Einfluss auf die Modellresultate hat natürlich auch die Anzahl der Cluster k in der Stromflussberechnung. Vergleicht man eine Berechnung mit bloss $k = 8$ Clustern mit Modell A ($k=16$), so findet man Abweichungen der Resultate um bis zu 2.4 %, in guter Übereinstimmung mit den Resultaten von Abbildung 24 und 25 in Kap. 6.2.1.

6.4 Aufwand der Modellierung

Eines der Hauptziele des Pilotprojekts war, die Machbarkeit der Modellierung für einen Immissionskataster von Magnetfeldern von Leitungen des Höchstspannungsnetzes zu evaluieren und den Aufwand für die Modellierung, insbesondere den Aufwand für die Datenbeschaffung abzuschätzen, mit Bezug auf Anwendungen in epidemiologischen Studien. Epidemiologische Studien benötigen ausreichend grosse Fallzahlen und entsprechend grosse Studiengebiete. Für eine Studie von der Art wie [Huss et al. 2008] benötigt man als Studiengebiet die ganze Schweiz.

Im Pilotprojekt wurde die Datenbeschaffung und Modellierung für eine einzelne Höchstspannungsleitung durchgeführt. Diese hat eine Länge von 31 km, bzw. 62 Strangkilometer, mit 97 Masten. Schweizweit hat das 50 Hz Übertragungsnetz ca. 128 Höchstspannungsleitungen (Kap. 2, gem. Liste ESTI) mit einer Stranglänge von ca. 7000 km (Kap. 1.4) und der Datensatz von Vector25 enthält insgesamt 19'901 Masten. Zieht man noch in Betracht, dass einige der Einträge im ESTI-Datensatz nur kurze Leitungsabschnitte betreffen, und dass nur etwa die Hälfte der Masten in Vector25 zum Höchstspannungsnetz gehören, dann umfasst das schweizerische Höchstspannungsnetz ca. 100 Leitungen mit ca. 10'000 Masten und einer Stranglänge von 7000 km. Insgesamt hat das Höchstspannungsnetz also etwa 100 mal mehr Leitungen, Masten und Strangkilometer als im Pilotprojekt modelliert.

Der Aufwand zum Erfassen und Modellieren der Leitungsdaten lässt sich wie folgt grob abschätzen:

- ca. 2 - 3 h für das Kopieren der Pläne und Unterlagen bei der BKW (davon $\frac{1}{2}$ – 1 h für das Kopieren der Mastschemata).
- ca. 1/2 h für das Zusammenstellen und Erfassen der Lastflussdaten
- ca. 1 – 1.5 h für die Erfassung der Mastgeometrie der 97 Masten (welcher Mast hat welchen Typ, wie sind die Leiterseile befestigt). Dazu muss zwangsläufig jede PDF-Datei mindestens einmal geöffnet und angeschaut werden, das Resultat muss in die Liste mit den Masten übertragen werden (Typ, Art der Isolator Ketten, ggf. deren Länge, Höhe). Ausserdem muss das Resultat kontrolliert werden. Selbst wenn man dabei für jeden Mast nur 1 Minute braucht, sind das bei 97 Masten bereits mehr als anderthalb Stunden.
- ca. 1 h für den Vergleich der verschiedenen Masttypen, Finden von relevanten Unterschieden, Eingabe der Geometrie ins Rechenmodell.

Alles zusammen ergibt dies etwa 4.5 bis 6 h für die Datenerfassung einer Leitung. Zu beachten ist, dass diese Zeiten sich nicht auf den Aufwand im Pilotprojekt beziehen, wo vieles zu-

erst gelernt werden musste und etliche Arbeiten wiederholt werden mussten oder beim ersten Mal länger dauerten. Vielmehr beziehen sie sich auf den Aufwand, der nötig erscheint, wenn die Arbeitsabläufe definiert und eingespielt sind, also für eine Routinedatenerfassung. Der geschätzte Aufwand ist der Aufwand auf Seite der Modellierung, der Arbeitsaufwand des Leitungsbetreibers für die Bereitstellung der Daten ist darin nicht berücksichtigt. Die Abschätzung enthält ungefähr das, was (pro Leitung) nötig wäre, wenn jetzt mit dem etablierten Kontakt zur BKW und den definierten Datenformaten die Daten der nächsten 10 BKW-Leitungen im Modell erfasst werden sollten, und die Aufwandschätzung ist eher optimistisch.

Nicht enthalten in der Aufwandschätzung ist der Aufwand für die Etablierung des Kontakts mit den Leitungsbetreibern, also mit 8 Überlandwerken und 14 weiteren Kraftwerken, welche ihre Daten zur Verfügung stellen müssten. Auch ist nicht klar, inwieweit die Leitungsdaten bei anderen E-Werken in der gleichen Art und den gleichen Formaten vorhanden sind, wie sie jetzt im Pilotprojekt benutzt wurden. Im Pilotprojekt waren die Wege kurz, für einen Besuch bei der BKW brauchte es lediglich eine Fahrt mit dem Bus von Bern-Mobil, bei den anderen Werken ist mit nicht vernachlässigbaren Reisezeiten zu rechnen. Ebenfalls nicht in der Schätzung enthalten ist der Aufwand für die eigentliche Durchführung der Modellrechnung, für Qualitätskontrolle und für das Datenmanagement.

Alles in allem ist also, für das Höchstspannungsnetz der gesamten Schweiz, rein für die Erfassung der Leitungsdaten ein Aufwand von mindestens 450 – 600 Arbeitsstunden notwendig, also 3 bis 4 Personenmonate. Diese Schätzung enthält aber kaum Reserven, und der Aufwand könnte leicht auch noch höher sein, erfahrungsgemäss müsste man sogar damit rechnen. Dazu kommt, dass man für die Erfassung auch nicht beliebig Hilfspersonal einsetzen kann, weil es wohl nötig ist, jeweils vor Ort die richtigen Datenquellen zu identifizieren, und weil für die Erfassung und die Dateneingabe etliches an Sachverstand verlangt werden muss.

Wie in Kap. 5 gezeigt, lässt sich der Aufwand nur sehr schlecht durch Vereinfachungen reduzieren. Allenfalls möglich wäre es, eine ganze Leitung mit einem Standardmast zu modellieren. Dessen Geometrie müsste aber auch wieder zuerst definiert sein, und man käme auch so nicht darum herum, die Masten je einzeln anzuschauen, und sei es nur, um die Höhe herauszulesen.

7 Resultate

7.1 Feldstärkekarten

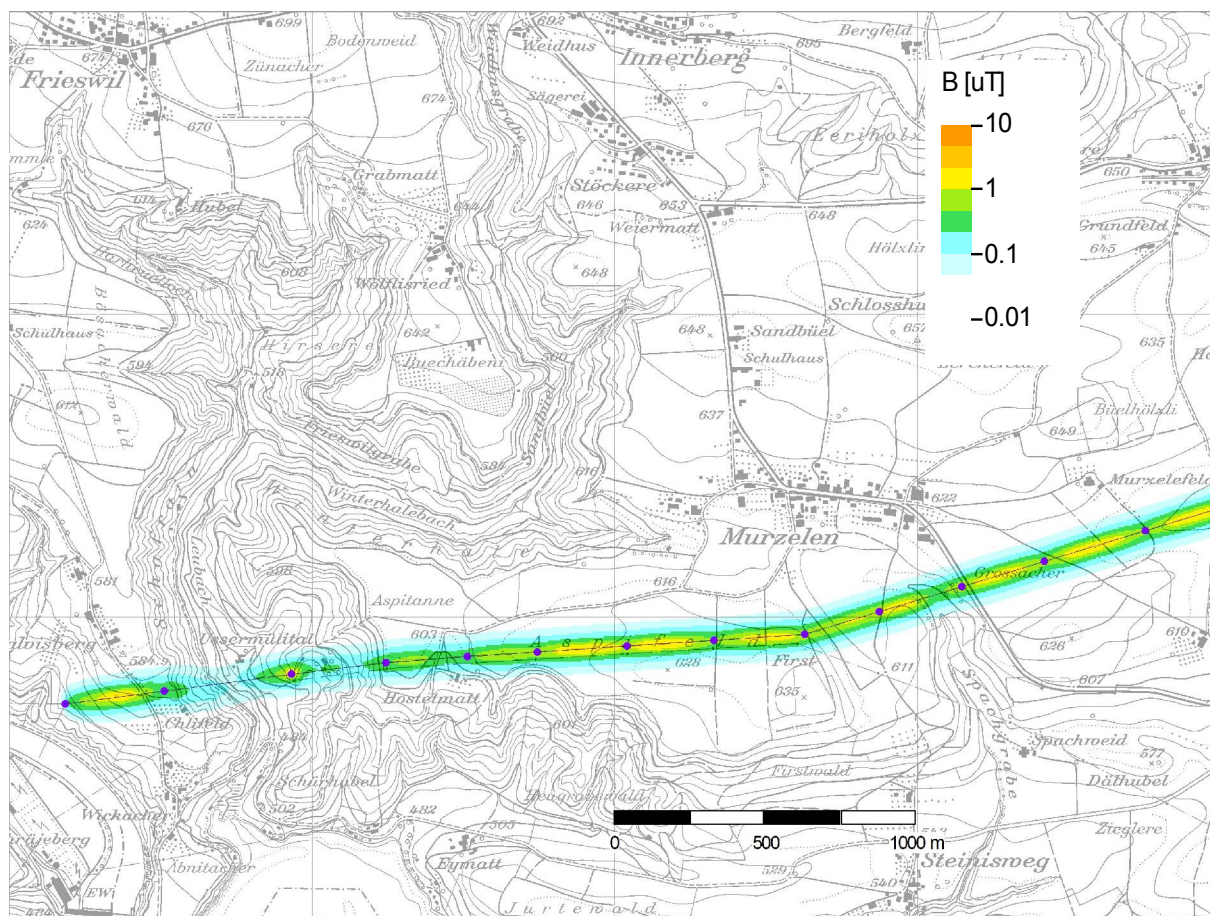


Abbildung 32: Feldstärkekarte (1) für das Gebiet Mühleberg - Murzelen. Die Berechnung beginnt erst beim Mast 1c, nördlich der Aare. Masten sind als violette Punkte eingezeichnet. Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

Dieses Kapitel enthält die Resultate der Modellierung der Magnetfelder der Leitung Mühleberg-Bickigen in Form von farbkodierten Feldstärkekarten (Abbildungen 32 -39), für die Länge der Leitung von Mast 1c bis Mast 97, in Ausschnitten. Berechnet wurden die Karten mit 5 m Auflösung, für eine Höhe von 1 m über Grund. Für die Durchhangsberechnung wurde ein konstanter Parameter $c = 1150$ m verwendet, die durchhängenden Leiterseile wurden für die Berechnung approximiert durch eine ungerade Anzahl von linearen Segmenten von maximal 50 m Länge. Für die Stromstärken wurden die RMS-Mittelwerte (Wirkstrom und Blindstrom) aus dem k-Means Clustering mit $k = 16$ verwendet, berechnet aus den Lastflussdaten für das Jahr 2009.

Berechnet und dargestellt wurden im Pilotprojekt nur die von der betrachteten Leitung Mühleberg-Bickigen erzeugten Magnetfelder. Alle anderen Quellen wurden weggelassen. Aus diesem Grund entsprechen die dargestellten Immissionen selbst nahe an der Leitung nicht unbedingt überall den tatsächlich im Jahresmittel vorhandenen. Dies ist beispielsweise dort der Fall, wo (wie in Abbildung 32) eine zweite Leitung über grössere Distanz parallel verläuft oder wo eine andere Leitung kreuzt.

Ziel der Modellierung ist, den Jahresmittelwert der tatsächlich auftretenden Magnetfelder zu berechnen und die Leitungskorridore darzustellen. Nicht Ziel der Modellierung ist hingegen die Überprüfung der Immissionen auf die Einhaltung von Immissions- und/oder Anlagegrenzwerten; dafür gilt ein anderes Rechenmodell [BAFU 2007], welches nicht die durchschnittlichen, sondern die Bedingungen für einen in der NISV und der Vollzugshilfe definierten *massgebenden Betriebszustand* berücksichtigt. In diesem massgebenden Betriebszustand sind die Immissionen in der Regel deutlich höher¹ als im hier betrachteten zeitlichen Mittelwert (vgl. Kap. 6.2.3)

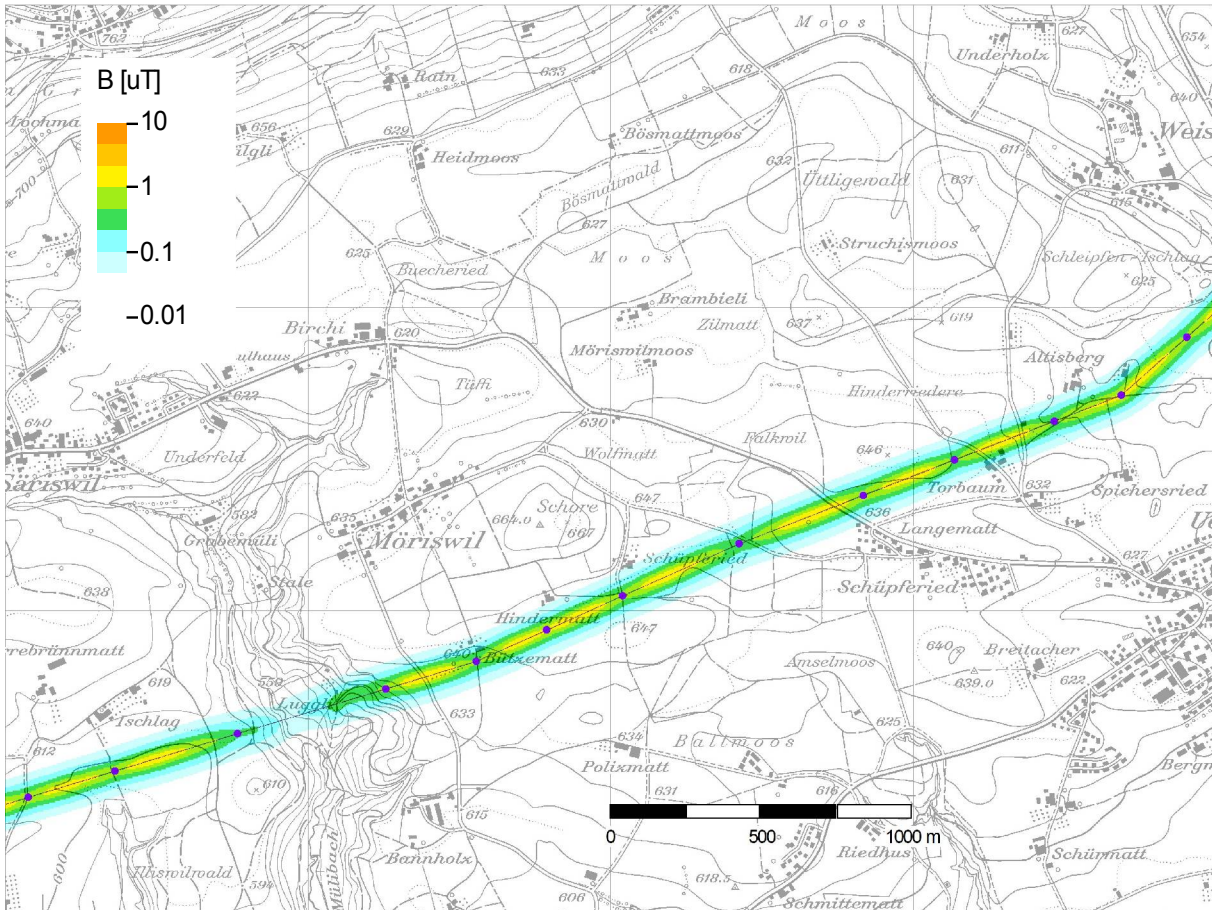


Abbildung 33: Feldstärkekarte (2) für das Gebiet Möriswil – Üettiligen. Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

1 Siehe dazu aber auch Abschnitt 2.4 der Vollzugshilfe zur NISV für Hochspannungsleitungen [BAFU 2007], insbesondere die Fussnote 7 auf Seite 17.

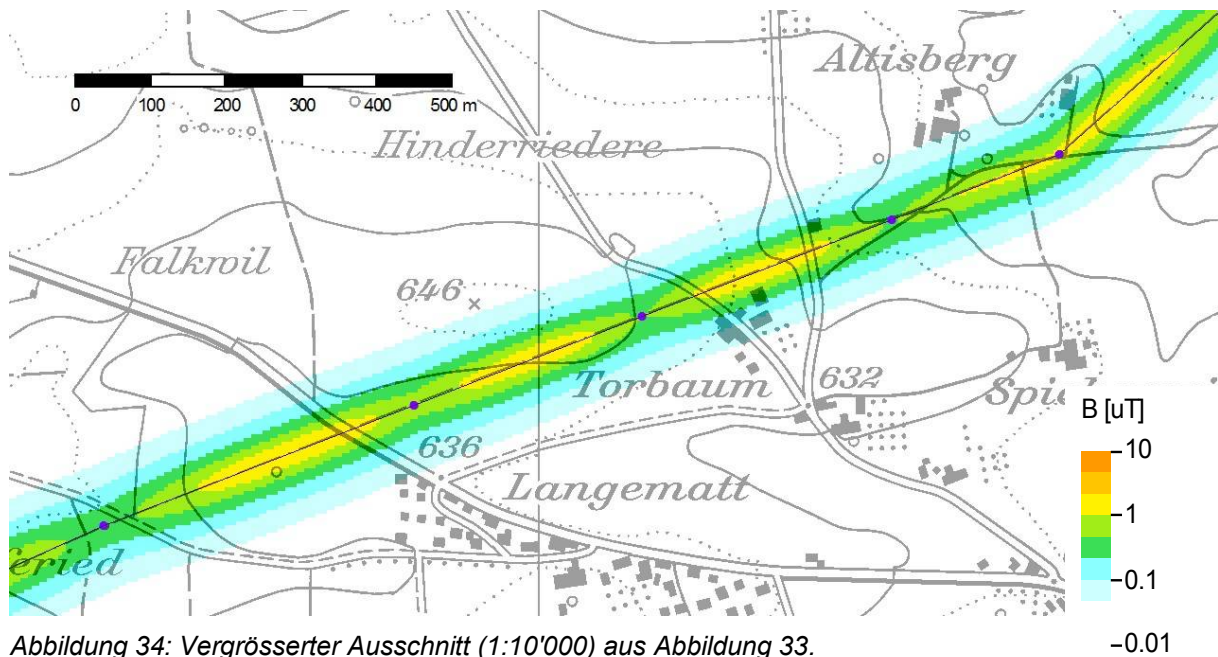


Abbildung 34: Vergrößerter Ausschnitt (1:10'000) aus Abbildung 33.
Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

Mit der Darstellung des Leitungskorridors im Massstab 1:25'000 wie in Abbildung 33 ist es eher schwierig, die Details der Feldverteilung zu erkennen. Die Abbildung 34 enthält deshalb einen vergrösserten Ausschnitt daraus. Betrachtet man Leitungskorridore bis zu sehr tiefen Schwellenwerten, z.B. solchen von 100 nT oder noch weniger, so zeigen die hellblauen Konturen in Abbildung 34 einen Korridor von mehr oder weniger konstanter Breite, dessen Begrenzungen fast parallel zur Leitungsachse verlaufen. Für einen Anwendung des Modells in einer epidemiologischen Studie sind aber wohl eher Schwellenwerte im Bereich zwischen 0.2 bis 0.5 µT relevant, in Abbildung 34 wären das die äusseren Konturen der dunkel- bzw. hellgrünen Flächen. Für eine Schwelle von 0.2 µT findet man zwar noch immer fast überall einen zusammenhängenden Korridor, dieser hat aber nicht mehr konstante Breite, sondern ist nahe bei Masten weniger breit als zwischen ihnen. Für einen Schwellenwert von 0.5 µT findet man hingegen keinen durchgehenden Korridor mehr, sondern eine Struktur von langen ellipsenartigen Flächen, die in der Nähe von Masten unterbrochen sein kann.

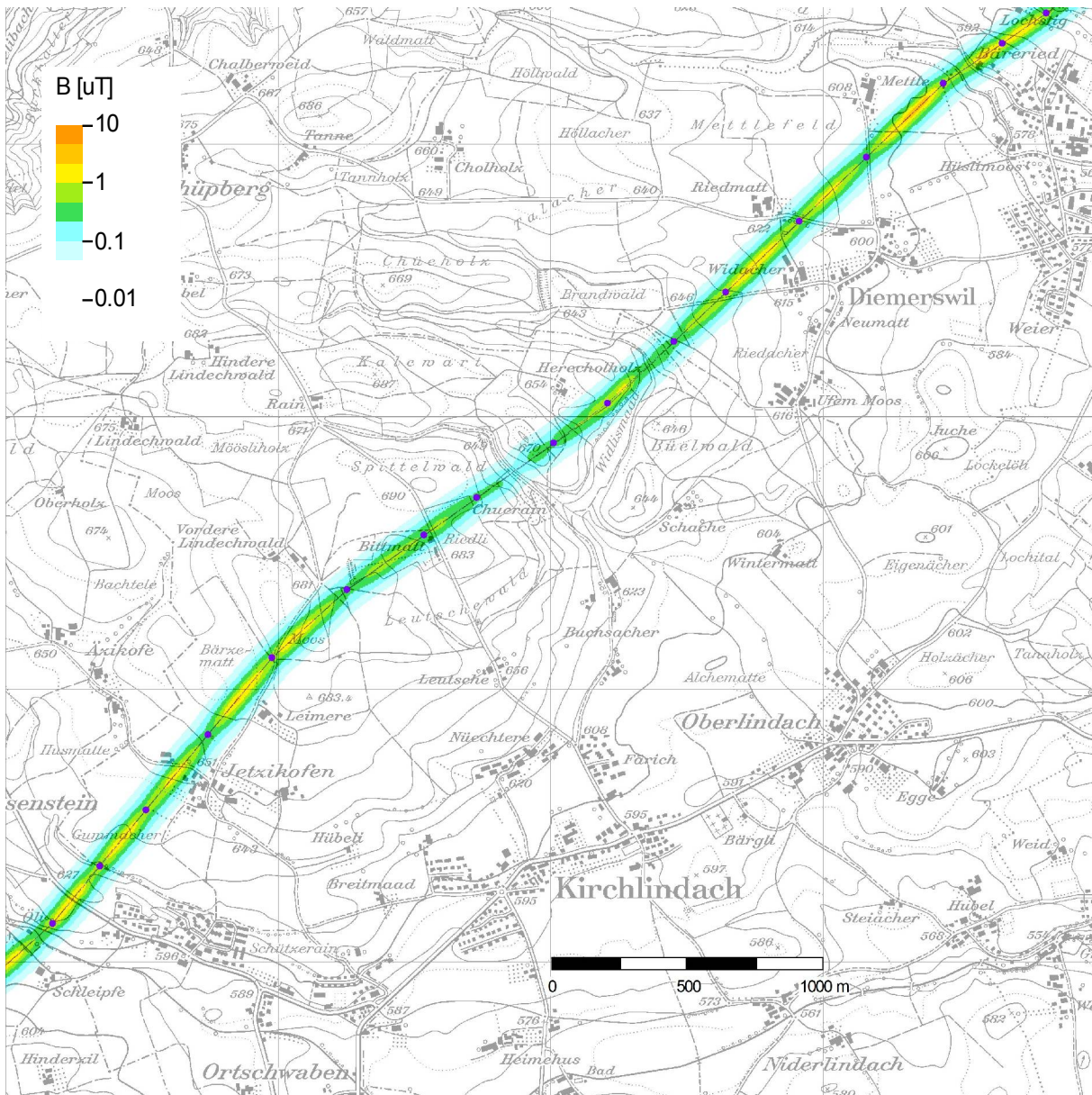


Abbildung 35: Feldstärkekarte (3) für das Gebiet Ortschwaben - Kirchlindach – Diemerswil. Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

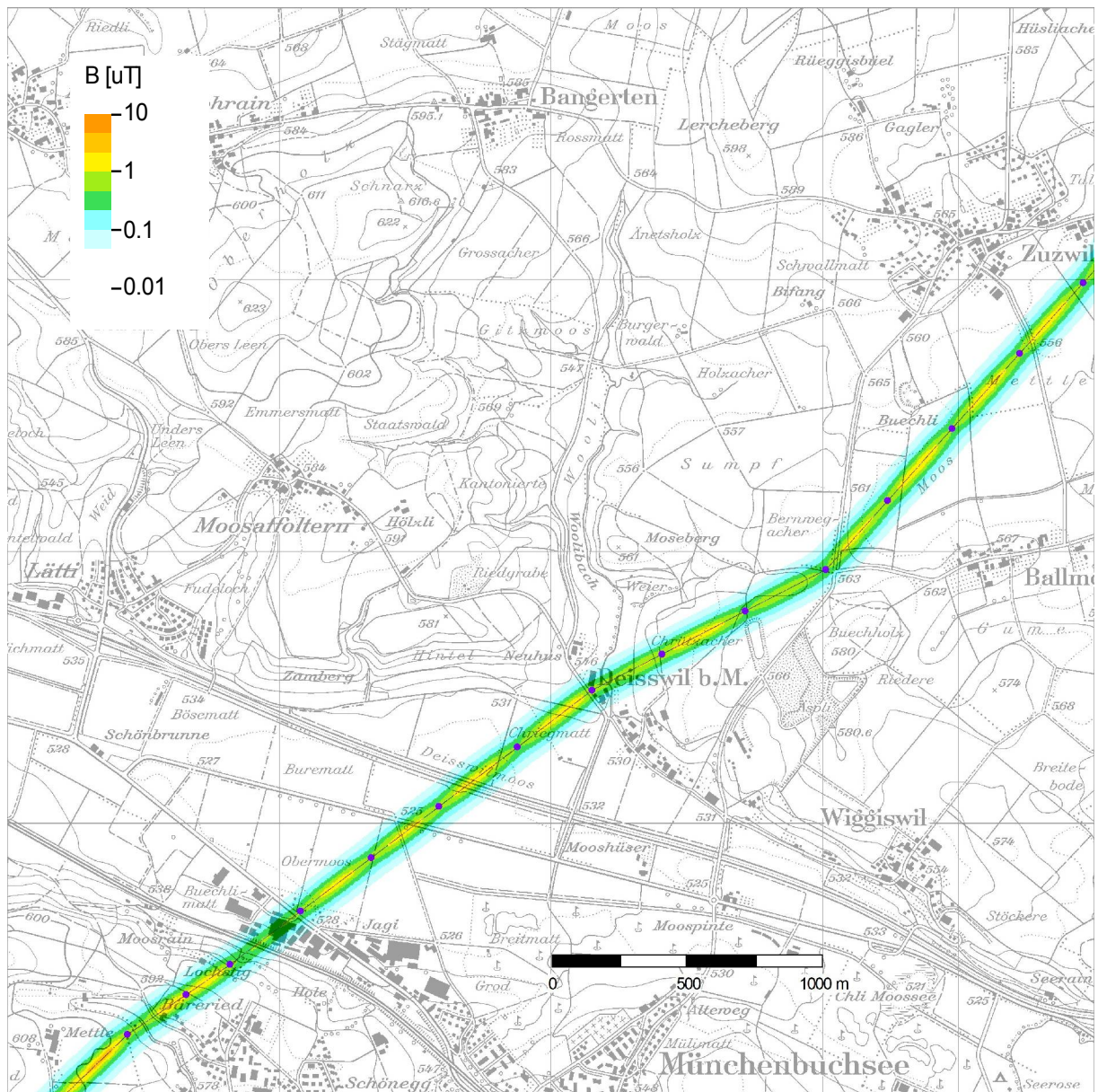


Abbildung 36: Feldstärkekarte (4) für das Gebiet Münchenbuchsee – Zuzwil.
Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

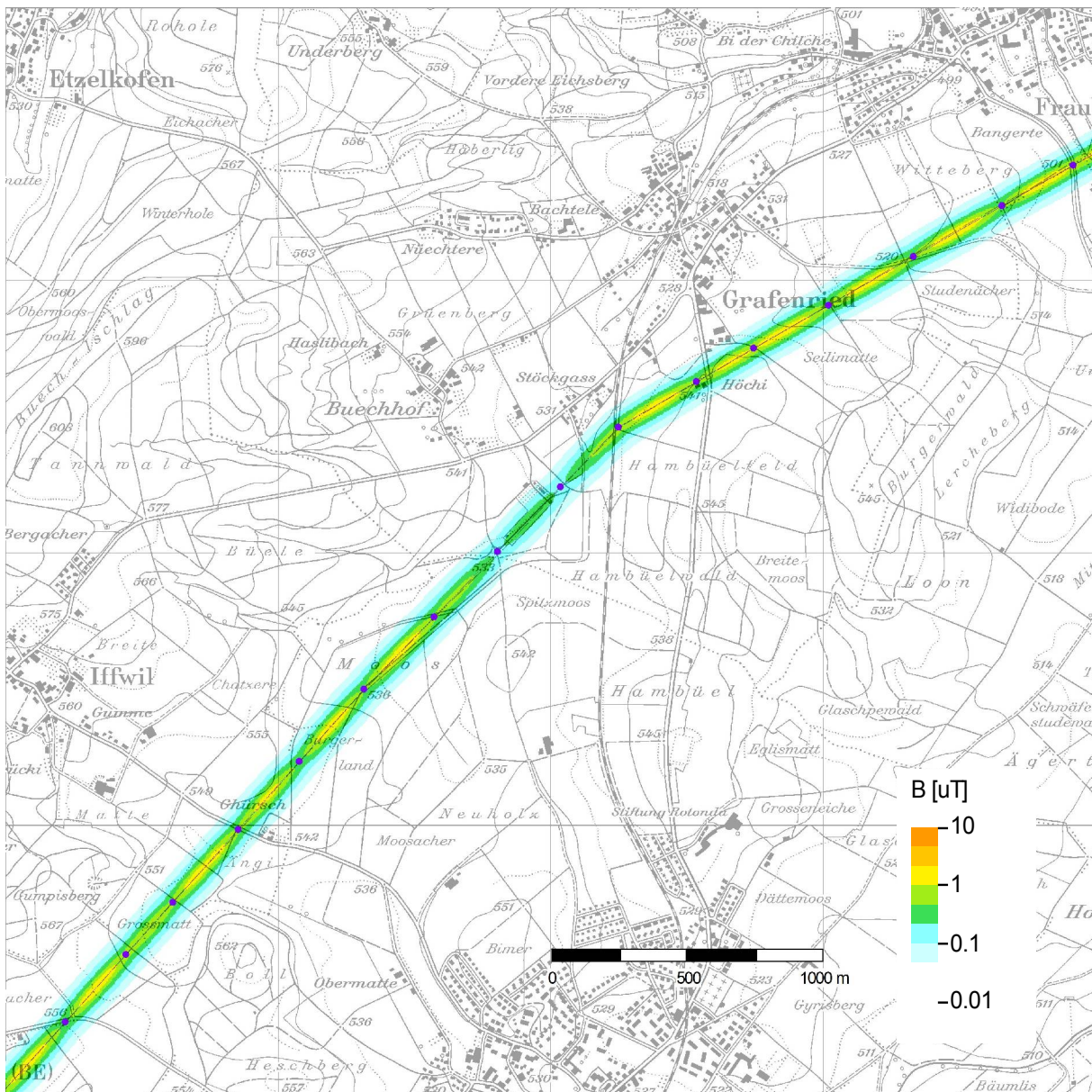


Abbildung 37: Feldstärkekarte (5) für das Gebiet Iffwil - Grafenried – Fraubrunnen.
Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

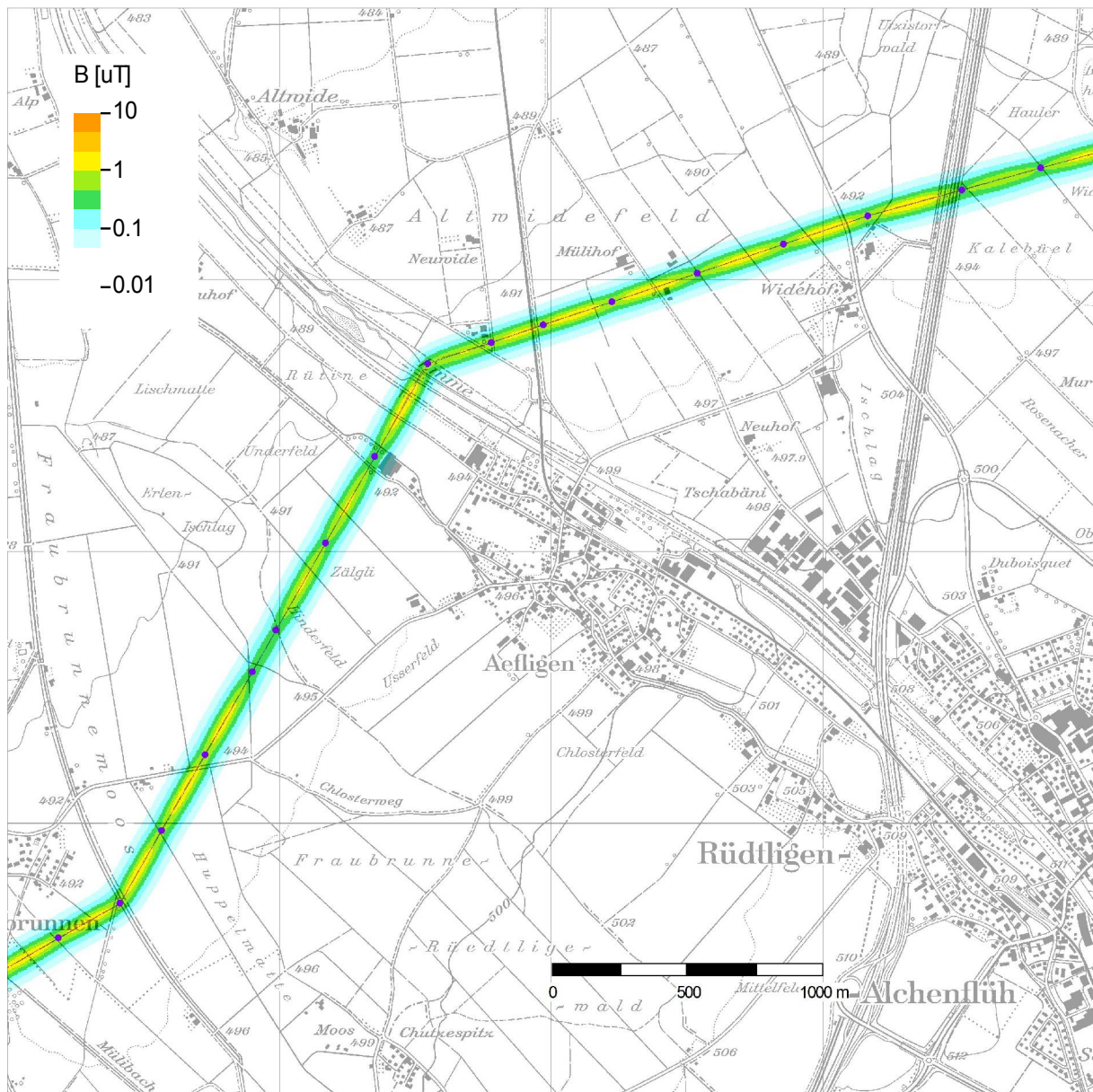


Abbildung 38: Feldstärkekarte (6) für das Gebiet Fraubrunnen – Aeffligen.
Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

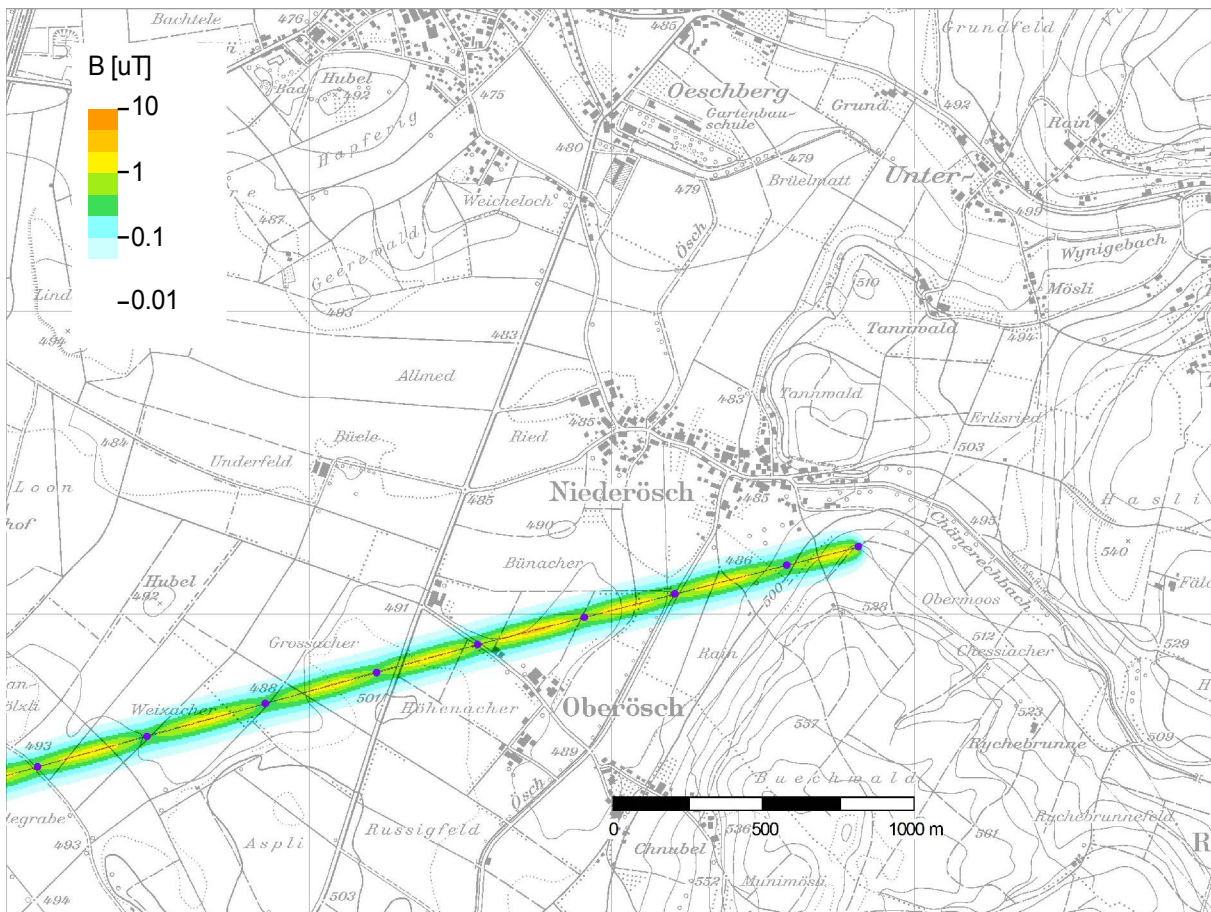


Abbildung 39: Feldstärkekarte (7) für das Gebiet Niederörsch / Oberörsch. Die Modellierung endet beim Mast 97 (Verzweigung nach Lindenholz und Bickigen). Hintergrundkarte PK25 © Bundesamt für Landestopografie.

Die Modellierung endet bei Mast 97. Wie man in Abbildung 39 sieht, fallen die Feldstärken nach dem letzten Mast sehr schnell ab. Dies ist wahrscheinlich ein Vorteil, wenn es darum geht, das Feld in der Umgebung einer Verzweigung zu modellieren, weil es dann offenbar möglich ist, die drei Leiterabschnitte separat zu modellieren und die Resultate geeignet zu überlagern, wie in Kap. 6.2.5 bereits angedeutet. Denselben schnellen Abfall sieht man im Übrigen auch schon beim ersten Mast in Abbildung 32.

7.2 Schlussfolgerungen

Das Pilotprojekt hat gezeigt, dass die Modellierung von Magnetfeldern von Hochspannungsleitungen für einen Immissionskataster möglich ist. Es wurden verschiedene mögliche Datenquellen untersucht, etliche davon wurden wieder verworfen. Als Resultat lässt sich sagen, dass als Datenquelle für die Leitungs- und Lastflussdaten eigentlich nur die Leitungsbetreiber in Frage kommen. Für den Datenbezug hat man es somit für das Höchstspannungsnetz der ganzen Schweiz mit 8 Überlandwerken und 14 weiteren Kraftwerken zu tun.

Es wurde untersucht, welche Daten für die Modellierung der durchschnittlich im Betrieb auftretenden Magnetfelder nötig sind, und diese Daten wurden für die zu modellierende Leitung von der BKW zur Verfügung gestellt. Auch wurde eine Methodik entwickelt, wie geeignete Mittelwerte der Ströme über verschiedene Lastfluss-Situationen gebildet werden können, und wie ein geeigneter Mittelwert für den Durchhang der Leiterseile berechnet werden kann. Die Methodik wurde in einem Computerprogramm implementiert, welches parallel zum Pilotprojekt programmiert wurde, und welches zwei- und dreidimensionale Berechnungen von Magnetfeldern durchführen und die Resultate darstellen kann (eine Variante der NISMap-

Software).

Es wurde untersucht, ob allenfalls auch eine vereinfachte Modellierung mit einem einfachen Abstandgesetz möglich wäre, um so den grossen Aufwand bei der Beschaffung der Leitungsdaten zu reduzieren. Dabei hat sich gezeigt, dass bei zwei- und mehrsträngigen Leitungen (also praktisch allen im Höchstspannungsnetz) kein solch einfaches Abstandgesetz existiert, da das resultierende Magnetfeld von der Anordnung/Symmetrie der Leiter und von der Grösse und Richtung der Lastflüsse wesentlich abhängt und sich somit von Leitung zu Leitung unterscheidet.

Gleich wichtig wie die korrekte Berücksichtigung der Symmetrie oder Asymmetrie der Leitung ist aber auch die korrekte Berücksichtigung der Stromrichtungen (Vorzeichen und Vorzeichenkonventionen). Ein Vorzeichenfehler in einem der beiden Ströme macht den ganzen Aufwand der detaillierten Berücksichtigung der Leitungsdaten wieder zunichte, und man hätte ebenso gut irgend eine simple Näherung verwenden können. Eine Qualitätskontrolle zur Vermeidung solcher Vorzeichenfehler ist deshalb sicher der grösste Einzelbeitrag zur Qualitätssicherung eines Immissionskatasters von Magnetfeldern von Hochspannungsleitungen.

Eine Fehlerabschätzung hat gezeigt, dass es möglich ist, einen Jahresdurchschnittswert der Magnetfeldbelastung mit einer Genauigkeit von etwa ca. 11 % bis 25 % zu modellieren. Mit den Daten für die Leitung Mühleberg-Bickigen wurde dann auch untersucht, wie sich verschiedene Näherungen in der Durchgangsberechnung und der Bestimmung der mittleren Ströme auf den Beitrag zum Fehler der Berechnung auswirken, und die Parameter wurden so bestimmt, dass dieser Beitrag klein ist. Die Genauigkeit der Bestimmung der magnetischen Flussdichte ist allerdings deutlich weniger gut, wenn in der Anwendung des Modells in einer Studie nur ungenaue Koordinaten aus geocodierten Adressen zur Verfügung stehen. Auch mit diesen erreicht man aber noch eine Lagegenauigkeit der Punkte von ca. 6 % bis 11 % der Breite der Leitungskorridore. Die Breite der Leitungskorridore kann mit guten Daten auf wenige Prozent genau bestimmt werden.

Die Magnetfelder wurden für die gesamte Länge der modellierten Leitung (31 km) berechnet und als farbkodierte Karten dargestellt.

Im Rahmen des Pilotprojekts waren keine Messungen vorgesehen. Für Modellierungen, die über den Rahmen dieses Pilotprojekts hinausgehen wäre es aber sicher nützlich, das Modell auch durch Messungen zu validieren. Da das Modell einen Langzeit-Durchschnittswert berechnet, müssten entsprechend auch Langzeit-Messungen durchgeführt werden, und es müsste eine geeignete Methodik für den Vergleich von Modell und Messung definiert werden.

Als wichtiges Ziel des Pilotprojekts wurde auch der Aufwand abgeschätzt, der für eine vollständige Modellierung der Magnetfelder des schweizerischen Höchstspannungsnetzes nötig wäre. Vor allem der Aufwand für die Erfassung der Leitungsdaten ist dabei mit fast einem Arbeitstag pro Leitung, bei ca. 100 zu modellierenden Leitungen, sehr beträchtlich. Demgegenüber fällt die nötige Rechenleistung für eine flächendeckende Berechnung kaum ins Gewicht, da die notwendigen Berechnungen nur wenig Rechenzeit erfordern.

Insgesamt hat das Pilotprojekt an einem konkreten Beispiel gezeigt, dass die Erstellung eines Immissionskatasters von niederfrequenten Magnetfeldern des Höchstspannungsnetzes möglich ist. Es hat am konkreten Beispiel auch gezeigt, wie die Datenerfassung und Modellberechnung durchgeführt werden kann, und dabei ist klar geworden, dass die Erstellung eines schweizweiten Immissionskatasters von niederfrequenten Magnetfeldern einen recht grossen Aufwand erfordern würde, selbst wenn man sich dabei auf die Leitungen des Höchstspannungsnetzes beschränkt.

Anhang A Rechnen in komplexen Vektorräumen

In diesem Anhang sind die mathematischen Beziehungen zusammengefasst, die für die Ableitung der Beziehungen für den zeitlichen Mittelwert der magnetischen Flussdichte in Kap. 3.1 verwendet werden.

Anhang A.1 Komplexe Zahlen

Eine komplexe Zahl a kann geschrieben werden als

$$a = x + iy \quad (71)$$

x heisst Realteil, y Imaginärteil von a . Die komplex konjugierte von a ist

$$\tilde{a} = x - iy \quad (72)$$

Der Betrag $|a|$ einer komplexen Zahl ist

$$|a| = \sqrt{a \tilde{a}} = \sqrt{x^2 + y^2} \quad (73)$$

In der Polardarstellung lässt sich eine komplexe Zahl durch Betrag $|a|$ und Phase φ_a ausdrücken

$$a = |a| e^{i\varphi_a} = |a| (\cos \varphi_a + i \sin \varphi_a) \quad (74)$$

Die komplex konjugierte ist dann

$$\tilde{a} = |a| e^{-i\varphi_a} \quad (75)$$

Anhang A.2 Komplexe Vektoren

Ein reeller Vektorraum \mathbb{R}^n lässt sich erweitern zu einem komplexen Vektorraum \mathbb{C}^n . Im komplexen Vektorraum sind sowohl die Skalare wie auch die Komponenten der Vektoren komplexe Zahlen. In der Polarform lassen sich Phasenbeziehungen zwischen Skalaren und Vektoren einfach ausdrücken. Die Vektorrechnung in \mathbb{C}^n ist weitgehend analog zu der in \mathbb{R}^n . Siehe dazu z.B. [Nef, 1966]

Ein wichtiger Unterschied liegt in der Definition des Skalarprodukts $\langle \vec{a}, \vec{b} \rangle$ von 2 Vektoren. In \mathbb{R}^n ist das Skalarprodukt bilinear (linear in beiden Argumenten), im komplexen Vektorraum ist es quasi-bilinear, und es gilt, für n -dimensionale Vektoren $\vec{a} = (a_1, a_2, \dots, a_n)$, $\vec{b} = (b_1, b_2, \dots, b_n)$:

$$\langle \vec{a}, \vec{b} \rangle = \sum_{k=1}^n a_k \tilde{b}_k \quad (76)$$

mit

$$\langle \lambda \vec{a}, \vec{b} \rangle = \lambda \langle \vec{a}, \vec{b} \rangle \quad (77)$$

$$\langle \vec{a}, \mu \vec{b} \rangle = \tilde{\mu} \langle \vec{a}, \vec{b} \rangle \quad (78)$$

$$\langle \vec{b}, \vec{a} \rangle = \overline{\langle \vec{a}, \vec{b} \rangle} \quad (79)$$

Der Betrag eines komplexen Vektors ist definiert als

$$\|\vec{a}\| = \sqrt{\langle \vec{a}, \vec{a} \rangle} = \sqrt{|a_x|^2 + |a_y|^2 + |a_z|^2} \quad (80)$$

In Kap. 3.1 wird das Betragsquadrat einer Linearkombination von zwei Vektoren benötigt:

$$\begin{aligned}\|\lambda \vec{a} + \mu \vec{b}\|^2 &= \langle \lambda \vec{a} + \mu \vec{b}, \lambda \vec{a} + \mu \vec{b} \rangle \\ &= |\lambda|^2 \langle \vec{a}, \vec{a} \rangle + |\mu|^2 \langle \vec{b}, \vec{b} \rangle + \lambda \tilde{\mu} \langle \vec{a}, \vec{b} \rangle + \tilde{\lambda} \mu \langle \vec{b}, \vec{a} \rangle \\ &= |\lambda|^2 \|\vec{a}\|^2 + |\mu|^2 \|\vec{b}\|^2 + \lambda \tilde{\mu} \langle \vec{a}, \vec{b} \rangle + \lambda \tilde{\mu} \overline{\langle \vec{a}, \vec{b} \rangle}\end{aligned}\tag{81}$$

Anhang B Berechnung von Magnetfeldern

Anhang B.1 Magnetfeld von Leiterstücken

Das magnetische Vektorpotenzial für ein niederfrequentes Feld im Punkt P_1 berechnet sich als Integral aus der Verteilung der Stromdichten $\vec{j}(P_2)$ im Raum (Feynman, Leighton, Sands, 1964)

$$\vec{A}(P_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int \frac{\vec{j}(P_2)}{r_{12}} dV_2 \quad (82)$$

Aus dem Vektorpotenzial erhält man die magnetische Flussdichte \vec{B} aus

$$\vec{B} = \nabla \times \vec{A} \quad (83)$$

in Komponenten:

$$\begin{aligned} B_x &= \frac{\partial A_z}{\partial y} - \frac{\partial A_y}{\partial z} \\ B_y &= \frac{\partial A_x}{\partial z} - \frac{\partial A_z}{\partial x} \\ B_z &= \frac{\partial A_y}{\partial x} - \frac{\partial A_x}{\partial y} \end{aligned} \quad (84)$$

Ein Strom, der in einem linienförmigen, dünnen Leiter vom Punkt P_A nach P_B fließt, erzeugt ein Vektorpotenzial

$$\vec{A}(P_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{P_A}^{P_B} \frac{\vec{I}(P_2)}{r_{12}} dl \quad (85)$$

Eine Integration über den Leiterquerschnitt ergibt dabei aus \vec{j} den Strom \vec{I} und das Integral über den ganzen Raum ist ersetzt worden durch eine Linienintegral längs des Leiters. Die Richtung von \vec{I} ist überall tangential zum Integrationsweg (Abbildung 40).

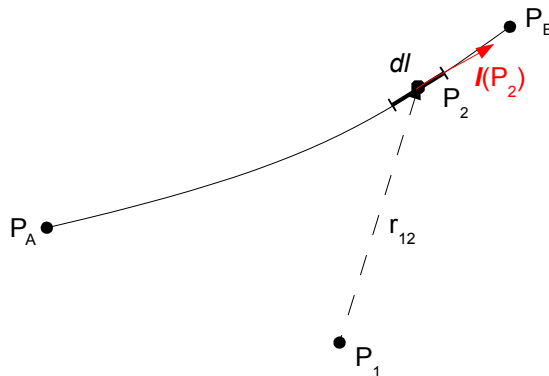


Abbildung 40: Integrationsweg längs eines linienförmigen Leiters.

Für die Berechnung des Feldes einer Hochspannungsleitung berechnen wir den Beitrag zur Gesamtfeldstärke für jede Spannweite und jeden Phasenleiter separat. Das Gesamtfeld ist dann die (komplexe) Vektorsumme der einzelnen Beiträge, unter Berücksichtigung der Phasenlage der Ströme in den einzelnen Leitern. Im Fall der Hochspannungsleitung ist die betrachtete Kurve gerade die Seilkurve zwischen zwei Aufhängepunkten. Wie schon im Kap. 2.3.1 approximieren wir die Seilkurve als Parabel, die Approximation ist göltig, solange die

Parabel nur schwach gekrümmt ist.

Wir verwenden ein Koordinatensystem mit Ursprung in P_A , der x-Achse horizontal und senkrecht zur Leitungssachse nach rechts, der y-Achse parallel zur Leitungssachse und der z-Achse nach oben¹.

$$P_A = (0, 0, 0) \quad (86)$$

$$P_B = (0, L, H) \quad (87)$$

wo L die Spannweite und H den Höhenunterschied (zwischen den Aufhängepunkten) bezeichnen.

Für die Komponenten des Vektorpotenzials gilt

$$A_x(P_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{P_A}^{P_B} \frac{I_x}{r_{12}} dl \quad (88)$$

und analog für A_y, A_z . Der Stromvektor \vec{I} ist tangential zum Integrationsweg (Abbildung 40) und hat nur Komponenten in y- und z-Richtung:

$$\begin{aligned} I_x &= 0 \\ I_y &= I \frac{dy_2}{dl} \\ I_z &= I \frac{dz_2}{dl} = I \frac{dz_2}{dy_2} \frac{dy_2}{dl} \end{aligned} \quad (89)$$

Man erhält

$$A_x = 0 \quad (90)$$

und

$$A_y(P_1) = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_0^L \frac{dy_2}{r_{12}} \quad (91)$$

Für A_z approximieren wir

$$\frac{dz_2}{dy_2} \approx \frac{H}{L} = \text{const.} \quad (92)$$

wie in der Approximation der Seilkurve als Parabel und erhalten

$$A_z(P_1) = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \frac{H}{L} \int_0^L \frac{dy_2}{r_{12}} = h A_y(P_1) \quad (93)$$

mit dem dimensionslosen Parameter

$$h = \frac{H}{L} \quad (94)$$

¹ Das Koordinatensystem wird mit Vorteil so gewählt, dass x und z ein Rechtssystem bilden, wenn man eine Ebene senkrecht zur Leitung betrachtet und in Leitungsrichtung (in Richtung der Mastnummerierung) blickt, wie z.B. in Abbildung 22 oder 23.

Es ist

$$r_{12} = \sqrt{x_1^2 + (y_2 - y_1)^2 + (z_2 - z_1)^2} \quad (95)$$

Der Integrationsweg längs der Parabel ist y_2 von 0 bis L , und

$$z_2 = h y_2 + d y_2 (y_2 - L) \quad (96)$$

$$d = \frac{4D}{L^2} \quad (97)$$

mit D als maximalem Durchhang der Seilkurve. Damit wird schliesslich

$$r_{12} = \sqrt{x_1^2 + (y_2 - y_1)^2 + (h y_2 + d (y_2^2 - L y_2) - z_1)^2} \quad (98)$$

$$\begin{aligned} A_x &= 0 \\ A_y &= A_0 J_0 \\ A_z &= h A_0 J_0 \end{aligned} \quad (99)$$

wo

$$J_0 = \int_0^L \frac{dy_2}{r_{12}} \quad (100)$$

$$A_0 = \frac{\mu_0 I}{4\pi}, \quad h = \frac{H}{L}, \quad d = \frac{4D}{L^2} \quad (101)$$

Das Integral $J_0 = J_0(x_1, y_1, z_1)$ ist analytisch lösbar in Form von elliptischen Integralen. Die Lösung beinhaltet aber die Lösung der Gleichung 4. Grades $r_{12} = 0$ (bezüglich y_2) [Gradshteyn und Ryzhik, 1980]. Diese Lösung ist aufwändig, und für numerische Berechnungen mit dem Computer müssten die elliptischen Funktionen schliesslich doch wieder mit Näherungen berechnet werden. Eine Alternative wäre die numerische Lösung des Integrals. Dies ist aber für das hier gegebene Problem ebenfalls ungünstig: In der Berechnung für mehrere Leiterseile und mehrere Stränge können Differenzen von fast gleichen Ausdrücken vorkommen, was zu numerischen Instabilitäten führen kann. Damit die Resultate hinreichend genau bleiben, müssten die numerischen Integrale mit sehr hoher Präzision ausgewertet werden, was aufwändig ist. Wir suchen deshalb nach einer analytischen Näherung.

Anhang B.2 Näherung für gerade Leiterstücke

Die Näherung für gerade Leiterstücke ist die Lösung von (98) - (101) für Durchhang $d=0$. Wir schreiben

$$r'_{12} = r_{12}(d=0) \quad (102)$$

also aus (98)

$$r'_{12} = \sqrt{x_1^2 + (y_2 - y_1)^2 + (h y_2 - z_1)^2} \quad (103)$$

Dann erhält man für das Integral

$$J_{00} = J_0(d=0) = \int_0^L \frac{dy_2}{r'_{12}} \quad (104)$$

die Lösung (Abramowitz und Stegun, 1965):

$$J_{00} = \frac{1}{\sqrt{1+h^2}} \left[\ln \left(\frac{L(1+h^2) - y_1 - hz_1}{\sqrt{1+h^2}} + \sqrt{x_1^2 + (L-y_1)^2 + (H-z_1)^2} \right) - \ln \left(\frac{-y_1 - hz_1}{\sqrt{1+h^2}} + \sqrt{x_1^2 + y_1^2 + z_1^2} \right) \right] \quad (105)$$

Dies lässt sich noch etwas kompakter schreiben (wir lassen dabei nun auch die Indices der Koordinaten weg und schreiben x, y, z an Stelle von x_1, y_1, z_1):

$$J_{00} = c \left[\ln(L/c - c(y+hz) + r_B) - \ln(-c(y+hz) + r_A) \right] \quad (106)$$

mit

$$c = 1/\sqrt{1+h^2} \quad (107)$$

(c ist der Cosinus der Steigung der Geraden)

$$r_A = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2} \quad (108)$$

$$r_B = \sqrt{x^2 + (y-L)^2 + (z-H)^2} \quad (109)$$

$$A_x = 0, \quad A_y = A_0 J_{00}, \quad A_z = h A_y \quad (110)$$

und daraus die magnetische Flussdichte \vec{B} mit Gleichung (84).

Anhang B.3 Näherung der Seilkurve mit linearen Leitersegmenten

Eine exaktere Näherung für durchhängende Leiterstücke erhält man, indem man diese unterteilt und durch mehrere gerade Segmente ersetzt. Für jedes der Segmente kann man dann die Formeln für gerade Leiterstücke verwenden. Mit einer genügend grossen Anzahl von Segmenten kann man auf diese Weise im Prinzip beliebig hohe Rechengenauigkeit erreichen, allerdings zum Preis einer längeren Rechenzeit.

Die einfachste solche Unterteilung erhält man, indem man für die Unterteilungspunkte Punkte auf der Seilkurve wählt.

Anhang B.4 Näherung für durchhängende Leiterstücke

Dieser Abschnitt zeigt eine Näherungsmethode, welche sich insbesondere für Übersichtsrechnungen eignet, wenn Rechengeschwindigkeit wichtiger ist als Genauigkeit.

Die Berechnung der Feldstärke ohne Durchhang ist eine nützliche Approximation weit weg von der Leitung, aber für Punkte nahe an der Leitung ist sie problematisch. Auf der Leitung selbst ist der Integrand r_{12} singular (Distanz Null), nahe der Leitung wird also B beliebig gross. Bei der Berechnung ohne Durchhang findet man aber die Singularität bei der falschen Höhe, wie in Abbildung 41 gezeigt: Anstatt auf der Höhe von Punkt P befindet sie sich auf der Höhe von Punkt Q, somit werden auch die die Fehler der berechneten Feldstärken in der Nähe des Leiters beliebig gross.

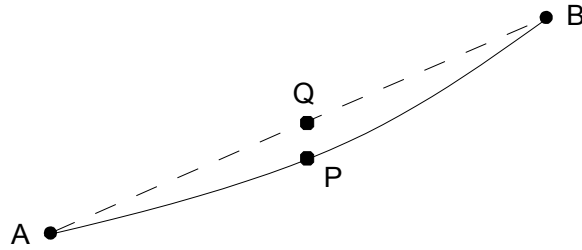


Abbildung 41: Bei der Berechnung ohne Durchhang findet man (für gegebenes y) die Singularität im Punkt Q anstatt P.

Der Fehler der Berechnung ohne Durchhang lässt sich aber schon in nullter Ordnung so korrigieren, dass die Singularität am richtigen Ort liegt. Man erreicht dies durch die Substitution

$$z \rightarrow z^* = \begin{cases} z - d(y^2 - Lx) & , \quad 0 \leq y \leq L \\ z & , \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (111)$$

Man setzt also anstatt dem senkrechten Abstand zur Verbindungslinie $\overline{P_A P_B}$ den senkrechten Abstand zur Parabel in die Formel ein, benutzt aber im Übrigen das Resultat für die Integration längs einer Geraden, welche je nach Lage des Punktes P mehr oder weniger nach unten verschoben ist, wie in Abbildung 42 gezeigt.

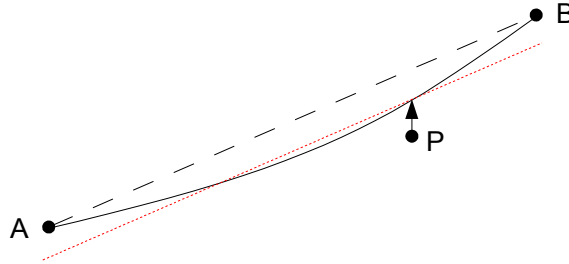


Abbildung 42: Der Integrationsweg längs einer nach unten auf die Parabel verschobenen Gerade (rot) ergibt die nullte Näherung für die Berechnung mit Durchhang. In die Formeln wird anstelle des senkrechten Abstands zur Verbindungslinie $\overline{P_A P_B}$ der senkrechte Abstand zur Parabel eingesetzt.

Die Näherung nullter Ordnung für die Lösung mit Durchhang ist also

$$A_x = 0 \quad , \quad A_y = A_0 J_0 \quad , \quad A_z = h A_x \quad (112)$$

$$J_0 = c \left[\ln(L/c - c(y + hz^*) + r_B) - \ln(-c(y + hz^*) + r_A) \right] \quad (113)$$

$$c = 1/\sqrt{1+h^2} \quad (114)$$

$$r_A = \sqrt{x^2 + y^2 + z^{*2}} \quad (115)$$

$$r_B = \sqrt{x^2 + (y-L)^2 + (z^* - H)^2} \quad (116)$$

$$z^* = \begin{cases} z - d(y^2 - Ly) & , \quad 0 \leq y \leq L \\ z & , \quad \text{sonst} \end{cases} \quad (117)$$

$$A_0 = \frac{\mu_0 I}{4\pi}, \quad h = \frac{H}{L}, \quad d = \frac{4D}{L^2} \quad (118)$$

mit der Spannweite L , dem Höhenunterschied H und dem Durchhang D .

Die Näherung ist fast exakt für sehr kleine (bezüglich der Parabel) wie auch für sehr grosse Abstände. Die Näherung hat aber zwei „Schönheitsfehler“:

1. An den Aufhängepunkten machen die Leiterseile einen „Knick“, welcher in unserer Näherung nicht berücksichtigt ist.
2. Bei Verwendung der Näherung „sehen“ die Punkte P, welche zwischen A und B liegen, Stromwege, die bei A und B nicht durchgängig mit den Stromwegen in benachbarten Spannweiten verbunden sind.

Der erste Punkt lässt sich relativ einfach korrigieren, indem man $I_z(y)$ für die Parabel mit Durchhang in A_z einsetzt, also nicht die Näherung (92) für I_z verwendet. Die Formeln werden dann zwar etwas komplizierter, aber die Integrale lassen sich immer noch analytisch lösen. Für die Anwendung in Kap. 6.3.1 wurden die Gleichungen für ein so modifiziertes A_z verwendet, auf die Angabe der entsprechenden Formeln in diesem Abschnitt wurde aber verzichtet.

Der zweite Punkt lässt sich nicht einfach korrigieren, der entsprechende Fehler ist der Preis, den man für eine relativ einfache Näherung bezahlen muss. Dieser Fehler macht sich vor allem in der Nähe der Masten bemerkbar. Direkt am Mast ($y=0, y=L$) verschwindet er, und weit entfernt von den Masten ist er sehr klein.

Anhang B.5 Magnetfeld eines einzelnen Leiters

Die magnetische Flussdichte \vec{B} berechnet sich aus der Rotation des Vektorpotenzials:

$$B_x = \frac{\partial A_z}{\partial y} - \frac{\partial A_y}{\partial z} = h A_0 \frac{\partial J_0}{\partial y} - A_0 \frac{\partial J_0}{\partial z} \quad (119)$$

$$B_y = -\frac{\partial A_z}{\partial x} = -h A_0 \frac{\partial J_0}{\partial x} \quad (120)$$

$$B_z = \frac{\partial A_y}{\partial x} = A_0 \frac{\partial J_0}{\partial x} \quad (121)$$

Man erhält die partiellen Ableitungen des Integrals

$$\frac{\partial J_0}{\partial x} = c x \left\{ \frac{1}{r_B [r_B + L/c - c(y + hz)]} - \frac{1}{r_A [r_A - c(y + hz)]} \right\} \quad (122)$$

$$\frac{\partial J_0}{\partial y} = c \left\{ \frac{(y-L)/r_B - c}{r_B + L/c - c(y + hz)} - \frac{y/r_A - c}{r_A - c(y + hz)} \right\} \quad (123)$$

$$\frac{\partial J_0}{\partial z} = c \left\{ \frac{(z-H)/r_B - hc}{r_B + L/c - c(y + hz)} - \frac{z/r_A - hc}{r_A - c(y + hz)} \right\} \quad (124)$$

Die Differenz $h \partial J_0 / \partial y - \partial J_0 / \partial z$ in (119) lässt sich vereinfachen:

$$h \frac{\partial J_0}{\partial y} - \frac{\partial J_0}{\partial z} = c(hy-z) \left\{ \frac{1}{r_B[r_B+L/c-c(y+hz)]} - \frac{1}{r_A[r_A-c(y+hz)]} \right\}, \quad (125)$$

dabei ist der Ausdruck in der geschweiften Klammer derselbe wie in (122), und man erhält

$$\begin{aligned} B_x &= A_0 c(hy-z) f_0 \\ B_y &= -A_0 h c x f_0 \\ B_z &= A_0 c x f_0 \end{aligned} \quad (126)$$

$$f_0 = \left\{ \frac{1}{r_B[r_B+L/c-c(y+hz)]} - \frac{1}{r_A[r_A-c(y+hz)]} \right\} \quad (127)$$

$$A_0 = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \quad (128)$$

Diese Resultate gelten für gerade Leiterstücke, also insbesondere für die Unterteilung der Seilkurve in lineare Segmente. Sie gelten aber auch für die Näherung mit der in der Höhe versetzten Geraden, für diese setzt man in (126) - (127) die Substitution $z \rightarrow z^*$ gemäss Gleichung (117) ein (allerdings fehlen hier die quadratischen Korrekturterme von A_z). Die Werte für c, r_A, r_B, h und d sind durch (114) - (118) gegeben.

Anhang B.6 Feld eines unendlich langen, geraden Leiters

Als Beispiel und zur Kontrolle des Resultats wenden wir die Formeln auf das einfache Beispiel eines unendlich langen, dünnen, geraden Leiters parallel zur y-Richtung an. Dann ist $h=0$, $c=1$ und die Gleichungen werden ausgewertet für $y=L/2$ im Grenzfall $L \rightarrow \infty$. Wir schreiben ausserdem

$$x^2 + z^2 = r^2, \quad r_A = r_B = R = \sqrt{L^2/4 + r^2} \quad (129)$$

Es wird

$$\begin{aligned} f_0 &= \frac{1}{R(R+L/2)} - \frac{1}{R(R-L/2)} \\ &= \frac{1}{R} \left(\frac{-L}{R^2 - L^2/4} \right) \\ &= -\frac{L}{Rr^2} \end{aligned} \quad (130)$$

Im Grenzfall $L \rightarrow \infty$ ist $R \approx L/2$ und

$$\lim_{L \rightarrow \infty} f_0 = -\frac{2}{r^2} \quad (131)$$

Also ist

$$\begin{aligned}
B_x &= \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} z \\
B_y &= 0 \\
B_z &= -\frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x \\
|B| &= \frac{\mu_0 I}{2\pi r}
\end{aligned}
\tag{132}$$

Man erhält also das bekannte Resultat für einen unendlich langen, dünnen, geraden Leiter.

Anhang B.7 Koordinatentransformationen

Die Formeln für die Berechnung des Vektorpotenzials und der magnetischen Flussdichte in diesem Anhang gelten für ein kartesisches Koordinatensystem in dem die y-Achse parallel zur Projektions des Leiters auf die horizontale Ebene ist, x horizontal und senkrecht zu y (nach rechts, wenn man in Leitungsrichtung blickt), und z vertikal, mit dem Ursprung im Aufhängepunkt P_A des Leiters. Wir nennen dieses System das „Leitersystem“.

Bei Berechnungen für einen beliebigen Punkt P müssen die geografischen Koordinaten dieses Punktes in das Leitersystem umgerechnet werden. Das Resultat für \vec{B} gilt dann ebenfalls im Leitersystem, und die Komponenten müssen in das geographische Koordinatensystem zurück transformiert werden.

Im geographischen Koordinatensystem verwenden wir die Komponenten

$$\mathbf{P} = (p_x, p_y, p_z), \quad \mathbf{P}_A = (a_x, a_y, a_z), \quad \mathbf{P}_B = (b_x, b_y, b_z)$$

und

$$\mathbf{P} - \mathbf{P}_A = (x', y', z') = (p_x - a_x, p_y - a_y, p_z - a_z)
\tag{133}$$

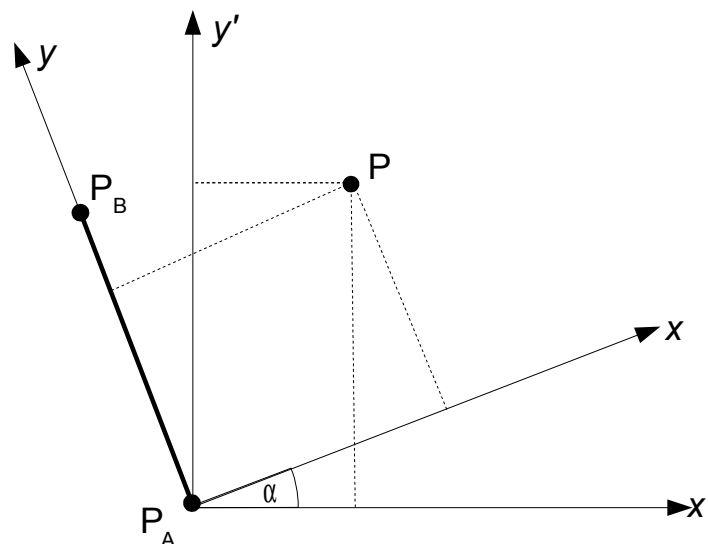


Abbildung 43: Bezug zwischen den Achsenrichtungen des geographischen Koordinatensystems (x', y') und des Leitersystems (x, y) .

Im Leitersystem hat P die Koordinaten (x, y, z) , und es gilt die Koordinatentransformation

$$\begin{aligned} x &= x' \cos \alpha + y' \sin \alpha \\ y &= -x' \sin \alpha + y' \cos \alpha \\ z &= z' \end{aligned} \quad (134)$$

Der Winkel α ist der Winkel der horizontalen Leiterachse gegenüber der x-Achse des geographischen Systems (Abbildung 43). Die vollständige Transformation von P ist also

$$\begin{aligned} x &= (p_x - a_x) \cos \alpha + (p_y - a_y) \sin \alpha \\ y &= -(p_x - a_x) \sin \alpha + (p_y - a_y) \cos \alpha \\ z &= p_z - a_z \end{aligned} \quad (135)$$

Die Parameter der Transformation sind

$$L = \sqrt{(b_x - a_x)^2 + (b_y - a_y)^2} \quad (136)$$

$$H = b_z - a_z \quad (137)$$

$$\cos \alpha = \frac{(b_y - a_y)}{L}, \quad \sin \alpha = \frac{-(b_x - a_x)}{L} \quad (138)$$

Für die Transformation von (B_x, B_y, B_z) aus dem Leitersystem in das geographische System (B_x', B_y', B_z') benötigt man die zu (134) inverse Transformation (eine Rotation um $-\alpha$):

$$\begin{aligned} B_x' &= B_x \cos \alpha - B_y \sin \alpha \\ B_y' &= B_x \sin \alpha + B_y \cos \alpha \\ B_z' &= B_z \end{aligned} \quad (139)$$

Anhang C k-Means Clustering in Zahlen

Cluster Nr.	MUO-BIK		MUO-LIN		Häufigkeit (%)
	Wirkstrom (A)	Blindstrom (A)	Wirkstrom (A)	Blindstrom (A)	
1	-449.5	-37.7	-187.9	-18.1	2.5
2	-447.6	-115.1	-374.1	-52.4	2.4
3	-315.5	-45.4	-123.3	-18.3	4.9
4	-315.5	-104.9	-278.0	-46.9	5.6
5	-202.8	-74.6	-181.1	-35.2	7.3
6	-185.6	-84.3	-303.7	-56.8	5.3
7	-169.8	-45.7	-80.3	-18.8	7.5
8	-103.2	-45.4	49.4	18.9	5.1
9	-68.7	-75.1	-221.1	-52.8	9.3
10	-63.5	-45.6	-82.7	-23.3	9.6
11	66.9	-34.1	60.5	17.3	7.5
12	69.2	-60.9	-161.9	-45.5	9.6
13	76.0	-39.7	-64.1	-24.9	7.3
14	187.9	-30.5	94.4	19.4	4.5
15	212.6	-40.5	-66.5	-29.4	8.0
16	377.2	39.4	89.9	24.1	3.6

Tabelle 3: Resultate des k-Means-Clusterings in Zahlen: RMS-Wirk- und Blindströme der k-Means-Cluster für beide Leitungsstränge, für k=16 Cluster. Die Beträge der Stromwerte sind RMS-Mittelwerte über die Cluster, die Vorzeichen sind die der arithmetischen Mittelwerte über die Cluster.

Verdankungen

Ich bedanke mich bei Prof. Martin Rösli und Prof. Anke Huss, welche den Anstoss zu dieser Arbeit gegeben haben. Prof. Claudia Kuehni und Dr. Martin Feller vom Institut für Sozial- und Präventivmedizin der Universität Bern möchte ich dafür danken, dass sie mir bei der Datenbeschaffung geholfen haben. Herr Herrmann Hürzeler von der BKW-FMB Energie AG war sehr hilfreich, um den Zugang zu den nötigen Daten der BKW zu erhalten, und die Herren Thomas Gränicher und Mirko Haller von der Abteilung Hochspannungstechnik der BKW haben mich mit ihren Daten und Auskünften in technischen Sachfragen sehr unterstützt. Ein grosses Dankeschön für viele hilfreiche Diskussionen und Verbesserungsvorschläge geht schliesslich an den für dieses Projekt zuständigen Ansprechpartner, Dr. Stefan Joss vom BAFU.

Literatur

- Abramowitz M. und Stegun I.A. **Handbook of mathematical functions**. Dover, New York, 1965.
- BAFU: **Hochspannungsleitungen. Vollzugshilfe zur NISV**. Entwurf zur Erprobung vom Juni 2007, herausgegeben vom Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern, 2007
- ESTI: **Bericht des Eidgenössischen Starkstrominspektorats an das Bundesamt für Energie über die Leitertemperatur- und Durchhangsberechnungen der Höchstspannungsleitungen in der Schweiz**. Eidgenössisches Starkstrominspektorat, Fehraltorf, 2004.
- Feynman R.P., Leighton R.B., Sands M. **The Feynman lectures on physics**. Vol. II., Addison-Wesley, Reading Mass., 1964.
- Freund R.W. und Hoppe R.H.W. **Stoer/Bulirsch: Numerische Mathematik 1**. 10. Auflage. Springer, Berlin, 2007
- Gradshteyn I.S. und Ryzhik, I.M. **Table of integrals, series and products**. Academic Press, New York, 1980
- Heuck K., Dettmann K-D. **Elektrische Energieversorgung**. 4. Auflage, Vieweg, Braunschweig, 1999.
- Hütte (Akademischer Verein Hütte e.V., Berlin). **Die Grundlagen der Ingenieurwissenschaften**. 30. Aufl. Hg. von H. Czichos. Springer, Berlin, 1996.
- Huss A., Spoerri A., Egger M., Rösli M. for the Swiss National Cohort Study: *Residence near power lines and mortality from neurodegenerative diseases: Longitudinal study of the Swiss population*. **American Journal of Epidemiology**, 2008, epub ahead of print (DOI:10.1093/aje/kwn297, <http://aje.oxfordjournals.org>).
- Joss S., Typische Immissionssituationen bei Anlagen. In „Informationstagung für Vollzugsbehörden. Vollzug der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung. Tagungsunterlagen“, Hotel Alfa, Bern, 26.4.2000, herausgegeben vom BUWAL, Bern, 2000.
- Kießling F., Nefzger P., Kaintzyk U.: **Freileitungen**. Planung, Berechnung, Ausführung. 5. Auflage. Springer, Berlin, 2001.
- KKVA: Konferenz der kantonalen Vermessungsämter. **Detaillierungsgrad der amtlichen Vermessung. Informationsebene Einzelobjekte**. 50 pp. KKVA, 2006. Internet:http://www.kkva.ch/de/downloads/richtlinien/detaillierungsgrad_av/KKVA_Detaillierungsgrad-EO_de.pdf
- LeV: **Verordnung über elektrische Leitungen** (Leitungsverordnung, LeV), SR 734.31, Schweizerischer Bundesrat, Bern, 1994.

- MacKay D.J.C. **Information theory, inference and learning algorithms**. Cambridge University Press, Cambridge UK, 2003.
- Nef W., **Lehrbuch der linearen Algebra**, Birkhäuser, Basel, 1966.
- NISV: **Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV)**. SR 814.710. Schweizerischer Bundesrat, Bern, 1999.
- SEV/ESTI: **Umweltverträglichkeitsprüfung für Hochspannungsleitungen U \geq 220 kV**. Teil II. Herausgeber: TK11 Technisches Komitee Freileitungen des SEV/ESTI Eidgenössisches Starkstrominspektorat, Fehraltdorf, 1995.
- Stratmann M., Wernli Ch., Kreuter U., Joss S.: Messung der Belastung der Schweizer Bevölkerung durch 50 Hz Magnetfelder. PSI Bericht Nr. 95-09, Paul-Scherrer-Institut, Würenlingen, 1995.
- UVEK: **Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL)**. Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Bern, 2001.
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke: Schweizerische Elektrizitätsversorgung 2008. **Bulletin SEV/AES 7**, 54-95, 2009.
- Zenhäusern P., Vaterlaus S., Becker K., H. Worm H.: Tausend und ein Netz. Plaut Economics, Olten, 2006.