



**Pfalzerwerke
Netz AG**

Immissionsschutzbericht

110-kV-Hochspannungsfreileitung

UW Mutterstadt – UW Otterbach (Pos. XX)

Abschnitt UW Mutterstadt - UW Kerzenheim

Ersatzneubau

Mast-Nr. 0001 – 0110

Untersuchung zur Einhaltung und Minimierung der
elektrischen und magnetischen Immissionen
gemäß 26. BImSchV

Anlage 10.1 zum Planfeststellungsverfahren

Stand 03.03.2022

Vorhabenträgerin
Pfalzerwerke Netz AG
Kurfürstenstraße 29
67061 Ludwigshafen am Rhein

Berechnungen durchgeführt durch
SPIE SAG CeGIT GmbH
Landshuter Straße 65
84030 Ergolding

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	3
1.1	Beschreibung des Vorhabens	3
1.2	Technische Daten	4
1.2.1	Abschnitt 1 UW Mutterstadt – SW Lambsheim	4
1.2.2	Abschnitt 2 SW Lambsheim – UW Grünstadt	6
1.2.3	Abschnitt 3 UW Grünstadt – UW Kerzenheim	8
1.3	Physikalische Grundlagen	10
1.3.1	Das elektrische Feld	10
1.3.2	Das magnetische Feld	10
1.4	Gesetzliche Anforderungen an Niederfrequenzanlagen	11
1.4.1	26. BImSchV	11
1.4.2	26. BImSchVVwV - Verwaltungsvorschrift	13
2	Anwendung der Verwaltungsvorschrift	14
2.1	Vorprüfung	14
2.2	Ermittlung der Minimierungsmaßnahmen	14
2.2.1	Maßgebliche Immissionsorte	15
2.2.2	Maßgebliche Minimierungsorte	17
2.3	Prüfung des Minimierungspotential	19
2.4	Maßnahmenbewertung und Festlegung der Minimierungsmaßnahmen	20
2.4.1	Abstandsoptimierung und Optimierung der Mastkopfgeometrie	20
2.4.2	Elektrische Schirmung	31
2.4.3	Minimieren der Seilabstände	32
2.4.4	Optimieren der Leiteranordnung	34
2.5	Zusammenfassung der vorgesehenen Minimierungsmaßnahmen	36
2.6	Fazit	36
3	Berechnungsgrundlagen	37
4	Anlagenverzeichnis	38
5	Abkürzungen / Einheiten	39
6	Literatur	40

1 Einführung

1.1 Beschreibung des Vorhabens

Die Pfalzwerke Netz AG betreibt zwischen dem Umspannwerk (UW) Mutterstadt und dem UW Otterbach, seit dem Jahre 1960 eine 110-kV-Hochspannungsfreileitung. Die Leitung wird unter der Positions-Nr. Pos. XX (20) geführt.

Die Pfalzwerke Netz AG plant eine Änderung auf der 110-kV-Hochspannungsfreileitung UW Mutterstadt – UW Otterbach (Pos. XX), im Abschnitt UW Mutterstadt - UW Kerzenheim. Der Abschnitt ist ca. 31,4 km lang und besteht aus 111 Hochspannungsmasten.

Gegenstand dieser Änderung ist der Ersatzneubau von 55 Freileitungsmasten, bei denen aufgrund ihres Alters von ca. 60 Jahren, die Gefahr einer altersbedingten Versprödung des Stahls besteht.

Die Hochspannungsmaste innerhalb der Bestandstrasse, welche altersbedingt für die neu zu erwartende statische Beanspruchung nicht mehr ausreichend sind, sollen ausgetauscht werden.

Der Abschnitt UW Mutterstadt – UW Kerzenheim wird in drei Teilabschnitte unterteilt:

- Abschnitt 1 UW Mutterstadt (MUT) – SW Lambsheim (LBS), ca. 12,8 km Länge
- Abschnitt 2 SW Lambsheim (LBS) – UW Grünstadt (GRU), ca. 9 km Länge
- Abschnitt 3 UW Grünstadt (GRU) – UW Kerzenheim (KER), ca. 9,6 km Länge

Im Rahmen der Masterneuerung erfolgt ebenso eine Anpassung an die erforderliche Netzleistung. Hierfür ist geplant, die Einfachseile auf 2er-Bündel-Seile umzustellen. In Bereichen, in denen Masten bereits ausgetauscht wurden, aus statischen Gründen jedoch nicht für die 2er-Bündel-Seile geeignet sind, erfolgt der Einbau eines Hochtemperaturleiterseils (HTLS). Dies betrifft den Abschnitt 1 UW Mutterstadt bis SW Lambsheim. In dem Abschnitt 2 SW Lambsheim bis UW Grünstadt und Abschnitt 3 UW Grünstadt bis UW Kerzenheim kommt es zu einer Umstellung der bisherigen Einfachseile auf 2er-Bündel-Seile.

Genauere Angaben siehe Anlage 1 Erläuterungsbericht.

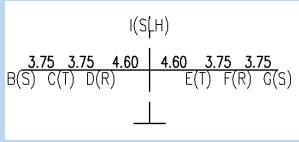
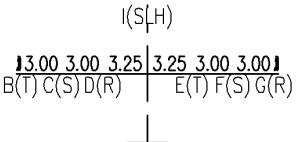
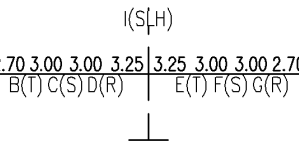
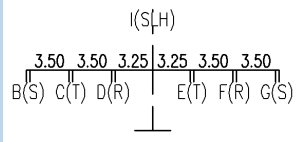
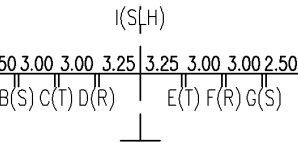
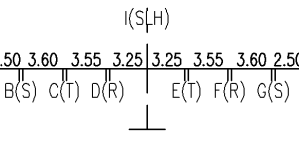
1.2 Technische Daten

1.2.1 Abschnitt 1 UW Mutterstadt – SW Lambsheim

1.2.1.1 Bauweisen

Nachfolgend werden in Tabelle 1 die im Abschnitt bereits verwendeten und geplanten Bauweisen aufgeführt.

Tabelle 1 Bauweisen Bestand und Planung

Winkelabspannmast (WA)			
	Planung	Bestand	
Gestänge	A662	A66	A66-3E
Mastbilder			
Tragmast (T)			
	Planung	Bestand	
Gestänge	A662	A66	A66-3E
Mastbilder			

1.2.1.2 Elektrische Parameter

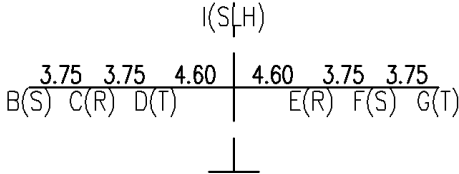
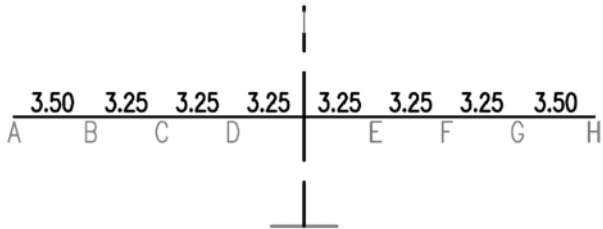
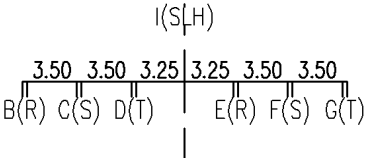
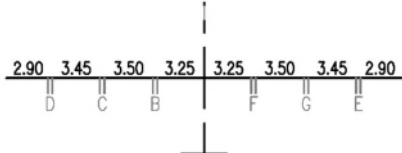
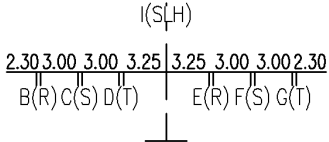
Typ der Freileitung	Verteilungsleitung	
Frequenz	50 Hz	
Nennspannung	110 kV	
Höchste Betriebsspannung	123 kV	
Phasenordnung		
UW MUT – Mast-Nr. 0008	System 1: R - S - T	
	System 2: R - S - T	
Mast-Nr. 0008 – 0037	System 1: S – T - R	
	System 2: T – R - S	
Mast-Nr. 0037 – SW LBS	System 1: T – S - R	
	System 2: T - S - R	
Maximale Strombelastung	Bestand	Planung
System 1	535 A	1060 A
System 2	535 A	1060 A
Seilbelegung		
System 1	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x1 TALACS 265/35
System 2	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x1 TALACS 265/35
Erdseil	1xLWL 16 3x32 183/29	1xLWL 25 3x36 241/32Pr
Berechneter Lastfall		
Leiterseil	80°C	150°C
Erdseil	40°C	40°C

1.2.2 Abschnitt 2 SW Lambsheim – UW Grünstadt

1.2.2.1 Bauweisen

Nachfolgend werden in Tabelle 2 die im Abschnitt bereits verwendeten und geplanten Bauweisen aufgeführt.

Tabelle 2 Bauweisen Bestand und Planung

Winkelabspannmast (WA)			
	Bestand + Planung	Planung	
Gestänge	A662	A662-3E	
Mastbilder			
Tragmast (T)			
	Bestand + Planung	Planung	Bestand
Gestänge	A662	A662-3E	A66-3E
Mastbilder			

1.2.2.2 Elektrische Parameter

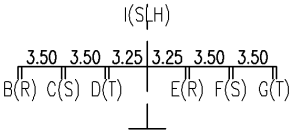
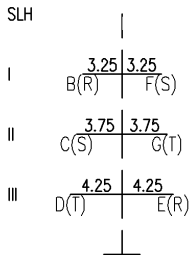
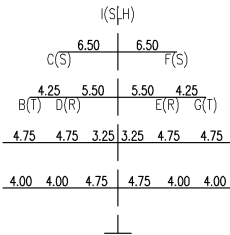
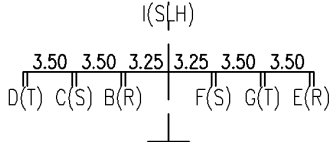
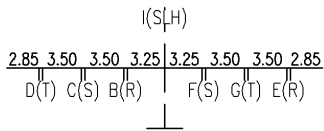
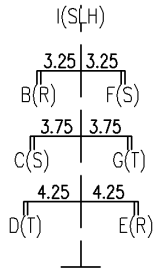
Typ der Freileitung	Verteilungsleitung	
Frequenz	50 Hz	
Nennspannung	110 kV	
Höchste Betriebsspannung	123 kV	
Phasenanordnung		
SW LBS – Mast 61	System 1: S - R - T	
	System 2: R - S - T	
Mast 61 – UW GRÜ	System 1: R - S - T	
	System 2: R - S - T	
Maximale Strombelastung	Bestand	Planung
System 1	535 A	1360 A
System 2	535 A	1360 A
Seilbelegung		
System 1	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x2 AL/ST 265/35
System 2	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x2 AL/ST 265/35
Erdseil	1xLWL 16 3x32 183/29	1xLWL 25 3x36 241/32Pr
Berechneter Lastfall		
Leiterseil	80°C	80°C
Erdseil	40°C	40°C

1.2.3 Abschnitt 3 UW Grünstadt – UW Kerzenheim

1.2.3.1 Bauweisen

Nachfolgend werden in Tabelle 3 die im Abschnitt bereits verwendeten und geplanten Bauweisen aufgeführt.

Tabelle 3 Bauweisen Bestand und Planung

Winkelabspannmast (WA)				
	Bestand + Planung	Bestand		Planung
Gestänge	A662	A682		AA63
Mastbilder				
Tragmast (T)				
	Bestand + Planung	Bestand		
Gestänge	A662	A662-3E	A66-3E	A682
Mastbilder				

1.2.3.2 Elektrische Parameter

Typ der Freileitung	Verteilungsleitung	
Frequenz	50 Hz	
Nennspannung	110 kV	
Höchste Betriebsspannung	123 kV	
Phasenordnung		
UW GRÜ – Mast 83	System 1 : R – S - T	
	System 2 : R – S - T	
Mast 83 –Mast 107	System 1 : T – S - R	
	System 2 : S – T - R	
Maximale Strombelastung	Bestand	Planung
System 1	535 A	1.360 A
System 2	535 A	1.360 A
Seilbelegung		
System 1 (UW GRÜ – Mast 82)	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x2 AL/ST 265/35
System 1 (Mast 82 – Mast 107)	1x3x1 AL/ST 265/35	
System 2 (UW GRÜ – Mast 82)	1x3x1 AL/ST 185/32	1x3x2 AL/ST 265/35
System 2 (Mast 82 – Mast 107)	1x3x1 AL/ST 265/35	
Erdseil	1xLWL 13 3x32 183/28	1xLWL 25 3x36 241/32Pr
Berechneter Lastfall		
Leiterseil	80	80°C
Erdseil	40°C	40°C

1.3 Physikalische Grundlagen

Beim Betrieb von Freileitungen treten aufgrund der unter Spannung stehenden und Strom führenden Leiterseile Immissionen auf, welche sich aus elektrischen und magnetischen Felder zusammensetzen. Es handelt sich um Wechselfelder mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz). Diese Frequenz gehört zum so genannten Niederfrequenzbereich. Die größten Werte der elektrischen und magnetischen Felder treten direkt unterhalb der Freileitungen zwischen den Masten am Ort der größten Bodenannäherung der Leiter auf. Die Stärke der Felder nimmt mit zunehmender seitlicher Entfernung von der Leitung rasch ab.

1.3.1 Das elektrische Feld

Ursache elektrischer 50-Hz-Felder sind spannungsführende Leiter in elektrischen Geräten und Leitungen zur elektrischen Energieversorgung. Das elektrische Feld tritt immer schon dann auf, wenn elektrische Energie bereitgestellt wird. Es resultiert aus der Betriebsspannung einer Leitung und ist deshalb nahezu konstant. Das elektrische Feld ist unabhängig von der Stromstärke.

Die Stärke des elektrischen Feldes ist abhängig von der Nähe zum Leiterseil. Bei ebenem Gelände ist zwischen zwei Masten der Durchhang des Leiterseils in der Spannfeldmitte am größten und daher der Abstand zum Erdboden am geringsten. Daraus resultiert, dass in der Spannfeldmitte auch die größten Feldstärken am Erdboden zu messen sind. Entsprechend sind in Mastnähe die geringsten Feldstärken zu messen. Noch ausgeprägter sinkt die Feldstärke mit zunehmendem seitlichem Abstand zur Freileitung.

Das elektrische Feld kann durch leitfähige Gegenstände wie Bäume, Büsche, Bauwerke usw. beeinflusst werden. Daher können niederfrequente elektrische 50-Hz Felder relativ leicht und nahezu vollständig abgeschirmt werden. Nach dem Prinzip des Faraday'schen Käfigs ist das Innere eines leitfähigen Körpers feldfrei. Daher schirmen die meisten Baustoffe ein von außen wirkendes elektrisches Feld fast vollständig im Inneren eines Gebäudes ab.

Die Stärke des elektrischen Feldes wird in Kilovolt pro Meter (kV/m) gemessen.

1.3.2 Das magnetische Feld

Magnetische 50-Hz-Felder treten nur dann auf, wenn elektrischer Strom fließt. Der Betriebsstrom, der durch die Leiterseile fließt, ist im Gegensatz zur Spannung nicht konstant. Er schwankt je nach Verbrauch tagsüber und jahreszeitenabhängig. Im gleichen Verhältnis ändert sich auch die Stärke des Magnetfeldes.

Wie für elektrische Felder gilt auch für magnetische Felder, dass am Erdboden die Feldstärken dort am höchsten sind, wo die Leiterseile dem Boden am nächsten sind, also bei ebenem Gelände in der Mitte zwischen zwei Masten. Mit zunehmender Höhe der Leiterseile und mit zunehmendem seitlichem Abstand nimmt die Feldstärke schnell ab.

Das Magnetfeld kann im Gegensatz zum elektrischen Feld nur durch spezielle Werkstoffe beeinflusst werden. Dies ist großflächig, wie bei Gebäuden, nicht praktikabel.

Die Stärke des magnetischen Feldes wird in Mikrottesla (μT) gemessen.

1.4 Gesetzliche Anforderungen an Niederfrequenzanlagen

1.4.1 26. BImSchV

Für elektrische Anlagen mit Nennspannungen größer 1 kV ist die 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) in geänderter Fassung gültig. Gemäß § 3 Abs. 2 der 26. BImSchV sind Niederfrequenzanlagen, die nach dem 22. August 2013 errichtet werden, zum Schutz vor schädlichen Umweltauswirkungen so zu errichten und zu betreiben, dass sie bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung in ihrem Einwirkungsbereich an Orten, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, die im Anhang 1a zur 26. BImSchV genannten Grenzwerte nicht überschreiten, wobei Niederfrequenzanlagen mit einer Frequenz von 50 Hertz je Hälfte des in Anhang 1a genannten Grenzwertes der magnetischen Flussdichte nicht überschreiten dürfen. Für Anlagen mit einer Betriebsfrequenz von 50 Hz gelten nach Anhang 1a zur 26. BImSchV folgende Grenzwerte:

- Elektrische Feldstärke 5 kV/m
- Magnetische Flussdichte 100 µT

Die in der Verordnung genannten Grenzwerte basieren auf den vor dem Jahr 2010 von der Internationalen Kommission zum Schutz vor nichtionisierender Strahlung (ICNIRP) und der Weltgesundheitsorganisation (WHO) bis heute vorgeschlagenen Grenzwerten und sollen dem Schutz und der Vorsorge der Allgemeinheit vor den Auswirkungen von elektrischen und magnetischen Feldern dienen. Die Werte werden ebenfalls vom Rat der Europäischen Gemeinschaft empfohlen.

Von der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) wurden mit Beschluss der 54. Amtskonferenz Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder erlassen.

Unter Ziffer II.3.1 dieser LAI-Hinweise wurden die Einwirkungsbereiche von Niederfrequenzanlagen und maßgebenden Immissionsorten beschrieben. Für die Bestimmung der im Sinne des § 3 Abs. 2 Satz 1 und § 4 Abs. 1 der 26. BImSchV maßgeblichen Immissionsorte reicht es zur Umsetzung der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung aus, den Nahbereich um eine Anlage (Freileitung) zu betrachten. Der Nahbereich (Bewertungsabstand) wird durch die Breite des jeweils an den ruhenden äußeren Leiter angrenzenden Streifens definiert, welcher 10 m für eine 110-kV-Freileitung beträgt, siehe Abbildung 1 Minimierungsorte und Immissionsorte.

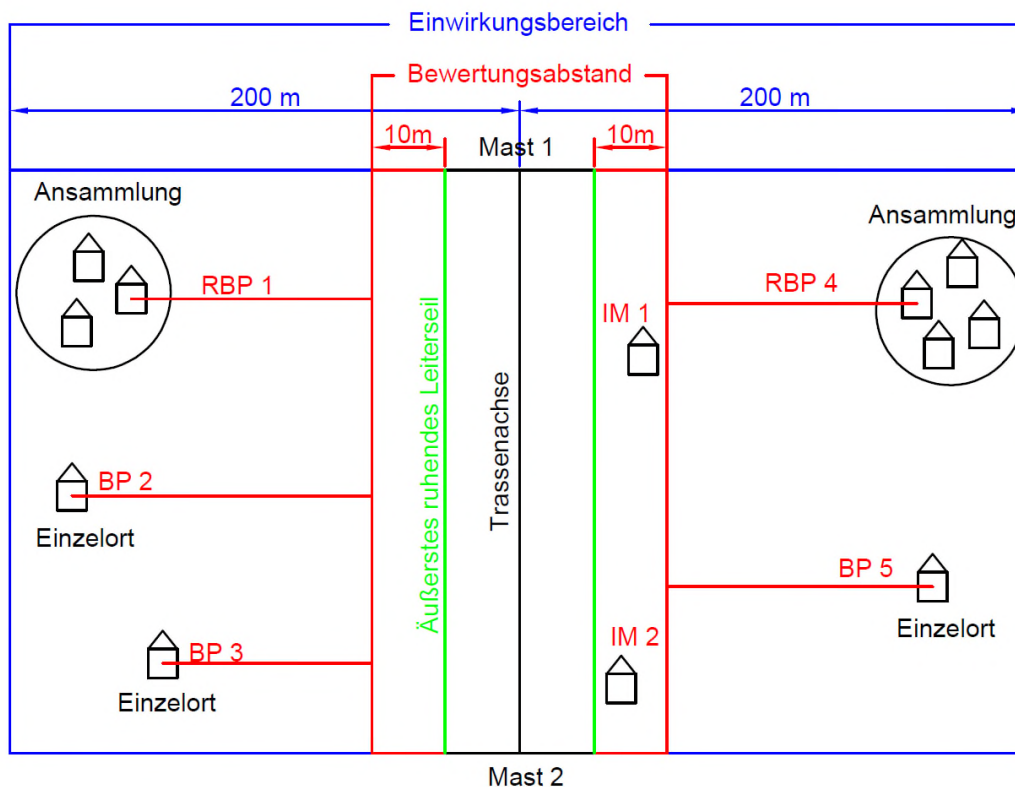


Abbildung 1 Minimierungsorte und Immissionsorte

Maßgebliche Immissionsorte (IM) sind Orte, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind und sich im Bewertungsabstand einer Anlage befinden. Bei der Prüfung, ob die Grenzwerte für das elektrische und magnetische Feld eingehalten werden, ist den Berechnungen die höchste betriebliche Anlagenauslastung zugrunde zu legen. Diese Maßgabe wurde bei den hier vorgelegten Feldstärkenachweisen beachtet und die Berechnungsergebnisse wurden in der Anlage 10.2 dokumentiert. Es werden nachweislich alle Grenzwerte eingehalten.

Die maßgeblichen Immissionsorte wurden in der Anlage 10.5 in Form von Anzeigen hinterlegt.

Nach § 3 Abs. 3 der 26. BImSchV in Verbindung mit dem Anhang 2a zur 26. BImSchV sind bei der Ermittlung der elektrischen Feldstärke und der magnetischen Flussdichte alle Immissionen zu berücksichtigen, die durch andere Niederfrequenzanlagen sowie durch ortsfeste Hochfrequenzanlagen mit Frequenzen zwischen 9 Kilohertz und 10 Megahertz entstehen.

Die Berücksichtigung von Immissionsbeiträgen ortsfester Hochfrequenzanlagen ist hier nicht erforderlich. Laut EMF-Datenbank der Bundesnetzagentur befinden sich im Umkreis von mindestens 10 km Entfernung zum geplanten Vorhaben keine Funkanlagenstandorte mit einer Frequenz kleiner-gleich 10 MHz. Der entsprechende Auszug aus der EMF-Datenbank ist in *Anlage 10.3* beigelegt.

Bei der Errichtung und wesentlichen Änderung von Niederfrequenzanlagen sind die Möglichkeiten auszuschöpfen, die von der jeweiligen Anlage ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Gegebenheiten im Einwirkungsbereich zu minimieren.

Näheres regelt die Verwaltungsvorschrift gemäß § 48 des Bundesimmissionsschutzgesetzes (26. BImSchVVwV).

1.4.2 26. BImSchVVwV - Verwaltungsvorschrift

Das Ziel des Minimierungsgebots nach § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV ist es, die von Niederfrequenzanlagen ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder nach dem Stand der Technik unter Berücksichtigung von Gegebenheiten im Einwirkungsbereich so zu minimieren, dass die Immissionen an den maßgeblichen Minimierungsorten der jeweiligen Anlage minimiert werden. Die Prüfung möglicher Minimierungsmaßnahmen erfolgt individuell für die geplante Anlage einschließlich ihrer geplanten Leistung und für die festgelegte Trasse.

Minimierungsmaßnahmen sind zu prüfen, wenn sich mindestens ein maßgeblicher Minimierungsort im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage befindet. Liegen mehrere maßgebliche Minimierungsorte innerhalb des Einwirkungsbereiches, werden bei der Minimierung alle maßgeblichen Minimierungsorte gleichrangig betrachtet. Eine Maßnahme kommt als Minimierungsmaßnahme nicht in Betracht, wenn sie zu einer Erhöhung der Immissionen an einem maßgeblichen Minimierungsort führen würde.

Bei der Auswahl der Minimierungsmaßnahmen ist insbesondere der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit zu wahren, indem Aufwand und Nutzen der möglichen Maßnahmen betrachtet werden. Auch mögliche nachteilige Auswirkungen auf anderen Schutzgüter wie z.B. Landschaftsschutz usw. sind zu berücksichtigen.

Das Minimierungsgebot gemäß § 4 Abs. 2 der 26. BImSchV i. V. m. 26. BImSchVVwV wird beachtet. Die Umsetzung erfolgt entsprechend der Vorgaben in drei Teilschritten:

- Vorprüfung
- Ermittlung des Minimierungspotentials
- Maßnahmenbewertung
 - o Festlegung der Minimierungsmaßnahmen

2 Anwendung der Verwaltungsvorschrift

2.1 Vorprüfung

Die Vorprüfung dient der Feststellung, ob für die jeweilige Anlage überhaupt eine Minimierung durchzuführen ist und damit eine Ermittlung der Minimierungsmaßnahmen erforderlich macht.

Eine Ermittlung der Minimierungsmaßnahmen ist durchzuführen, wenn sich im Einwirkungsbereich der jeweiligen Anlage mindestens ein maßgeblicher Minimierungsort befindet.

Der Einwirkungsbereich ist sowohl von anlagenbezogenen Faktoren wie z.B. der Masthöhe, der Anzahl der Systeme und der Spannungsebene, als auch von anlagenunabhängigen Faktoren, wie z.B. der Topografie, der Bebauung und dem Bewuchs abhängig.

Daher ist der Einwirkungsbereich für jede Anlage über einen Pauschalwert von hier 200 m zu bestimmen [4, 3.2.1.2].

2.2 Ermittlung der Minimierungsmaßnahmen

Die Prüfung der Minimierung ist von der Lage der maßgeblichen Minimierungsorte in Bezug auf den Bewertungsabstand abhängig. Es wird zwischen einer Prüfung nur an den Bezugspunkten und einer individuellen Minimierungsprüfung unterschieden.

Der Bewertungsabstand für Niederfrequenzanlagen beträgt hier 10 m, jeweils links und rechts des äußersten Leiterseils im ruhenden Zustand [4, 3.2.2].

Liegt mindestens ein maßgeblicher Minimierungsort im Bereich zwischen der Anlagenmitte / Trassenachse und dem Bewertungsabstand, so handelt es sich um maßgebliche Immissionsorte, welche einer individuellen Minimierungsprüfung bedürfen, siehe Kapitel 2.2.1.

Liegt der jeweilige maßgebliche Minimierungsort außerhalb des Bewertungsabstands und im Einwirkungsbereich, so handelt es sich um maßgebliche Minimierungsorte, welche einer Prüfung der Minimierung nur an den Bezugspunkten (BP) bedürfen, siehe Abbildung 1 Minimierungsorte und Immissionsorte und Kapitel 2.2.2. Handelt es sich bei dem jeweiligen maßgeblichen Minimierungsort um eine Ansammlung mehrerer einzelner Objekte, so werden diese zusammengefasst betrachtet und mittels eines repräsentativen Bezugspunktes (RBP) geprüft.

2.2.1 Maßgebliche Immissionsorte

Nach der 26. BImSchV sind die elektrischen und magnetischen Felder von Hochspannungsleitung in ihrem Einwirkungsbereich an Orten zu ermitteln, die zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen bestimmt sind.

Eine Definition des Einwirkungsbereichs und welche Orte zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen zählen, liefern die LAI-Hinweise [3].

Nach Ziffer II.3.1 der LAI-Hinweise gilt als Einwirkungsbereich einer Hochspannungsleitung der Bereich, in dem die Niederfrequenzanlage einen signifikanten von der Hintergrundbelastung abhebenden Immissionsbeitrag verursacht, unabhängig davon, ob die Immissionen tatsächlich schädliche Umwelteinwirkungen auslösen.

Nach Ziffer II.3.2 der LAI-Hinweise sind Gebäude und Grundstücke, in oder auf denen nach der bestimmungsgemäßen Nutzung Personen regelmäßig länger (mehrere Stunden) verweilen können, Orte zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt. Als solche kommen gemäß den LAI-Hinweisen insbesondere Wohngebäude, Krankenhäuser, Schulen, Schulhöfe, Kindergärten, Kinderhorte, Spielplätze und Kleingärten in Betracht. Auch Gaststätten, Versammlungsräume, Kirchen, Marktplätze mit regelmäßigem Marktbetrieb, Turnhallen und vergleichbare Sportstätten sowie Arbeitsstätten, z. B. Büro-, Geschäfts-, Verkaufsräume oder Werkstätten, können dem nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen dienen.

Orte zum nicht nur vorübergehenden Aufenthalt die im Einwirkungsbereich liegen, gelten als maßgebliche Immissionsorte.

Die Breite des Einwirkungsbereichs ist gemäß den LAI-Hinweisen bei Freileitungen abhängig von ihrer Nennspannung und bemisst sich als ein an den ruhenden äußeren Leitern angrenzender Streifen.

Für 110-kV-Freileitungen gilt gemäß LAI-Hinweisen eine Breite von 10 m zu beiden Seiten. Demnach gilt gemäß der LAI-Hinweise für die Betrachtung der maßgeblichen Immissionsorte:

Einwirkungsbereich = Bewertungsabstand = 10 m.

Das Ergebnis der Vorprüfung hat gezeigt, dass sich in dem Bewertungsabstand von 10 m der 110-kV-Hochspannungsfreileitung UW Mutterstadt – UW Otterbach, Abschnitt UW Mutterstadt – UW Kerzenheim (Pos. XX), mehrere maßgebliche Immissionsorte befinden, die einer individuellen Prüfung bedürfen, siehe Tabelle 1 Maßgebliche Immissionsorte im Bewertungsabstand.

Tabelle 1 Maßgebliche Immissionsorte im Bewertungsabstand

Laufende Nr.	Spannfeld von Mast - bis Mast	Immissionsort	Flurstück / Gemarkung	Nutzungsart	EMF Lageplan
110-kV-Leitung UW Mutterstadt – SW Lambsheim					
1	14 Neubau – 15 Neubau	1	Flurstück Nr.5410/1 Gmkg. Mutterstadt 399	Hallen Landwirtschaft	10.4.2
2	14 Neubau – 15 Neubau	2	Flurstück Nr.5416/1 Gmkg. Mutterstadt 399	Gebäudekomplex	10.4.2
3	15 Neubau – 16 Neubau	3	Flurstück Nr.5462/3 Gmkg. Mutterstadt 399	Gebäuden, Hallen Landwirtschaft	10.4.2
4	20 Bestand – 21 Bestand	4	Flurstück Nr. 2490 Gmkg. Ruchheim	Gewächshaus Landwirtschaft	10.4.3
5	22 Bestand – 23 Bestand	5	Flurstück Nr. 2852/1 Gmkg. Ruchheim	Gewächshaus Landwirtschaft	10.4.3
6	32 Neubau – 33 Neubau	6	Flurstück Nr. 1615/2 Gmkg. Eppstein	Halle Landwirtschaft	10.4.5
110-kV-Leitung UW Grünstadt – UW Kerzenheim					
7	72 Bestand – 73 Neubau	7	Flurstück Nr. 3531/1 Gmkg. Grünstadt 209	Gebäude	10.4.10
8	72 Bestand – 73 Neubau	8	Flurstück Nr. 3533 Gmkg. Grünstadt 209	Gebäude	10.4.10

2.2.2 Maßgebliche Minimierungsorte

Das Ergebnis der Vorprüfung hat gezeigt, dass sich in dem Einwirkungsbereich von 200 m der 110-kV-Hochspannungsfreileitung UW Mutterstadt – UW Otterbach, Abschnitt UW Mutterstadt – UW Kerzenheim (Pos. XX), mehrere maßgebliche Minimierungsorte befinden, die einer Prüfung an den Bezugspunkten bedürfen, siehe Tabelle 2 Maßgebliche Minimierungsorte im Einwirkungsbereich.

Tabelle 2 Maßgebliche Minimierungsorte im Einwirkungsbereich

Laufende Nr.	Spannfeld von Mast - bis Mast	Bezugs-punkt	Flurstück / Gemarkung	Lage von der Leitungsachse	Anlage Nr.
1	5 Neubau – 6 Neubau	BP 1	Flurstück Nr.8717 Gmkg. Mutterstadt	Rechts	10.4.1
2	9 Bestand – 10 Neubau	RBP 2	Flurstück Nr. 10617 Gmkg. Mutterstadt	Rechts	10.4.2
3	10 Neubau – 11 Neubau	RBP 3	Flurstück Nr. 10611 Gmkg. Mutterstadt	Rechts	10.4.2
4	13 Neubau – 14 Neubau	BP 4	Flurstück Nr. 5835 Gmkg. Mutterstadt	Links	10.4.2
5	16 Neubau – 17 Bestand	RBP 5	Flurstück Nr. 5490/1 Gmkg. Mutterstadt	Rechts	10.4.3
6	19 Neubau – 20 Bestand	RBP 6	Flurstück Nr. 2085 Gmkg. Ruchheim	Links	10.4.3
7	22 Bestand – 23 Bestand	RBP 7	Flurstück Nr. 2843/4 Gmkg. Ruchheim	Rechts	10.4.3
8	26 Bestand – 27 Bestand	BP 8	Flurstück Nr. 1741/8 Gmkg. Eppstein	Rechts	10.4.4
9	31 Neubau – 32 Neubau	BP 9	Flurstück Nr. 1815/2 Gmkg. Eppstein	Links	10.4.5
10	32 Neubau – 33 Neubau	RBP 10	Flurstück Nr. 1606 Gmkg. Eppstein	Links	10.4.5
11	40 Bestand – 41 Bestand	RBP 11	Flurstück Nr. 961/2 Gmkg. Lambsheim	Rechts	10.4.6
12	59 Neubau – 60 Neubau	RBP 12	Flurstück Nr. 1178/4 Gmkg. Großkarlbach	Rechts	10.4.9
13	82 Bestand – 83 Bestand	BP 13	Flurstück Nr. 679/3 Gmkg. Albsheim/Eis	Links	10.4.11
14	83 Bestand – 84 Bestand	RBP 14	Flurstück Nr. 2074 Gmkg. Grünstadt	Links	10.4.11
15	84 Bestand – 85 Bestand	RBP 15	Flurstück Nr. 744 Gmkg. Asselheim	Links	10.4.11

16	85 Bestand – 86 Bestand	RBP 16	Flurstück Nr. 781 Gmkg. Asselheim	Links	10.4.12
17	86 Bestand – 87 Bestand	RBP 17	Flurstück Nr. 844 Gmkg. Asselheim	Links	10.4.12
18	89 Bestand – 90 Bestand	RBP 18	Flurstück Nr. 829 Gmkg. Asselheim	Links	10.4.12
19	96 Bestand – 97 Bestand	RBP 19	Flurstück Nr. 562/6 Gmkg. Quirnheim	Links	10.4.13
20	99 Neubau – 100 Neubau	RBP 20	Flurstück Nr. 373 Gmkg. Rodenbach	Links	10.4.14

2.3 Prüfung des Minimierungspotential

Zur Prüfung des Minimierungspotentials wurde die Trasse in drei Abschnitte unterteilt, siehe Tabelle 4 Trassenabschnitte. Die Trassenabschnitte wurden so festgelegt, da jeder dieser Abschnitte für sich individuelle Besonderheiten aufweist und sich somit von den anderen Abschnitten unterscheidet. In jedem dieser Abschnitte wurde jeweils ein maßgeblicher Minimierungsort mit der höchsten magnetischen Flussdichte herausgesucht und dazu ein neuer repräsentativer Bezugspunkt (RBP) für die Prüfung festgelegt. An jedem dieser maßgeblichen Minimierungsorte wurden die fünf technischen Möglichkeiten zur Minimierung geprüft. Im Anschluss wurde die Festlegung einer entsprechenden Minimierungsmaßnahme erläutert.

Tabelle 4 Trassenabschnitte

Abschnitt Nr.	Bezeichnung	Prüfort	Spannfeld Mast-Nr.	Vorhandene Mastgeometrien	Repräsentativer Bezugspunkt (RBP)
1	UW Mutterstadt – SW Lamsheim	1	15 – 16	Einebene	RBP A
2	UW Lamsheim – UW Grünstadt	2	59 – 60	Einebene	RBP B
3	UW Grünstadt – UW Kerzenheim	3	72 – 73	Einebene	RBP C

Die Prüfung des Minimierungspotentials erfolgt bei der 110-kV-Leitung Mutterstadt - Kerzenheim auf Basis der in Nummer 5.3.1 der 26. BImSchVVwV aufgeführten technischen Möglichkeiten und gliedert sich in folgende Maßnahmen:

- Abstandsoptimierung (Nr. 5.3.1.1) z.B. durch Erhöhung des Bodenabstandes durch zusätzliche Masterrhöhungen
- Elektrische Schirmung (Nr. 5.3.1.2) z.B. durch zusätzliche Erdungsseile unterhalb der Leiterseile
- Minimieren der Seilabstände (Nr. 5.3.1.3) z.B. durch Verkürzung der Seilabstände zwischen den Aufhängepunkten der Leiterseile an den Traversen
- Optimieren der Mastkopfgeometrie (Nr. 5.3.1.4) durch Veränderung der Abstände von Phasen und Stromkreisen untereinander
- Optimieren der Leiteranordnung (Nr. 5.3.1.5) durch Veränderung der Phasenfolge am Mast

2.4 Maßnahmenbewertung und Festlegung der Minimierungsmaßnahmen

Zuerst wurden die Minimierungsmaßnahmen „Abstandsoptimierung“ und „Optimierung der Mastkopfgeometrie“ gemeinsam Abschnitt für Abschnitt geprüft und bewertet. Die Minimierungsmaßnahmen „Elektrische Schirmung“, „Minimieren der Seilabstände und „Optimieren der Leiteranordnung“ wurden anschließend jeweils für alle drei Abschnitte gemeinsam geprüft und bewertet.

2.4.1 Abstandsoptimierung und Optimierung der Mastkopfgeometrie

Abstandsoptimierung

Voraussetzungen:

Die Bodenbeschaffenheit muss geeignete Mastfundamente ermöglichen, wenn die Masten erhöht werden. Der Bodenabstand der Leiterseile kann bei Neubau planerisch festgelegt werden.

Wirksamkeit:

Grundsätzlich ist die in Trassennähe hoch und nimmt mit zunehmendem Abstand zur Trasse ab.

Hinweise:

Der Aufwand ist für Masterrhöhungen bei einer neu zu bauenden Leitung niedrig. Mit zunehmendem Bodenabstand steigt der Aufwand.

Ziel der Maßnahme ist es, die Distanz der Leiterseile zu maßgeblichen Minimierungsorten zu vergrößern. Zum Boden wird die Distanz zum Beispiel durch die Erhöhung der Masten oder die Verringerung der Spannfeldlänge vergrößert.

An den Neubau-Standorten werden grundsätzlich höhere Masttypen eingeplant. Durch die neu eingesetzten Maste wird somit in allen drei Abschnitten der Bodenabstand im Vergleich zur Bestandssituation vergrößert.

Der Bodenabstand der geplanten Leitung liegt stets über dem gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 geforderten minimalen Bodenabstand von 6 m.

Dadurch wird die Minimierungsmaßnahme „Abstandsoptimierung“ bereits erfolgreich umgesetzt.

Optimierung der Mastkopfgeometrie

Voraussetzungen

Bei Neubau können der Masttyp und damit die Mastkopfgeometrie festgelegt werden. Bei Neubau und insbesondere wesentlicher Änderung können technische Randbedingungen, wie die Mitführung mehrerer Systeme, die Wahlmöglichkeiten einschränken.

Wirksamkeit:

Die Wirksamkeit ist hoch.

Hinweise:

Der zusätzliche Aufwand für einen Masttyp mit günstiger Mastgeometrie kann schon bei Neubau zum Beispiel aufgrund unterschiedlicher Masthöhen erheblich sein. Bei wesentlicher Änderung kann die Wahl eines günstigeren Masttyps oft an technische Grenzen stoßen.

Die Mastkopfgeometrie und die damit verbundenen unterschiedlichen Abstände der Phasen und Systeme zueinander beeinflussen die elektrische Feldstärke sowie die magnetische Flussdichte meistens in der direkten Umgebung der Anlage. Daher erfolgen für Abschnitte mit voneinander abweichender Mastkopfgeometrie separate Betrachtungen.

Folgende Mastkopfgeometrien kommen für die geplante 110-kV-Leitung in den zu untersuchenden Abschnitten in Betracht:

- Einebene
- Donau
- Tanne

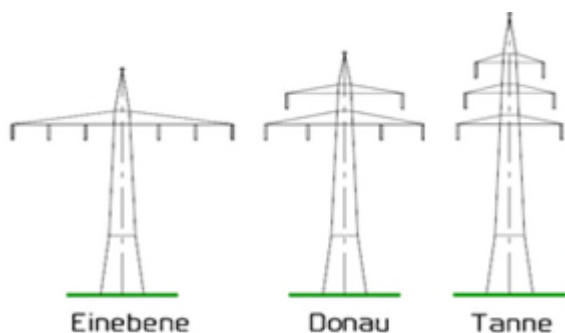


Abbildung 2 Mögliche Mastkopfgeometrien

Die Minimierungsmaßnahme „Optimieren der Mastgeometrie“ wird durch die Überprüfung der verschiedenen Mastkopfgeometrien in Bezug auf magnetische Flussdichte und elektrische Feldstärke an einem repräsentativen Bezugspunkt umgesetzt. Der repräsentative Bezugspunkt wurde anhand des maximalen Wertes der magnetischen Flussdichte in den jeweiligen Abschnitten ausgewählt. Dieser repräsentative Bezugspunkt stellt die Projektion des Minimierungsortes mit der maximalen magnetischen Flussdichte auf den Bewertungsabstand dar.

Hierzu wurden die Werte der magnetischen Flussdichte und elektrischen Feldstärke für die drei Masttypen (Einebene, Donau, Tanne) bei einem minimalen Bodenabstand von 6 m ermittelt. Im nächsten Schritt wurden die Werte der magnetischen Flussdichte und elektrischen Feldstärke bei einem Bodenabstand ermittelt, der sich aus der Masterhöhung mit Einebeneanordnung im jeweiligen Spannungsfeld ergibt. Anschließend werden die jeweils daraus resultierenden Berechnungsergebnisse gegenübergestellt und bewertet.

2.4.1.1 Prüfung im Abschnitt 1

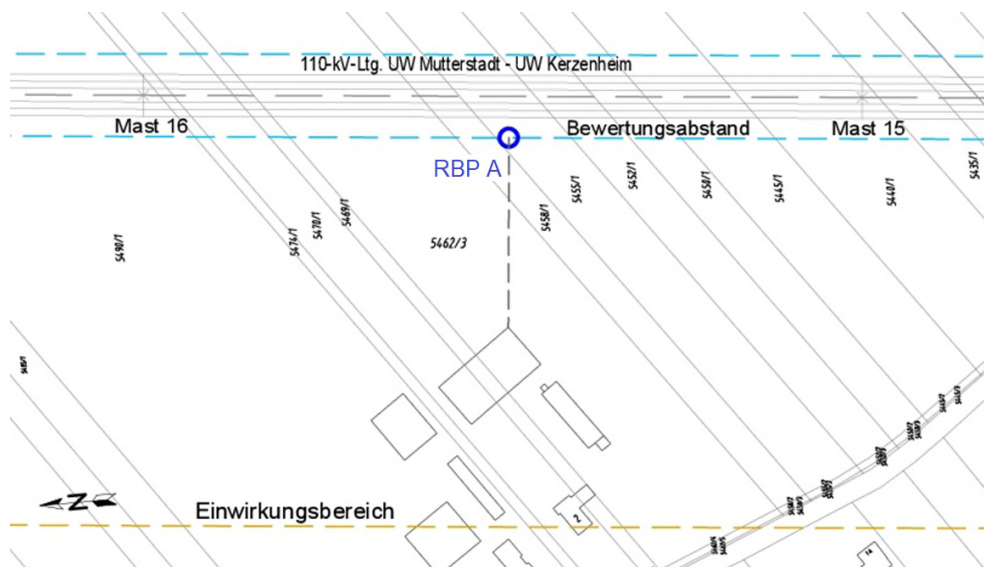


Abbildung 3: Repräsentativer Bezugspunkt RBP A

Tabelle 5 Mastkopfgeometrien für die Berechnungen

Mastgeometrie	Einebene	Tanne	Donau
Gestänge	A662	A682	A672
Mastbilder	SLH	SLH	ES

Tabelle 6 Berechnungsergebnisse

Mastgeometrie	Bodenabstand	Berechnungspunkt RBP A		% von Grenzwert	
		magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke	magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke
Einebene	6 m	6,2 μ T	0,5 kV/m	6,2 %	10 %
	Planung 9,4 m	5,2 μ T	0,5 kV/m	5,2 %	10 %
Tanne	6 m	5,2 μ T	0,1 kV/m	5,2 %	2 %
Donau	6 m	2,6 μ T	0,1 kV/m	2,6 %	2 %

Einebene-Geometrie

Für den Einebenenmast wird durch die vorgesehenen Masterhöhen und die Vergrößerung des Bodenabstandes eine Verbesserung der magnetischen Flussdichte um ca. $1,0\ \mu\text{T}$ auf ca. $5,2\ \mu\text{T}$ erzielt. Somit beträgt die magnetische Flussdichte rund 5 % des einzuhaltenden Grenzwerts von $100\ \mu\text{T}$. Die elektrische Feldstärke bleibt dabei unverändert und beträgt 10 % des einzuhaltenden Grenzwerts von $5\ \text{kV/m}$.

Donau-Geometrie

Eine weitere Reduzierung der Immissionswerte an dem ausgewählten Bezugspunkt könnte man durch das Einsetzen der Donau-Geometrie erzielen. Dies würde eine Reduzierung der magnetischen Flussdichte um ca. $3,6\ \mu\text{T}$ auf $2,6\ \mu\text{T}$ bewirken, sowie eine Reduzierung der elektrischen Feldstärke um ca. $0,4\ \text{kV/m}$ auf ca. $0,1\ \text{kV/m}$. Somit würde die magnetische Flussdichte rund 3 % des einzuhaltenden Grenzwerts von $100\ \mu\text{T}$ betragen und die elektrische Feldstärke rund 2 % des einzuhaltenden Grenzwerts von $5\ \text{kV/m}$.

Die Tabelle 6 zeigt, dass die Minimierungsmöglichkeiten bei der magnetischen Flussdichte im einstelligen %-Bereich durch die Nutzung unterschiedlicher Mastkopfgeometrien sehr begrenzt sind.

2.4.1.1.1 Festlegung der Minimierungsmaßnahme im Abschnitt 1

Im Abschnitt 1 grenzen die Neubaumaste an Bestandsmaste an, welche baulich nicht verändert werden und bereits eine Einebene-Geometrie aufweisen. Würde man für die Neubaumaste eine Donau-Geometrie festlegen, so würden an den Geometrieübergängen von „Einebene“ auf „Donau“ Abstandsverletzungen bei den inneren Abständen gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 entstehen. Um diesen Abstandsverletzungen entgegenzuwirken, müssten die Spannfeldlängen erheblich reduziert werden, was zu neuen und zusätzlichen Maststandorten führen würde, für welche wiederum ein zusätzlicher Wegebau zu leisten wäre.

Zudem weisen die Donau- und Tannen-Geometrien jeweils eine grundsätzlich höhere Bauweise auf, wodurch im Vergleich zu der Einebene-Geometrie höhere Entschädigungszahlungen aufgrund der Beeinträchtigung des Landschaftsbilds zu entrichten wären.

Im Falle von Netzstörungen sind Maste mit Einebene-Geometrie auch leichter mittels Steigerfahrzeuge vom Boden aus zu erreichen, was einer schnelleren Behebung von Netzstörungen zuträglich ist.

Für die spätere Maststahlfertigung und Fundamentstatik ist es außerdem wirtschaftlicher, die Anzahl unterschiedlicher Masttypen möglichst gering zu halten, um Produktionskosten zu senken.

Aus Gründen der

- Wirtschaftlichkeit
- Möglichkeit einer schnelleren Störungsbehebung
- nur geringfügigen Unterschiede der Immissionswerte untereinander

wird die Minimierungsmaßnahme „Abstandsoptimierung“ unter Beibehaltung der Einebene-Geometrie in der Planung berücksichtigt und präferiert.

The map shows a detailed view of the area around Mast 60. A yellow dashed line at the top is labeled 'Einwirkungsbereich'. A blue dashed line at the bottom is labeled 'Bewertungsabstand'. A blue circle with a crosshair marks 'RBP B'. The map includes a north arrow and a scale bar. Various plot numbers are visible, including 1178/1, 1178/4, 1178/2, 1178/3, 1178/5, 1178/6, 1178/7, 1178/8, 1178/9, 1178/10, 1178/11, 1178/12, 1178/13, 1178/14, 1178/15, 1178/16, 1178/17, 1178/18, 1178/19, 1178/20, 1178/21, 1178/22, 1178/23, 1178/24, 1178/25, 1178/26, 1178/27, 1178/28, 1178/29, 1178/30, 1178/31, 1178/32, 1178/33, 1178/34, 1178/35, 1178/36, 1178/37, 1178/38, 1178/39, 1178/40, 1178/41, 1178/42, 1178/43, 1178/44, 1178/45, 1178/46, 1178/47, 1178/48, 1178/49, 1178/50, 1178/51, 1178/52, 1178/53, 1178/54, 1178/55, 1178/56, 1178/57, 1178/58, 1178/59, 1178/60, 1178/61, 1178/62, 1178/63, 1178/64, 1178/65, 1178/66, 1178/67, 1178/68, 1178/69, 1178/70, 1178/71, 1178/72, 1178/73, 1178/74, 1178/75, 1178/76, 1178/77, 1178/78, 1178/79, 1178/80, 1178/81, 1178/82, 1178/83, 1178/84, 1178/85, 1178/86, 1178/87, 1178/88, 1178/89, 1178/90, 1178/91, 1178/92, 1178/93, 1178/94, 1178/95, 1178/96, 1178/97, 1178/98, 1178/99, 1178/100.

Abbildung 4 Repräsentativer Bezugspunkt RBP B

Tabelle 7 Mastkopfgeometrien für die Berechnungen

Mastgeometrie	Einebene	Tanne	Donau
Gestänge	A662	A682	A672
Mastbilder			

Tabelle 8 Berechnungsergebnisse

Mastgeometrie	Bodenabstand	Berechnungspunkt RBP B		% von Grenzwert	
		magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke	magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke
Einebene	6 m	9,3 μ T	0,8 kV/m	9,3 %	16 %
	Planung 11,9 m	6,2 μ T	0,6 kV/m	6,2 %	12 %
Tanne	6 m	4,0 μ T	0,1 kV/m	4 %	2 %
Donau	6 m	5,4 μ T	0,3 kV/m	5,4 %	6 %

Einebene-Geometrie

Für den Einebenenmast wird durch die vorgesehenen Masterhöhen und die Vergrößerung des Bodenabstandes eine Verbesserung der magnetischen Flussdichte um ca. 3,1 μT auf ca. 6,2 μT erzielt, sowie eine Reduzierung der elektrischen Feldstärke um ca. 0,2 kV/m auf ca. 0,6 kV/m.

Somit beträgt die magnetische Flussdichte rund 6 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 100 μT und die elektrische Feldstärke rund 12 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 5 kV/m.

Tanne-Geometrie

Eine weitere Reduzierung der Immissionswerte an dem ausgewählten Bezugspunkt könnte man durch das Einsetzen der Tanne-Geometrie erzielen. Dies würde eine Reduzierung der magnetischen Flussdichte um ca. 5,3 μT auf 4,0 μT bewirken, sowie eine Reduzierung der elektrischen Feldstärke um ca. 0,7 kV/m auf ca. 0,1 kV/m.

Somit würde die magnetische Flussdichte rund 5 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 100 μT betragen und die elektrische Feldstärke rund 2 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 5 kV/m.

Die Tabelle 8 zeigt, dass die Minimierungsmöglichkeiten bei der magnetischen Flussdichte im einstelligen %-Bereich durch die Nutzung unterschiedlicher Mastkopfgeometrien sehr begrenzt sind.

2.4.1.2.1 Festlegung der Minimierungsmaßnahme im Abschnitt 2

Im Abschnitt 2 grenzen die Neubaumaste an Bestandsmaste an, welche baulich nicht verändert werden und bereits eine Einebene-Geometrie aufweisen. Würde man für die Neubaumaste eine Tanne-Geometrie festlegen, so würden an den Geometrieübergängen von „Einebene“ auf „Tanne“ Abstandsverletzungen bei den inneren Abständen gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 entstehen. Um diesen Abstandsverletzungen entgegenzuwirken, müssten die Spannfeldlängen erheblich reduziert werden, was zu neuen und zusätzlichen Maststandorten führen würde, für welche wiederum ein zusätzlicher Wegebau zu leisten wäre.

Zudem weisen die Donau- und Tannen-Geometrien jeweils eine grundsätzlich höhere Bauweise auf, wodurch im Vergleich zu der Einebene-Geometrie höhere Entschädigungszahlungen aufgrund der Beeinträchtigung des Landschaftsbilds zu entrichten wären.

Da es im Abschnitt 2, Mastbereich-Nr. 0228 - 0045 zudem eine Unterkreuzung mit der 380- / 220-kV-Höchstspannungsfreileitung der Amprion gibt, ist hier die Einebene-Geometrie unerlässlich. Die Realisierung einer Unterkreuzung mittels höherer Donau- oder Tanne-Geometrie ist technisch nicht realisierbar.

Im Falle von Netzstörungen sind Maste mit Einebene-Geometrie zudem leichter mittels Steigerfahrzeuge vom Boden aus zu erreichen, was einer schnelleren Behebung von Netzstörungen zuträglich ist.

Für die spätere Fundamentstatik und Maststahlfertigung ist es außerdem wirtschaftlicher, die Anzahl unterschiedlicher Masttypen möglichst gering zu halten, um Planungs- und Produktionskosten zu senken.

Aus Gründen der

- Wirtschaftlichkeit
- Möglichkeit einer schnelleren Störungsbehebung
- nur geringfügigen Unterschiede der Immissionswerte untereinander

wird die Minimierungsmaßnahme „Abstandsoptimierung“ unter Beibehaltung der Einebene-Geometrie in der Planung berücksichtigt und präferiert.

2.4.1.3 Prüfung im Abschnitt 3

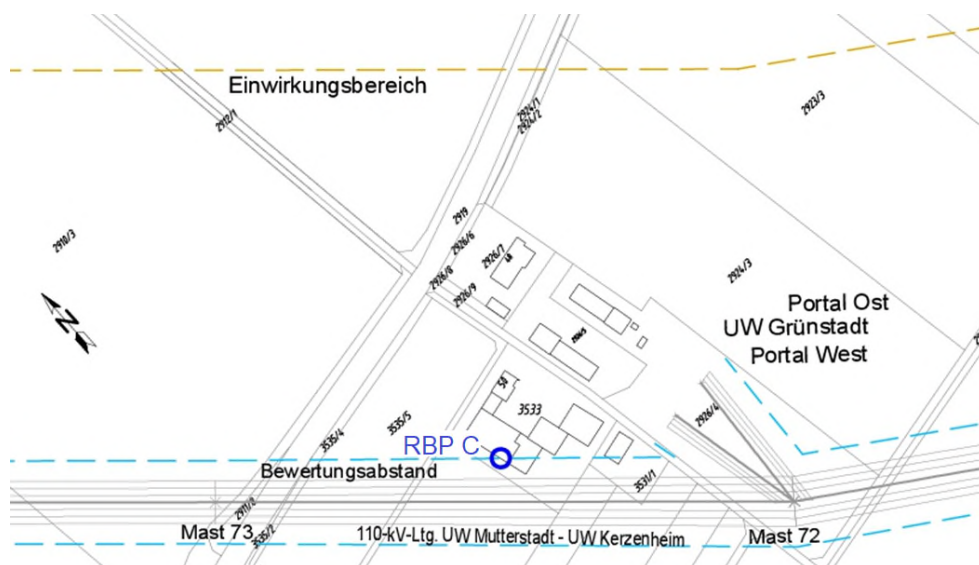


Abbildung 5 repräsentativer Bezugspunkt RBP C

Tabelle 9 Mastkopfgeometrien für die Berechnungen

Mastgeometrie	Einebene	Tanne	Donau
Gestänge	A662	A682	A672
Mastbilder			

Tabelle 10 Berechnungsergebnisse

Mastgeometrie	Bodenabstand	Berechnungspunkt RBP C		% von Grenzwert	
		magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke	magnetische Flussdichte	elektrische Feldstärke
Einebene	6 m	18,5 μ T	1,7 kV/m	18,5 %	34 %
	Planung 13,3 m	6,4 μ T	0,6 kV/m	6,4 %	12 %
Tanne	6 m	9,0 μ T	0,3 kV/m	9 %	6 %
Donau	6 m	6,7 μ T	0,5 kV/m	6,7 %	10 %

Einebene-Geometrie

Für den Einebenenmast wird durch die vorgesehenen Masterhöhen und die Vergrößerung des Bodenabstandes eine Verbesserung der magnetischen Flussdichte um ca. 12,1 μT auf ca. 6,4 μT erzielt, sowie eine Reduzierung der elektrischen Feldstärke um ca. 1,1 kV/m auf ca. 0,6 kV/m.

Somit beträgt die magnetische Flussdichte rund 6 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 100 μT und die elektrische Feldstärke rund 12 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 5 kV/m.

Tanne-Geometrie

Eine weitere Reduzierung der elektrischen Feldstärke an dem ausgewählten Bezugspunkt könnte man durch das Einsetzen der Tanne-Geometrie erzielen. Dies würde eine Reduzierung der elektrischen Feldstärke um ca. 1,4 kV/m auf ca. 0,3 kV/m bewirken.

Somit würde die elektrische Feldstärke rund 6 % des einzuhaltenden Grenzwerts von 5 kV/m betragen. Die magnetische Flussdichte würde sich dadurch allerdings im Vergleich zur geplanten Einebene-Geometrie um ca. 2,6 μT verschlechtern.

Die Tabelle 10 zeigt, dass die Minimierungsmöglichkeiten bei der magnetischen Flussdichte im einstelligen %-Bereich durch die Nutzung unterschiedlicher Mastkopfgeometrien sehr begrenzt sind.

2.4.1.3.1 Festlegung der Minimierungsmaßnahme im Abschnitt 3

Im Abschnitt 3 grenzen die Neubaumaste an Bestandsmaste an, welche baulich nicht verändert werden und bereits eine Einebene-Geometrie aufweisen. Würde man für die Neubaumaste eine Tanne-Geometrie festlegen, so würden an den Geometrieübergängen von „Einebene“ auf „Tanne“ Abstandsverletzungen bei den inneren Abständen gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 entstehen. Um diesen Abstandsverletzungen entgegenzuwirken, müssten die Spannfeldlängen erheblich reduziert werden, was zu neuen und zusätzlichen Maststandorten führen würde, für welche wiederum ein zusätzlicher Wegebau zu leisten wäre.

Es wurden in der Vergangenheit in diesem Abschnitt im Mastbereich-Nr. 0084 – 0097 bereits Maste mit Tanne-Geometrie errichtet. Die geschah jedoch in diesem Bereich aufgrund der rechtsseitig extremen Nähe zur 380-kV-Höchstspannungsfreileitung der Amprion und der linksseitig extremen Nähe zur Stadt Grünstadt – Diese Leitungssituation herrscht nur in diesem Bereich vor und ist somit als Ausnahme zu betrachten.

Zudem weisen die Donau- und Tannen-Geometrien jeweils eine grundsätzlich höhere Bauweise auf, wodurch im Vergleich zu der Einebene-Geometrie höhere Entschädigungszahlungen aufgrund der Beeinträchtigung des Landschaftsbilds zu entrichten wären.

Da es im Abschnitt 3, Mastbereich-Nr. 0082 – 0083 zudem eine Unterkreuzung mit der 380-kV-Höchstspannungsfreileitung der Amprion gibt, ist hier die Einebene-Geometrie unerlässlich. Die Realisierung einer Unterkreuzung mittels höherer Donau- oder Tanne-Geometrie ist technisch nicht realisierbar.

Im Falle von Netzstörungen sind Maste mit Einebene-Geometrie zudem leichter mittels Steigerfahrzeuge vom Boden aus zu erreichen, was einer schnelleren Behebung von Netzstörungen zuträglich ist.

Für die spätere Fundamentstatik und Maststahlfertigung ist es außerdem wirtschaftlicher, die Anzahl unterschiedlicher Masttypen möglichst gering zu halten, um Planungs- und Produktionskosten zu senken.

Aus Gründen der

- Wirtschaftlichkeit
- Möglichkeit einer schnelleren Störungsbehebung
- nur geringfügigen Unterschiede der Immissionswerte untereinander

wird die Minimierungsmaßnahme „Abstandsoptimierung“ unter Beibehaltung der Einebene-Geometrie in der Planung berücksichtigt und präferiert.

2.4.2 Elektrische Schirmung

Voraussetzungen:

Die baulichen Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit die zusätzlichen Leitungs- und Zubehörteile angebracht werden können. Mindestisolierluftstrecken zwischen den Schirmen und den spannungsführenden Leiterseilen und der Mindestbodenabstand müssen eingehalten werden.

Wirksamkeit:

Die Maßnahme wirkt überwiegend auf die elektrische Feldstärke. Die Wirksamkeit eines Neutralleiters als Maßnahme zur Schirmung ist in der Regel niedrig. Erdseile haben nur Abschirmwirkung bei Anbringung unterhalb oder seitlich der Leitungssysteme.

Hinweise:

Das Einbringen zusätzlicher Seile erfordert in den meisten Fällen wegen zu gewährleistendem Bodenabstand eine Erhöhung des Mastes und damit verbunden eine Überprüfung der Statik und gegebenenfalls bauliche Anpassungen.

2.4.2.1 Festlegung der Minimierungsmaßnahme in den Abschnitten 1- 3

Im 110-kV-Verteilnetz der Pfalzwerke Netz AG dienen Erdseile (Schirmleiter) an den Traversenspitzen primär dem erhöhten Anlagenschutz vor Blitzeinschlägen (Blitzschutz). Der erhöhte Blitzschutz wird in der Regel an neuralgischen Netzknoten, wie z.B. in direkter Nähe von Umspannanlagen, Umspannwerken oder auch Schaltwerken angebracht.

Dies ist im

- Abschnitt 1, Mastbereich-Nr. 0037 – 0044
- Abschnitt 2, Mastbereich-Nr. 0228 – 0051

geplant.

Dort werden die ankommenden und weiterführenden Freileitungssysteme in der Regel bis zu 2 km Länge mit zusätzlichen Erdseilen auf den Traversenspitzen versehen. Durch die zusätzliche Auflage solcher Erdseile (Schirmdrähte) entstehen signifikante statische Mehrbelastungen, wodurch die in den betroffenen Abschnitten befindlichen Gittermasten sowohl bei der Mastgeometrie als auch bei den Mastfundamenten deutlich stärker auszulegen sind. Zudem sind die Gittermaste, an denen die zusätzliche Auflage der Erdseile endet und die einfache Erdseilaufgabe weitergeht, nochmals erheblich stärker auszulegen, da diese eine einseitige Mehrbelastung (Differenzzug) erfahren.

Aus diesen Gründen ist eine weitere punktuelle Erhöhung der elektrischen Schirmung durch zusätzliche Erdseile (Schirmdrähte) als unwirtschaftlich und nicht verhältnismäßig einzustufen

2.4.3 Minimieren der Seilabstände

Voraussetzungen:

Die Maßnahme ist bei allen bipolaren Leitungen möglich und kann bei Neubau realisiert werden. Immer wenn die Mastkopfbilder geändert werden sollen, ist die Maßnahme auch bei einer wesentlichen Änderung möglich. Mindestisolierluftstrecken zwischen den Seilen, zwischen Leiterseilen und dem Mast, sowie anderen geerdeten Anlagenteilen, oder zum Boden, müssen eingehalten werden.

Wirksamkeit:

Die Wirksamkeit liegt im mittleren Bereich. Sie wird allerdings von anderen Anlagenparametern beeinflusst und ist abhängig vom Abstand zu den Leitern.

Hinweise:

Kurze Luftstrecken können in Abhängigkeit von der Spannungsebene Geräuschemissionen durch Koronaeffekte fördern und besondere Maßnahmen bei der Wartung, z.B. zur Besteigbarkeit erfordern, wenn mehr als ein System an einem Mast geführt wird. Die Maßnahme wird beeinflusst durch die Ausschwingweite und die Mindestisolierluftstrecke der Leiterseile. Bei einer neu zu bauenden Leitung verursachen minimierte Seilabstände nur geringen zusätzlichen Aufwand.

2.4.3.1 Festlegung der Minimierungsmaßnahme in den Abschnitten 1- 3

Eine Reduzierung der Seilabstände zueinander (innere Abstände) reduziert im gleichen Zuge auch die maximal mögliche Spannfeldlänge der Leiterseile von Mast zu Mast. Bei geringeren Seilabständen, demnach kürzeren Spannfeldlängen, müssten zugleich mehr Maste eingebaut werden. Die gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 mindestens einzuhaltenden inneren Abstände der Leiterseile zueinander haben den Hintergrund, dass die Leiterseile bei stärkeren Windverhältnissen nicht zu nahe aneinandergeraten sollen, was unvermeidlich zu Kurzschlüssen und somit zu Versorgungsausfällen führen würde.

In Abbildung 6 Zeichnung 2er-Bündel- Traverse wird eine aktuelle Traverse eines Tragmastes für eine 2er-Bündel-Seilauflage gezeigt.

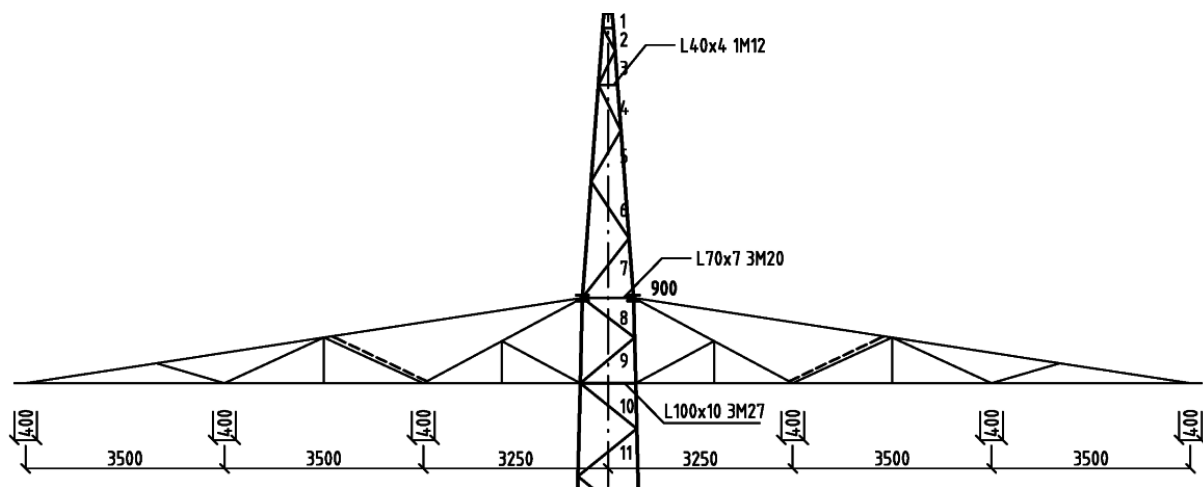


Abbildung 6 Zeichnung 2er-Bündel- Traverse

Die Abstände der Aufhängepunkte zueinander (3,5 m – 3,5 m – 6,5 m – 3,5 m – 3,5 m) wurden dahingehend optimiert, dass mit diesem Traversentyp eine Spannfeldlänge von ca. 300 m erreicht werden kann, ohne dabei die mindestens einzuhaltenden inneren Abstände der Leiterseile zueinander gemäß DIN EN 50341 Teile 1-4 zu unterschreiten.

Der Abstand der Aufhängepunkte zum Maststamm von jeweils 3,25 m wurde dahingehend optimiert, dass Monteure den Mast am Maststamm auch im Störfall bei z.B. Blitzeinschlägen ohne Gefahr besteigen können. Ein dabei eventuell entstehender Lichtbogen würde senkrecht über die Isolatorketten zur Traverse hin abgeleitet und nicht waagrecht in Richtung Maststamm.

Unter dem Gesichtspunkt eines wirtschaftlichen Netzbetriebs wurden die Seilabstände bereits unter Berücksichtigung der Spannfeldlängen und der daraus resultierenden Anzahl der erforderlichen Maste optimiert. Eine weitere Minimierung der Seilabstände ist als unwirtschaftlich einzustufen.

2.4.4 Optimieren der Leiteranordnung

Voraussetzungen:

Es muss mehr als ein Stromkreis auf dem Mast installiert sein. Bei Neubau kann die Maßnahme durchgeführt werden; bei wesentlicher Änderung nur dann, wenn ein längerer Leitungsabschnitt oder die gesamte Leitung betroffen ist.

Wirksamkeit:

Die Wirksamkeit ist hoch und wird von anderen Anlagenparametern, wie dem Mastkopfbild oder dem Leiterseilabstand beeinflusst. Geringe Leiterabstände erhöhen die Wirksamkeit dieser Maßnahme. Zudem ist die relative Wirksamkeit abhängig vom Abstand zu den Leiterseilen. Sie ist vor allem im Einwirkungsbereich örtlich sehr unterschiedlich und kann punktuell deutlich schwanken.

Hinweise:

Bei einer Leistungsflussumkehr in einem Stromkreis kann sich die Anlage in einem nicht optimierten Zustand hinsichtlich des Magnetfeldes befinden. Der zusätzliche Aufwand bei einer neu zu bauenden Leitung ist gering. In kurzen Leitungsabschnitten ist eine Änderung der Polanordnung meist in einem erheblichen Aufwand verbunden.

2.4.4.1 Prüfung in den Abschnitten 1 - 3

In Tabelle 11 Prüfung der Leiteranordnung wurden die verschiedenen technisch möglichen Leiteranordnungen als mögliche Minimierungsmaßnahme geprüft. In allen drei Abschnitten ist die Variante 6 als Leiteranordnung die bestmögliche Anordnung, hinsichtlich der Auswirkungen auf die magnetische Flussdichte und der elektrischen Feldstärke.

Tabelle 11 Prüfung der Leiteranordnung

	Variante 1		Variante 2		Variante 3		Variante 4		Variante 5		Variante 6	
Leiteranordnung	R - S - T R - S - T		S - T - R T - R - S		T - S - R T - S - R		S - R - T R - S - T		T - S - R S - T - R		T - S - R R - S - T	
Immission	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m	magnetische Flussdichte μT	elektrische Feldstärke kV/m
Abschnitt 1 UW Mutterstadt - SW Lamsheim Mast-Nr. 0015 - 0016 RBP 1	7,2	0,6	5,6	0,5	7,2	0,6	6,4	0,5	6,4	0,5	4,8	0,5
Abschnitt 2 SW Lamsheim - UW Grünstadt Mast-Nr. 0059 - 0060 RBP 2	6,5	0,6	4,9	0,5	6,5	0,6	6,2	0,6	6,2	0,6	4,2	0,5
Abschnitt 3 UW Grünstadt - UW Kerzenheim Mast-Nr. 0072 - 0073 RBP 3	6,3	0,6	5	0,5	6,4	0,6	6,1	0,6	6,1	0,6	4,4	0,5
Legende												
Planung												
Ideale Anordnung												
Schlechteste Anordnung												

2.4.4.2 Festlegung der Minimierungsmaßnahme in den Abschnitten 1- 3

Die möglichen Leiteranordnungen der einzelnen Systeme werden durch die bereits vorhandenen Anschlüsse und Abzweige zu Umspannwerken und Schaltwerken vorgegeben und auch limitiert.

Auf der gesamten Strecke vom UW Mutterstadt bis zum UW Kerzenheim befinden sich an mehreren Stellen Abzweige zu weiteren Umspannwerken, welche nicht von der geplanten Baumaßnahme tangiert werden sollen.

Eine Änderung der Leiteranordnung hätte sowohl Anpassungen im Bereich der Abzweige als auch im Bereich der Sammelschienen in den Umspannwerken zur Folge. Die daraus resultierenden Maßnahmen sind mit erheblichem technischen Aufwand verbunden und wirtschaftlich nicht abbildbar.

Bei der Auswahl der Leiteranordnung der zu untersuchenden Systeme wurde die Phasenfolge der Leiter so gewählt, dass sich die von den Leiterseilen ausgehenden elektrischen und magnetischen Felder in allen Abschnitten bereits mit den o.g. limitierenden Faktoren bestmöglich kompensieren. Dadurch wird sowohl die Symmetrie der Systeme als auch eine bestmögliche Minimierung der Immissionen bereits im Bestand und auch der Planung erzielt.

Im Abschnitt 1 wurde die bereits vorhandene Leiteranordnung als Variante 2 in die Planung übernommen.

Im Abschnitt 2 wurde die bereits vorhandene Leiteranordnung als Variante 4 in die Planung übernommen.

Im Abschnitt 3 wurde die bereits vorhandene Leiteranordnung als Variante 1 in die Planung übernommen.

Aufgrund der beschriebenen technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten kann die Maßnahme nicht angewendet werden.

2.5 Zusammenfassung der vorgesehenen Minimierungsmaßnahmen

	Abschnitt 1	Abschnitt 2	Abschnitt 3
Abstandsoptimierung	Ja	Ja	Ja
Elektrische Schirmung	Nein	Nein	Nein
Minimieren der Seilabstände	Nein	Nein	Nein
Optimieren der Mastkopfgeometrie	Nein	Nein	Nein
Optimieren der Leiteranordnung	Nein	Nein	Nein

2.6 Fazit

Die Vorhabenträgerin Pfalzwerke Netz AG plant die Netzverstärkung zwischen den Umspannanlagen UW Mutterstadt und UW Kerzenheim. Dabei ist eine Umbeseilung auf 2er-Bündel-Leiterseile, sowie abschnittsweise auf Hochtemperaturleiterseile geplant.

Die durch Änderungen hervorgerufenen Immissionen elektrischer und magnetischer Felder werden in diesem Bericht untersucht.

In Abschnitt 2.2.1 werden die Anforderungen der 26. BImSchV einzeln untersucht und bewertet. Es wurden sämtliche sich im Bereich des Bewertungsabstands von 10 m rechts und links des äußersten ruhenden Leiterseils liegenden maßgeblichen Immissionsorte untersucht und hierfür jeweils der Nachweis über die Einhaltung der Grenzwerte der 26. BImSchV dargelegt.

Zudem wurden in Abschnitt 2.4 die Maßnahmen zur Vorsorge gem. § 4 der 26. BImSchV i.V.m. der 26. BImSchVVwV untersucht und einzeln bewertet. Dabei bleibt festzuhalten, dass aufgrund des Vorhabenumfangs einzelne Maßnahmen nicht umsetzbar sind. So sind die Wahl der Mastkopfgeometrie, Seilbodenanstände, sowie der Leiteranordnung durch die bestehenden Hochspannungsmaste vorgegeben.

Ein Wechsel der Mastkopfgeometrie und eine weitere Minimierung der Seilabstände, zusätzlich zu den bereits erfolgten Optimierungen, wurde mit Hinweis auf die betrieblichen Einschränkungen und der zusätzlichen Beeinträchtigung des Schutzguts Landschaftsbild in Form von deutlich höheren Masten sowie der Unverhältnismäßigkeit zwischen Kosten und Nutzen verneint.

Die Leiteranordnung der bestehenden Hochspannungsfreileitungen wurde überprüft. Sie stellen die unter den gegebenen betrieblichen Einschränkungen zur Reduktion der magnetischen Flussdichte und der elektrischen Feldstärke optimierten Leiteranordnung dar.

In allen drei Abschnitten wird somit folgende Minimierungsmaßnahme umgesetzt:

Abstandsoptimierung (gemäß Nr. 5.3.1.1 der 26. BImSchVVwV) z.B. durch Erhöhung des Bodenabstandes durch zusätzliche Masterhöhungen.

3 Berechnungsgrundlagen

Berechnungsgröße:	Ungestörtes magnetisches und elektrisches Wechselfeld unter max. Last entsprechend DIN VDE 0848 und 26. BImSchV, Frequenz 50 Hz Berechneter Lastfall und Phasenordnung siehe Darstellung Mastbilder
Berechnungsgrundlage:	Berechnungen aus FM-Profil
Berechnungsmethode:	als Horizontalschnitte in 1,0 m und in 4,0 m über Grund für die magnetische Flussdichte und elektrische Feldstärke
Berechnungsraster:	1,0 m x 1,0 m
Programme:	FM-Profil der SPIE SAG WinField 2021 der Firma FGEU Berlin

4 Anlagenverzeichnis

Anlage 10.2.1: Berechnungsergebnisse im Bewertungsabstand

Anlage 10.2.2: Berechnungsergebnisse im Einwirkungsbereich

Anlage 10.3: Nachweis Hochfrequenzanlagen

Anlage 10.4: Lagepläne

- 10.4.1_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 1-8_BP1.pdf
- 10.4.2_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 8 -15_P 1-3_BP 2-4.pdf
- 10.4.3_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 6-23_P 4-5_BP 5-7.pdf
- 10.4.4_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 23-30_BP 8.pdf
- 10.4.5_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 31-37_P 6_BP 9-10.pdf
- 10.4.6_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-LP_M 38 - Portal West_BP11.pdf
- 10.4.7_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-Portal W - M51.pdf
- 10.4.8_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-M52- M58.pdf
- 10.4.9_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-M59-65_BP12.pdf
- 10.4.10_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-M 66-73.pdf
- 10.4.11_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-M 74-84_B 13-15.pdf
- 10.4.12_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-M 84-92 BP15-BP18.pdf
- 10.4.13_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-Mast92- Mast98_BP19.pdf
- 10.4.14_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-Mast98 - UWKerzheim_BP20.pdf
- 10.4.15_LP_KAT_XX_01_MUTT-KERZ-Mast105_UW Kerzenheim.pdf

Anlage 10.5: Anzeigen für Niederfrequenzanlagen

- 10.5.1_Anzeige Mast 14-15_Flrst.5410-1.pdf
- 10.5.2_Anzeige Mast 14-15_Flrst.5416-1.pdf
- 10.5.3_Anzeige Mast 15-16_Flrst.5462-3.pdf
- 10.5.4_Anzeige Mast 20-21_Flrst.2490.pdf
- 10.5.5_Anzeige Mast 22-23_Flrst.2852-1.pdf
- 10.5.6_Anzeige Mast 32-33_Flrst.1615-2.pdf
- 10.5.7_Anzeige Mast 72-73_Flrst.3531-1.pdf
- 10.5.8_Anzeige Mast 72-73_Flrst.3533.pdf

5 Abkürzungen / Einheiten

BlmSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
EOK	Erdoberkante
ES	Erdseil
LAI	Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
T	Tragmast
WA	Winkelabspannmast
UW	Umspannwerk
BP	Bezugspunkt
RBP	Repräsentativer Bezugspunkt
IM	Immissionsort
A	Ampere (Einheit für elektrischen Strom)
A/m	Ampere pro Meter (Einheit für magnetische Feldstärke)
Hz	Hertz (Einheit für die Frequenz, d. h. Schwingungen pro Sekunde)
kV	Kilovolt (1.000 V)
kV/m	Kilovolt pro Meter (1.000 V/m, Einheit für elektrische Feldstärke)
V	Volt (elektrische Spannung)
μT	Microtesla (0,000001 T, Einheit für magnetische Flussdichte)

6 Literatur

- [1] Rechenprogramm WinField, Version 2020
Fa. Forschungsgesellschaft für Energie und Umwelttechnologie (FGEU), Berlin
- [2] 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
(Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV) v. 14.08.2013
- [3] LAI - Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz
Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder
Stand 18.09.2014
https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/ack_1503575775.pdf
zuletzt abgerufen am 24.02.2022
- [4] Allgemeine Verwaltungsvorschrift
zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder
(26. BImSchV; 26. BImSchVVwV), 26.02.2016