

Auswirkungen der Euro-Norm 50341 auf die Freileitungstrassierung

Workshop zur INTERGEO, Hamburg, 17.-19. Sep. 2003

© *imp GmbH* 2003

Referent: Dipl.-Math. Michael Strauch, *imp-GmbH*, NL Arnsberg

- **Schwerpunkt: wesentliche Auswirkungen der EN 50341 bzgl. der Freileitungstrassierung**
- **Weitergabe von Erfahrungen aus der Euro-Norm-Erweiterung von „SEIL++“**
- **Fokus auf „deutsche Variante“ DIN EN 50341
(auf Wunsch auch Anmerkungen zur „österreichischen Variante“)**
- **Vergleich zur DIN VDE 0210 – 12.85**
 - (kurz „VDE 12.85“)
- **Änderungen in Formelwerk, Lastfällen und Nomenklatur**

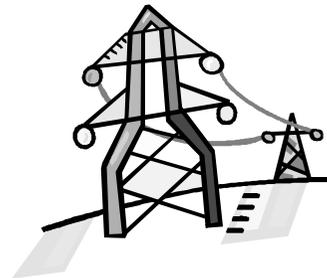


- 1. Allgemeines zur EN 50341**
- 2. Seilmechanische Berechnungen**
- 3. Berechnung von Abständen zu externen Objekten / kreuzenden Leitungen**
- 4. Berechnung von Phasenabständen**

Nicht im Vortrag enthalten: Maststatik, Fundamente, Gründungen, Isolatoren, Armaturen



1. Allgemeines zur EN 50341





- **Entwicklungszeitraum 1992 – 2001**
- **Anwendungsbereich: über AC 45 kV**
(„unter AC 45 kV“ befindet sich in Vorbereitung; dafür gilt in Deutschland vorläufig weiter die DIN VDE 0210 – 12.85)
- **Vollständig europaweit einheitliche Normung konnte nicht erreicht werden**
- **Gilt in der BRD bereits seit März 2002 (parallel zur VDE 12.85).**
- **wird am 1.1.2004 für alle Neuerrichtungen verbindlich**
- **Veränderungen an bestehenden Anlagen nach EN: obliegt den Betreibern**

Struktur der EN 50341

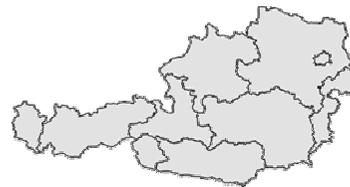


Gesellschaft für Geodatenservice

- **EN 50341-1: gemeinsamer, europaweit gültiger Hauptteil**
- **EN 50341-2: Übersicht über die Festlegungen der einzelnen Länder**
- **EN 50341-3-1 bis EN 50341-19: nationale normative Festlegungen (z.B. 50341-3-4 für Deutschland, 50341-3-1 für Österreich)**
- **Nationale Bezeichnungen:
DIN EN 50341 (VDE 0210) , ÖVE/ÖNORM EN 50341**
- **nationale Abweichungen durch**
 - nationale Gesetze / Vorschriften
 - besondere nationale Bedingungen (z.B. klimatisch, geografisch)
 - nationale Ergänzungen

ÖVE/ÖNORM EN 50341

- ist seit September 2002 in Kraft
- zeitgleich wurde ÖVE/ÖNORM E8111:2002-09-01 für Freileitungen von AC 1kV bis AC 45kV in Kraft gesetzt
- Ablösung der ÖVE-L11/1979, -L11a/1980, ..., -L11e:1997-11, ÖVE/ÖNORM E8111/A6:1999-12





2. Seilmechanische Berechnungen



Seilmechanische Berechnungen – worum geht es?

- **Typische Fragestellung: „wie stark darf/muss ein Leiterseil in einem Abspannabschnitt gespannt werden?“**
- **bilden die Basis für weitere Betrachtungen wie z.B. Abstandsberechnungen**

Dabei sind normabhängig:

- **zu prüfende Lastfälle („welche Temperaturen mit welcher Last?“)**
- **Lastmodelle (Eis, Wind)**
- **Welche erreichten Zugspannungen sind mit welchen zulässigen Werten zu vergleichen?**
- **Begrifflichkeiten / Nomenklatur**

Lastfälle für die Bemessung der Leiterzugkräfte nach VDE 12.85 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

Bemessung erfolgt nach

- **Höchstzugspannung**

- -5°C & normale Zusatzlast (= Eislast), -20°C ohne Eis- und Windlast, +5°C und Windlast
- Horizontalzugspannung des Leiterseils darf „zulässige Höchstzugspannung“ nicht überschreiten
- Zugspannung in Seilrichtung an den Aufhängepunkten darf zulässige Höchstzugspannung um nicht mehr als 5% überschreiten

- **Dauerzugspannung**

- -5°C & dreifache normale oder zweifache erhöhte Eislast, -5°C und normale bzw. erhöhte Eislast in Kombination mit 50% Windlast
- Zugspannung in Seilrichtung an den Aufhängepunkten darf zulässige Dauerzugspannung nicht überschreiten

- **Mittelzugspannung**

- bei Jahresmitteltemperatur von +10°C soll die Horizontalzugspannung die zulässige Mittelzugspannung nicht überschreiten

Lastfälle für die Bemessung der Leiterzugkräfte nach VDE 12.85 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Gängige Praxis:

- **Auswahl eines Wertes σ_H für die zulässige Höchstzugspannung, wobei auch die Stützpunktbelastbarkeit der Masten berücksichtigt wird**
- **Bestimmung einer Zugspannung für die Jahresmitteltemperatur „+10°C“, so dass bei Zustandsänderung nach -5°C & Eislast (g gf. -20°C ohne Eis und Wind, +5°C und Wind) die Horizontalzugspannung den Wert σ_H gerade eben erreicht, aber nicht überschreitet**
- **Prüfung der verbleibenden Lastfälle für diese Situation**

Lastfälle für Bemessung der Leiterzugkräfte nach DIN EN 50341



Gesellschaft für Geodatenservice

Bemessung erfolgt nach

- ***Stützpunktbelastbarkeit***

- -5°C & Eislast, -20°C ohne Eis- und Windlast, +5°C und Windlast
- Horizontalzugspannung des Leiterseils darf einen lt. Abschnitt 4 der Norm festzulegenden Wert bzgl. der Stützpunktbelastbarkeit nicht überschreiten

- ***Beanspruchung bei Höchstlasten***

- -20°C ohne Eis- und Windlast, -5°C und Eislast, -5°C und Eislast mit 50% Windlast, +5°C und Windlast
- Zugspannung in Seilrichtung an den Aufhängepunkten * 1,25 darf zulässige Dauerzugspannung nicht überschreiten

- ***Beanspruchung bei Mittelzugspannung***

- bei Jahresmitteltemperatur von +10°C soll die Horizontalzugspannung die zulässige Mittelzugspannung nicht überschreiten

Lastfälle für Bemessung der Leiterzugkräfte – Vergleich von VDE 12.85 mit DIN EN 50341



Gesellschaft für Geodatenservice

- **Bei DIN EN 50341: keine Differenzierung mehr in den Lastfällen zwischen „normaler“ und „erhöhter“ Eislast**
- **Begriff der „zulässigen Höchstzugspannung“ ist entfallen; entsprechenden Lastfälle werden nur anhand der Stützpunktbelastbarkeit bemessen**
- **Die „zulässige Dauer- und Mittelzugspannung“ sind im Wesentlichen erhalten geblieben (Tabellen enthalten übereinstimmende Werte)**
- **Man beachte aber die geänderten Lastfälle bei der Dauerzugspannung, sowie den Teilsicherheitsbeiwert von 1,25**

Eislastmodell nach VDE 12.85



Gesellschaft für Geodatenservice

„Normale“ Zusatzlast (=Eislast) auf Leiter

$$5 + 0,1 d \text{ [N/m]}$$

mit d = Leiterdurchmesser in [mm].

Erhöhte Zusatzlast: Vielfaches hiervon, baugebietsabhängig.



Einteilung von Deutschland in drei Eiszonen:

Eislastzone 1: $5 + 0,1 d$ [N/m]

Eislastzone 2: $10 + 0,2 d$ [N/m]

Eislastzone 3: $20 + 0,4 d$ [N/m]



mit d = Leiterdurchmesser in [mm].

Zone 1: geringe Eislasten, bislang keine Schäden an Freileitungen

Zone 2: hohe Eislasten, es gab in der Vergangenheit Schäden

Zone 3: sehr hohe Eislasten, in der Vergangenheit bedeutende Schäden

Zuordnung eines Baugebiets hat Betreiber vorzunehmen und zu begründen.



- **Die Formeln sind im Wesentlichen gleich geblieben**
- **Euro-Norm präzisiert den Vervielfachungsfaktor für die Eislast (1, 2 oder 4), erlaubt allerdings auch Zwischenwerte**
- **Die Einteilung in eine bestimmte Eiszone beruht (genau wie bei der VDE 12.85) auf Erfahrungswerten**
- **Keine Unterscheidung mehr zwischen Lastfällen mit einfacher oder erhöhter Eislast: alle Lastfälle sind mit der Eislast der jeweiligen Eiszone zu betrachten**

Windlastmodell nach VDE 12.85 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

Windlast W in [kN] auf Leiter

$$W = c_t q d L \cos^2(\theta) \quad \text{für } L < 200 \text{ m}$$
$$W = c_t q d L (80 / L + 0,6) \cos^2(\theta) \quad \text{für } L \geq 200 \text{ m}$$



mit

- c_t = aerodynamischer Kraftbeiwert (abh. vom Leiterquerschnitt)
- q = höhenabhängiger Staudruck [kN/m²]
- d = Leiterdurchmesser [m]
- L = Spannweite in [m] (am Mast: Windspannweite)
- θ = Windeinfallswinkel (*Erweiterung der VDE v. 12.89*)

„In besonders windgefährdeten Gebieten ist mit einer den örtlichen Verhältnissen entsprechend erhöhten Windlast zu rechnen.“

Windlastmodell nach VDE 12.85 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Staudruck q auf Leiter :

| Höhe der Freileitung über Gelände [m] | Höhe der Aufhängepunkte des Seils [m] | Staudruck in q [N/m ²] |
|---------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| bis 20 | bis 15 | 440 |
| | über 15 bis 20 | 530 |
| 0 bis 200 | 0 bis 40 | 530 |
| | über 40 bis 100 | 680 |
| | über 100 bis 150 | 860 |
| | über 150 bis 200 | 950 |

Windlastmodell nach DIN EN 50341 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

Windlast Q_{WC} in [kN] auf Leiter

$$Q_{WC} = C_{xc} q d L \times 0,75 \cos^2(\theta) \quad \text{für } L < 200 \text{ m}$$

$$Q_{WC} = C_{xc} q d L \times (60 / L + 0,45) \cos^2(\theta) \quad \text{für } L \geq 200 \text{ m}$$

mit

C_{xc} = Windwiderstandsbeiwert (abh. vom Leiterquerschnitt)

q = höhenabhängiger Staudruck

d = Leiterdurchmesser [m]

L = Spannweite in [m] (am Mast: Windspannweite)

θ = Windeinfallswinkel

Höhenabhängiger Staudruck:

$$q = q_0 + 3 \times h$$

mit

h = Höhe über Gelände in [m]

q_0 = Bezugsstaudruck (windzonenabhängig)

Für Leiter ist die Höhe der Aufhängepunkte am Stützpunkt maßgeblich.

(Bei unterschiedlichen Aufhängehöhen: „sichere Seite“ wählen, d.h. den höheren der beiden.)

Windlastmodell nach DIN EN 50341 (3)



Gesellschaft für Geodatenservice

Bezugsstaudruck q_0 :

- Einteilung von Deutschland in drei Windzonen (nach DIN 4131:1991-11)

Zone 1: $q_0 = 800$ [N/m²]

Zone 2: $q_0 = 1050$ [N/m²]

Zone 3: $q_0 = 1300$ [N/m²]

- In Windzone 1: bei Geländehöhen H oberhalb 600 m über NN gilt:

$$q_0 = 100 + 7 H / 6 \text{ [N/m}^2\text{]}$$



Windlastmodell – Gegenüberstellung von VDE 12.85 zu DIN EN 50341 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

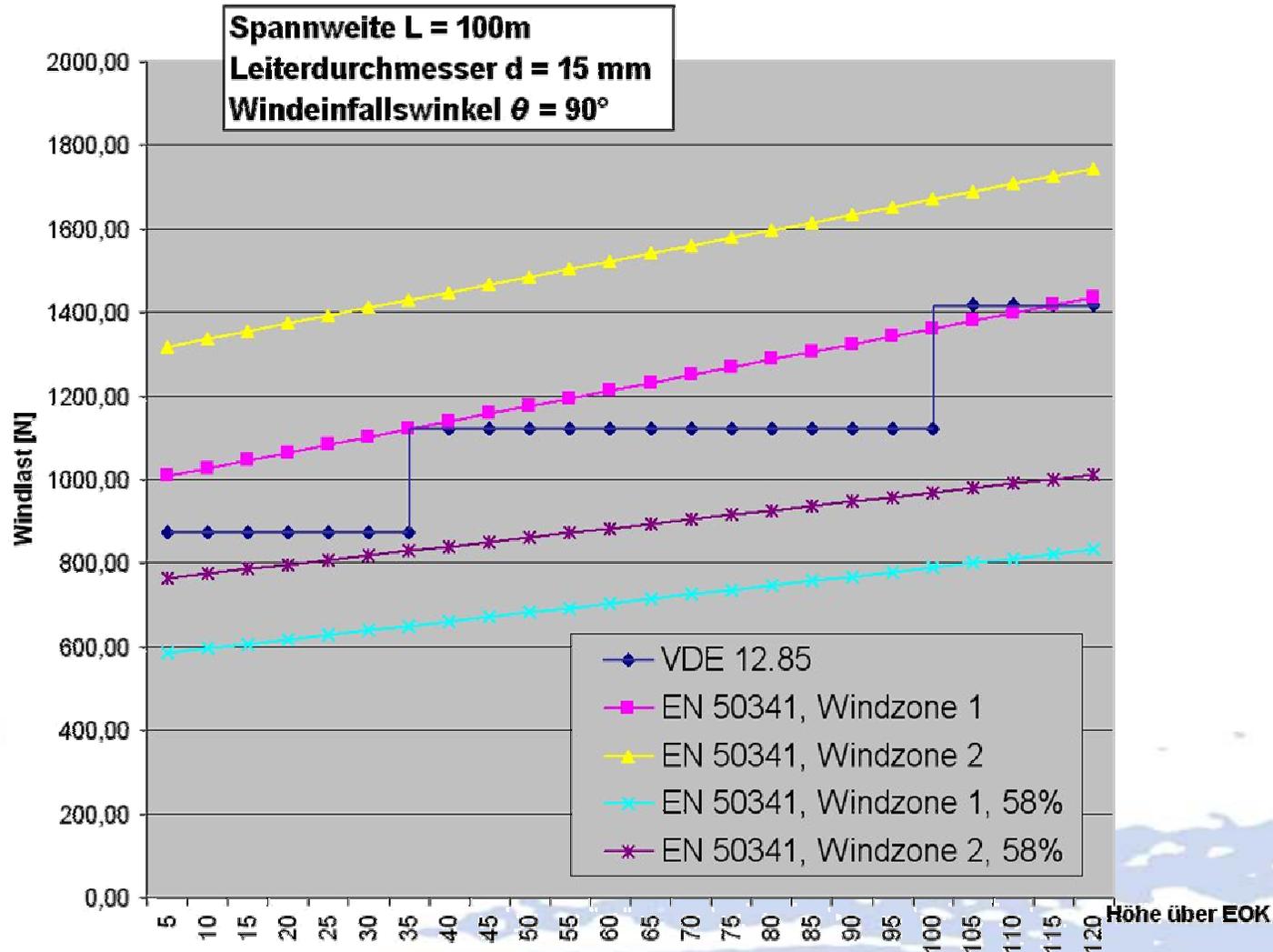
- **Windlastformeln unterscheiden sich (bis auf geänderte Bezeichner) exakt um einen Faktor 0,75**
 - Faktor war bei VDE 12.85 bereits in Staudrucktabelle eingerechnet
- **Resultierende Windlast in DIN EN 50341 ist meist deutlich höher als bei VDE 12.85**
- **Konsequenz bei Bemessung der Leiterzugkräfte: ab Windzone 2 kann es passieren, dass „+5°C und Wind“ der bemessende Lastfall wird**
- **Bei Abstandsberechnungen ist in Deutschland als Auslegungswindlast nur 58% des genannten Staudrucks anzusetzen**
 - kann z.B. dazu führen, dass Schutzzonenbreite kleiner wird

Windlastmodell – Gegenüberstellung von VDE 12.85 zu DIN EN 50341 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

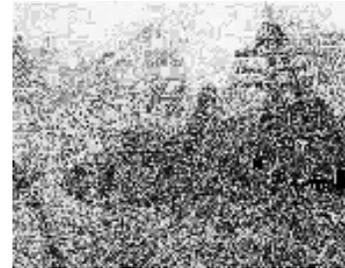
Windlastvergleich VDE 12.85 - DIN EN 50341



Kombination von Eis und Wind



Gesellschaft für Geodatenservice



In VDE 12.85 und DIN EN 50341 identisch:

- Kombination von Eis und Wind nur bei Lastfällen zur mechanischen Bemessung, nicht bei Abstandsberechnungen
- Beim Lastfall „Wind auf vereiste Leiter“ wird nur 50% der sonst üblichen Windlast eingerechnet
- Durchmesser des vereisten Leiters erhöht sich entsprechend
(Formel in DIN EN 50431 explizit angegeben, bei VDE 12.85 musste man sie selber herleiten, unter Annahme des spezifischen Eisgewichts von 7500 N/m^3)
- aerodynamischer Beiwert = Windwiderstandsbeiwert = 1.0 bei Eis

=> keine wesentlichen Unterschiede zwischen VDE 12.85 und der DIN EN 50341

Seilmechanische Berechnungen - Änderungen in der Nomenklatur



Gesellschaft für Geodatenservice

Einige Beispiele:

| VDE 0210 / 12.85 | DIN EN 50341 |
|---|--|
| Zusatzlast (normal/erhöht) | Eislast (keine Unterscheidung zwischen „normal“ und „erhöht“) |
| (zulässige) Höchstzugspannung | - (nicht mehr erforderlich zur Bemessung) |
| Querschnittsbezogene Längengewichtskraft (QLK) eines Leiterseils | - (stattdessen Eigengewicht bzw. Eigenlast des Leiters in [N]; keine tabellarischen Vorgaben zur QLK) |
| - | Auslegungswindlast -> zu erwartende Windlast innerhalb einer festgelegten Wiederkehrdauer |
| Aerodynamischer Beiwert | Windwiderstandsbeiwert |

Außerdem: neue Seilnorm EN 50182 (mit europäischen Seil-Bezeichnungen)

Seilmechanische Berechnungen nach ÖVE/ÖNORM EN 50341



Gesellschaft für Geodatenservice

Gruppeneinteilung der Leitungen aus ÖVE-L 11 bleibt bei ÖVE/ÖNORM EN 50341 bestehen

- I für unter 45 kV (*nicht in Euro-Norm spezifiziert*)
- II bis 110kV
- III bis 220kV
- IV bis 380kV

Lastfälle zur Bemessung der Leiterzugkräfte

- **Regellastfall**
 - -5°C und Regelzusatzlast, -20°C ohne Eis- und Windlast
 - Horizontalkomponente der Zugspannung darf zulässigen Wert aus entsprechender Tabelle („zulässige Ausgangszugspannung“) nicht überschreiten
 - Zugspannung an den Aufhängepunkten (heißt hier „Höchstzugspannung“) darf diesen Wert um bis zu 5% überschreiten
- **Ausnahmslastfall**
 - -5°C & Ausnahmszusatzlast
 - Zugspannung an den Aufhängepunkten darf die „zulässige Dauerzugspannung“ nicht überschreiten

Für diese Art der Bemessung wird Windlast nicht berücksichtigt.

Eislastmodell nach ÖVE/ÖNORM EN 50341



Gesellschaft für Geodatenservice

- **Regelzusatzlast**
mindestens $4 + 0,2 d$ [N/m]
(bei entsprechenden klimatischen Verhältnissen mehr)

- **Ausnahmszusatzlast**
 - 35 [N/m] bei Leitungen der Gruppe II
 - 40 [N/m] bei Leitungen der Gruppe III
 - 50 [N/m] bei Leitungen der Gruppe IV

- **keine Änderung gegenüber ÖVE-L11**

Windlast Q_{WC} in [kN] auf Leiter

$$Q_{WC} = C_{xc} q d L \times \cos^2(\theta) \quad \text{für } L < 200 \text{ m}$$

$$Q_{WC} = C_{xc} q d L \times (80 / L + 0,6) \cos^2(\theta) \quad \text{für } L \geq 200 \text{ m}$$

mit

C_{xc} = Windwiderstandsbeiwert (abh. vom Leiterquerschnitt)

q = Staudruck von 521 N/m² (höhenunabhängig)

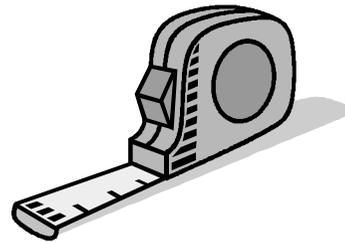
d = Leiterdurchmesser [m]

L = Spannweite in [m]

θ = Windeinfallswinkel

- spielt bei Bemessung der Leiterzugkräfte keine Rolle, jedoch bei Abstandsberechnungen
- keine Änderung gegenüber ÖVE-L11

3. Berechnung von Abständen zu externen Objekten / kreuzenden Leitungen



Generelle Vorgehensweise

- **Bestimmung des einzuhaltenden Abstands**
 - Art des Objekts (Erdboden, Verkehrsanlage, andere Freileitung)
 - Betriebsspannungen der einzelnen Phasen
 - bauartbedingte Abhängigkeiten (z.B. Isolatorlängen)
 - liegt das Objekt „unter“ oder „neben“ der Leitung?
 - kann vom Lastfall abhängen (bislang nicht in den DIN-Normen)
- **Abstandsberechnung zu externem Objekt / anderer Leitung**
 - kürzester räumlicher Abstand, oder horizontal, oder vertikal
 - verschiedene Lastfälle
- **Vergleich von einzuhaltendem und ermitteltem Abstand**

Normabhängig:

- **Verfahren und Tabellen für einzuhaltende Abstände**
- **Lastfälle**
- **Begrifflichkeiten / Nomenklatur**

Einzuhaltende äußere Abstände nach VDE 12.85 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

Abstände im Gelände, zu Bauwerken, Verkehrsanlagen, Sportanlagen:

- Unterscheidung zwischen Objekten unter der Leitung („Kreuzung“) und Objekten seitlich neben der Leitung („Näherung“)
- Die Abstände gelten für Leitungen von 1kV bis 110 kV Nennspannung
- Vergrößerung bei Leitungen bis 220kV Nennspannung: 0,75 m
- Vergrößerung bei Leitungen bis 380kV Nennspannung: 1,80 m

Beispiele:

| <i>Objektart</i> | <i>Einzuhaltender Abstand</i> |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Erdboden | 6 m |
| Steilhang ohne Verkehr | 3 m |
| Besteigbare Bäume | 2,5 m |
| Feste Dächer, Neigung >15° | 3 m |
| Feste Dächer, Neigung ≤15° | 5 m |
| Sonstige Dächer | 12 m |
| Verkehrsanlage, Fahrbahnoberkante | 7 m |
| ... | ... |

Einzuhaltende äußere Abstände nach VDE 12.85 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Abstände zu sich annähernden oder kreuzenden Leitungen

- **Bei kreuzenden Leitungen: lotrechter Abstand mindestens 2m**
 - erhöht sich um 0,75m bei >110 kV bzw. 1,80m bei >220 kV

- **Bei Annäherung oder Parallelführung: einzuhaltende Abstände im Prinzip wie bei inneren Abständen**
 - basieren auf spannungsabhängigem Mindestwert S_{AM}
(Tabelle in Norm, $S_{AM} = 0,75$ bei 110 kV, $S_{AM} = 1,55m$ bei 220kV, $S_{AM} = 2,70m$ bei 380kV)

 - übereinander liegende Leiter auf gemeinsamem Gestänge: einzuhalten ist S_{AM} , mindestens jedoch 2m

 - bei Leitungen auf getrenntem Gestänge: einzuhalten ist S_{AM} , mindestens jedoch 0,5m (vom ausgeschwungenen Leiter bei +40°C)

 - Im Fall gleicher Querschnitte, Werkstoffe und Durchhänge der Leiter, sowie Masten „im Gleichschritt“ bei getrenntem Gestänge: Näherungsformel, mit der der Abstand nur in Feldmitte im Ruhezustand zu bestimmt werden braucht

Einzuhaltende äußere Abstände nach DIN EN 50341 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

- Unterscheidung „unter der Leitung“ und „neben der Leitung“ (wie bei VDE 12.85)
- Spannungsabhängigkeit durch elektrischen Grundabstand D_{el} (bei Leitungskreuzungen D_{pp})
- Für die Bestimmung von D_{el} und D_{pp} zwei erlaubte Verfahren („theoretische“ und „empirische“ Methode)
- theoretische Methode aufwändig (und kann zu größeren Abständen führen)
- empirische Methode für Deutschland empfohlen
- empirische Methode erfordert Zusatzkriterium „ $1,1 * a_{som}$ “

Beispiele:

| Objektart | Einzuhalten-der Abstand |
|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Erdboden | 5 m + D_{el} |
| Steilhang ohne Verkehr | 2 m + D_{el} , aber mehr als 3m |
| Besteigbare Bäume | 1,5 m + D_{el} |
| Feste Dächer, Neigung >15° | 2 m + D_{el} , aber mehr als 3m |
| Feste Dächer, Neigung ≤15° | 4 m + D_{el} , aber mehr als 5m |
| Sonstige Dächer | 10 m + D_{el} |
| Verkehrsanlage, Fahrbahnoberkante | 6 m + D_{el} |
| ... | ... |

Einzuhaltende äußere Abstände nach DIN EN 50341 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Werte für D_{el} und D_{pp} bei empirischer Methode der Abstandsbestimmung:

| Höchste Betriebsspannung [kV] | Nennspannung [kV] | D_{el} [m] | D_{pp} [m] |
|-------------------------------|-------------------|--------------|--------------|
| 52 | 45 | 0,60 | 0,70 |
| 72,5 | 50; 60; 63; 66 | 0,70 | 0,80 |
| 82,5 | 70 | 0,75 | 0,85 |
| 100 | 90 | 0,90 | 1,05 |
| 123 | 110 | 1,00 | 1,15 |
| 145 | 132 | 1,20 | 1,40 |
| 170 | 150 | 1,30 | 1,50 |
| 245 | 220 | 1,70 | 2,00 |
| 300 | 275 | 2,10 | 2,40 |
| 420 | 380; 400 | 2,80 | 3,20 |
| 525 | 480 | 3,50 | 4,00 |
| 765 | 780 | 4,90 | 5,60 |



Abstände zu sich annähernden oder kreuzenden Leitungen

- **Bei sich kreuzenden Leitungen: lotrechter Abstand mindestens D_{pp} , aber mehr als 1m**
- **Bei sich annähernden Leitungen (getrenntes Gestänge): räumlicher Abstand ebenfalls „mindestens D_{pp} , aber mehr als 1m“**
- **Bei parallelen Freileitungen auf gemeinsamem Gestänge reicht D_{pp} (wird wie innerer Abstand behandelt)**

Zusatzkriterium für empirische Methode

- a_{som} = minimaler Abstand zwischen spannungsführenden und geerdeten Teilen der Leitung
- Der Abstand „ $1,1 * a_{\text{som}}$ “ zu externen Objekten darf nicht unterschritten werden (neben „ D_{el} + Sicherheitsabstand“ bzw. „ D_{pp} + Sicherheitsabstand“)

It. DIN EN 50341-3-4:

- nur anzuwenden bei stationären Kreuzungsobjekten
- a_{som} = minimaler Überschlagsabstand der Isolatorketten im Bereich 3 Masten vor und hinter dem Kreuzungsfeld
- ggf. stromkreisweise zu untersuchen

Relevant

- hauptsächlich für Leitungskreuzungen bzw. -Annäherungen
- bei anderen Objekten: meist nur da, wo „Sicherheitsabstand < 2m“

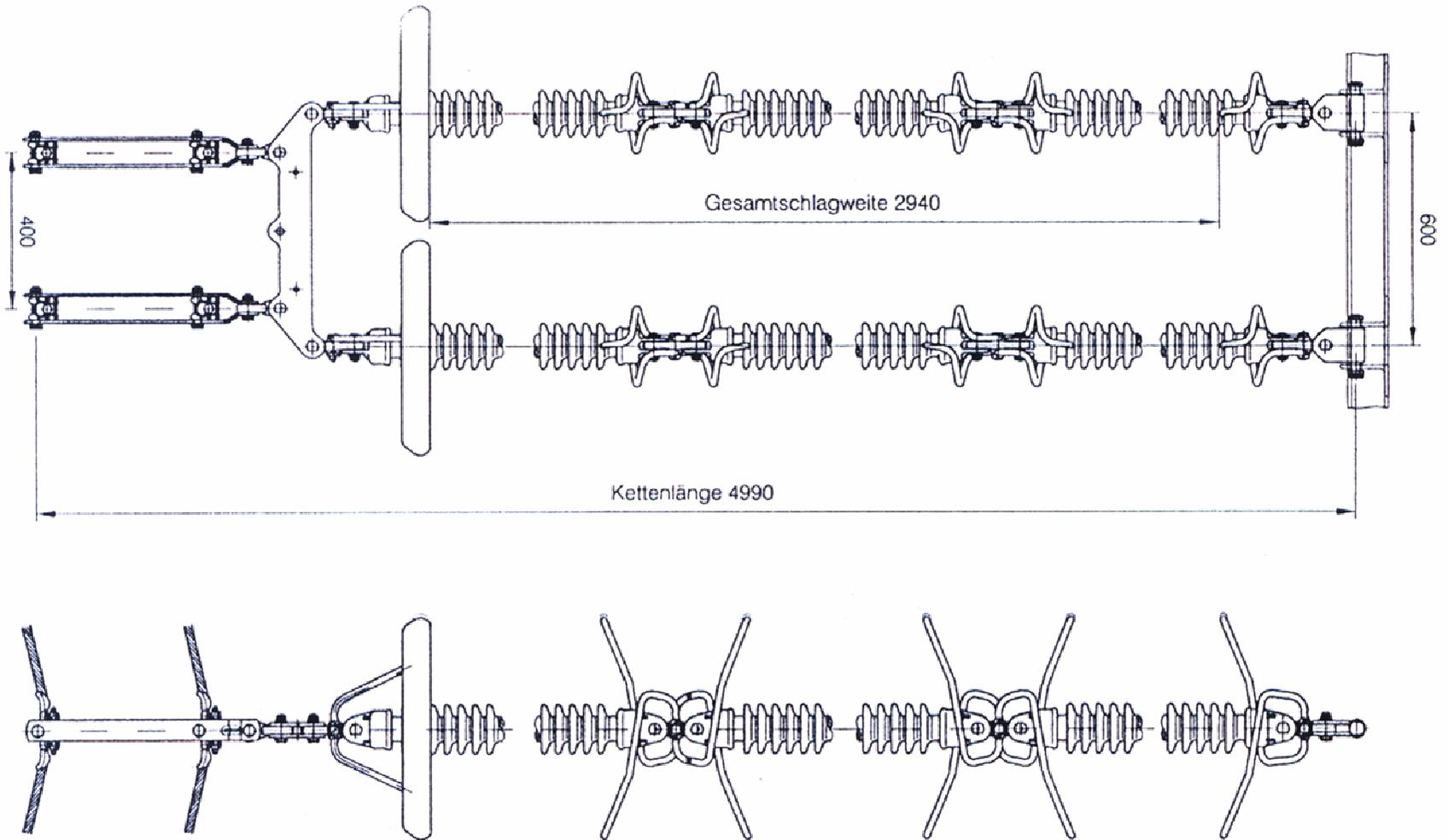


Bild 9.16: 420-kV-Doppeltragkette für Viererbündel (RWE Net AG)

aus Kießling, Neßger, Kaintzyk „Freileitungen“ (5. Auflage, S. 256)

Einzuhaltende Abstände – Gegenüberstellung von VDE 12.85 zu DIN EN 50341 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

Objektabstände (keine kreuzenden Leitungen):

- bei 110 kV / 220kV / 380 kV-Leitungen entsprechen sich die einzuhaltenden Abstände beider Normen weitestgehend
 - einzelne Ergänzungen / Änderungen, z.B. Windenergieanlagen, Fangzäune

Bei Leitungskreuzungen:

- Abstand D_{pp} ist kleiner als die bisher geltenden „2m + elektrische Abstandsvergrößerung“; hier ist jedoch zusätzlich der Abstand „ $1,1 * a_{som}$ “ zu beachten.

Bei Annäherung / Parallelführung von Leitungen (auf getrenntem Gestänge)

- in EN keine Unterscheidung mehr zwischen „Maste im Gleichschritt“ oder „nicht im Gleichschritt“, äußere Abstände nicht durch Näherungsformel nachzuweisen
- Abstand D_{pp} der Euro-Norm ist größer als der entsprechende S_{AM} –Wert

Einzuhaltende Abstände – Gegenüberstellung (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

| <i>Einzuhaltende lotrechte Abstände bei Freileitungskreuzungen (ohne „1,1 * a_{som}“)</i> | | |
|--|------------------|---------------------------------------|
| Nennspannung | VDE 12.85 | EN 50341 (D_{pp}) |
| 110 kV | 2,00 m | 1,15 m |
| 220 kV | 2,75 m | 2,00 m |
| 380 kV | 3,80 m | 3,20 m |

| <i>Einzuhaltende äußere Abstände bei Annäherung bzw. Parallelführung</i> | | |
|---|--|---------------------------------------|
| Nennspannung | VDE 12.85 (S_{AM}) | EN 50341 (D_{pp}) |
| 110 kV | 0,75 m | 1,15 m |
| 220 kV | 1,55 m | 2,00 m |
| 380 kV | 2,70 m | 3,20 m |



- **Auswahl der Lastfälle unterscheidet sich je nach Kreuzungssituation im Detail**
- **Wesentliche Lastfälle bei Objektabständen**
 - **-5°C und (ggf. erhöhte) Zusatzlast, kein Wind**
 - **„ungleiche Zusatzlast“ (50% Eislast im Kreuzungsfeld, keine Eislast in den anderen Feldern)**
 - **+40°C Leitertemperatur; ggf. höhere Leitertemperatur durch entsprechende Strombelastung, keine Windlast**
 - **+40°C Leitertemperatur, mit Windlast (jeweils senkrecht von links und von rechts)**
- **Bei Leitungskreuzungen**
 - **alle o. g. Lastfälle, dabei aber 4 verschiedene Windrichtungen (jeweils senkrecht auf die eine oder die andere Leitung, von links und von rechts)**
 - **Staudruck bei Windlastfällen im Intervall von 60% bis 100% zu betrachten**
 - **Kombination von Leitertemperatur >40° (überkreuzende Leitung) mit 40°C (unterkreuzenden Leitung) beachten**
- **Kombination von Eis und Wind ist bei Abstandsberechnung nicht zu untersuchen**
- **„Seilkriechen“ ist zu berücksichtigen (z.B. durch Temperaturzuschlag)**



- **Keine prinzipielle Änderung der Lastfall-Typen gegenüber der VDE 12.85**
- **Aber: bei Euro-Norm Auslegungswindlast für eine Wiederkehrdauer von nur 3 Jahren (Staudruck von 58% gegenüber dem „Standardfall“ der Wiederkehrdauer von 50 Jahren)**
- **Führt bei Abstandsberechnungen meistens zu kleineren Ausschwingwinkeln des Leiterseils, damit zu kleineren Schutzzonenbreiten**

Abstandsberechnungen - Änderungen in den Begrifflichkeiten



Gesellschaft für Geodatenservice

Einige Beispiele:

| VDE 0210 / 12.85 | DIN EN 50341 |
|---------------------------------|---|
| Kreuzung | „Objekt unter der Leitung“, „Freileitung über Objekt“, „Kreuzung von Leitungen“ |
| Näherung | „Objekt neben der Leitung“, „Freileitung neben Objekt“, „Sich annähernde Freileitung“ |
| Spannungsführende Leiter | Außenleiter |



Im nationalen Vorwort:

- Bei umfangreichen Vergleichsrechnungen des Österreichischen Nationalkomitees wurden gegenüber der ÖVE-L 11 (*Zitat:*) „größtenteils übereinstimmende Schutzabstände festgestellt, in einigen Fällen [gab es] jedoch unerklärbare Abweichungen um bis zu 3 m Unterschied (für äußere Abstände). Nachdem der Grund für derartige Differenzen im Moment unklar ist [...], hat das Österreichische NC im gegenwärtigen Stand die unveränderten Schutzabstände aus der ÖVE-L 11 in die NNA übernommen. Aus den gleichen Gründen werden auch die internen Abstände beibehalten.“

Abstandsberechnungen nach ÖVE/ÖNORM EN 50341 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Einzuhaltende Abstände

- **differenziert nach Objekttypen und Leitungsgruppe (= Spannungsebene)**
- **teilweise unterschiedlich, je nachdem, ob Regellast oder Ausnahmslast**

Regellastfälle

- **-5°C und Regelzusatzlast**
- **-20°C ohne Eis- und Windlast**
- **+40°C (ggf. erhöht bei entsprechender Strombelastung) & Windlast**

Ausnahmslastfall

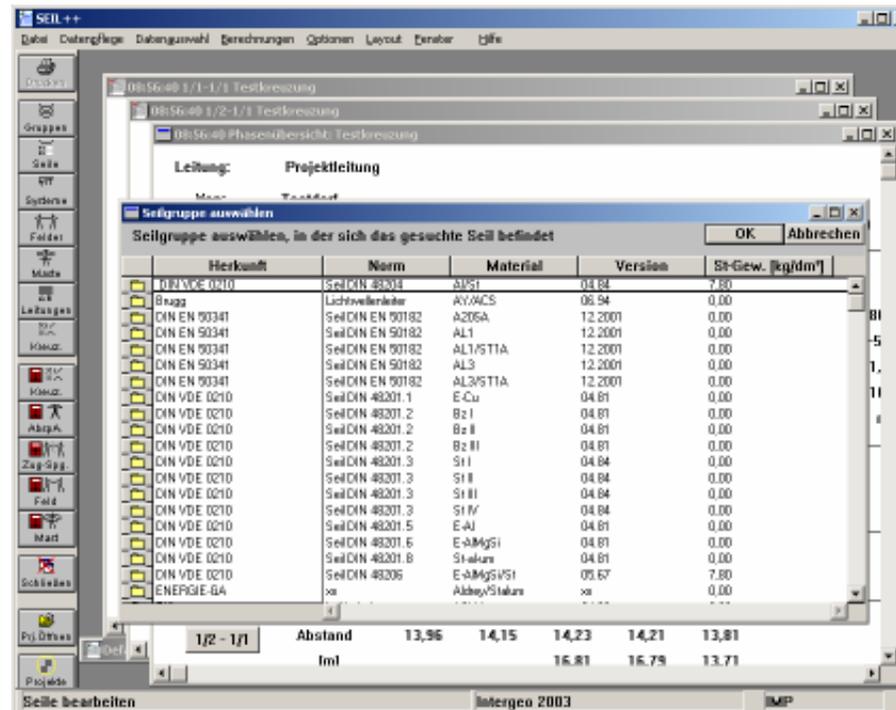
- **-5°C und Ausnahmszusatzlast**

Beispiel für Abstandsberechnung



Gesellschaft für Geodatenervice

⇒ im Anschluss, Demonstration mit SEIL++





4. Berechnung von Phasenabständen



Phasenabstände – Nachweis nach VDE 12.85 (1)



Gesellschaft für Geodatenservice

- Zweck: Abstand so groß, dass ein Zusammenschlagen bis zum Überschlag unwahrscheinlich ist.
- Bei gleichen Querschnitten, Werkstoffen und Durchhängen der Leiter:

einzuhaltender Abstand der Leiter im Ruhezustand in Feldmitte (in [m]):

$$k \sqrt{f + l_k} + S_{AM}$$

mit

k = Faktor zwischen 0,60 und 0,95 (ergibt sich aus Lage der Leiter zueinander und dem maximalen Windausschwingwinkel)

f = Durchhang bei +40° C [m]

l_k = Länge des ausschwingenden Teils der Isolatorreihe [m]

S_{AM} = spannungsabhängiger Mindestwert

(außerdem: Abstand nicht weniger als k in [m]).

Phasenabstände – Nachweis nach VDE 12.85 (2)



Gesellschaft für Geodatenservice

Unterschiedliche Querschnitte, Werkstoffe und Durchhänge der Leiter:

Im Ruhezustand:

- **es ist der jeweils größere der Werte k und der jeweils größere Durchhang zu verwenden**

Außerdem Untersuchung bei Windausschwing, +40°C:

- **die Staudrücke auf die beiden Leiter sind um bis zu 40% unterschiedlich anzusetzen**
- **einzuhaltender Abstand: S_{AM} , mindestens 0,2m**

Zweck: Auslegung für eine annehmbare Festigkeit, um Überspannungen standzuhalten (eine begrenzte Anzahl Überschläge wird in Kauf genommen)

Im Ruhezustand (höchste Temperatur, oder -5°C und E is):

- **Einzuhaltender Abstand Außenleiter – Außenleiter: D_{pp}**
- **Einzuhaltender Abstand Außenleiter – Erdseil: D_{el}**

Im ausgeschwungenen Zustand:

- **$0,75 * D_{pp}$ (Außenleiter - Außenleiter) bzw. $0,75 * D_{el}$ (Außenleiter – Erdseil)**
- **Auslegungswindlast mit Wiederkehrdauer 3 Jahre (Staudruck nur 58%)**
- **Staudrücke um bis zu 40% unterschiedlich (wie in VDE 12.85)**

Bei gleichen Querschnitten, Werkstoffen und Durchhängen:

- Näherungsverfahren der VDE 12.85 bleibt lt. DIN EN 50341 weiterhin erlaubt (bei inneren Abständen)

- statt $k\sqrt{f + l_k} + S_{AM}$ lautet der einzuhaltende Abstand jetzt bzw.

$$k\sqrt{f + l_k} + 0,75 \cdot D_{pp}$$

$$k\sqrt{f + l_k} + 0,75 \cdot D_{el}$$

wobei die Tabelle für „k“ dieselbe geblieben ist

Phasenabstände – Vergleich von VDE 12.85 zu EN 50341



Gesellschaft für Geodatenservice

- Die einzuhaltenden Abstände im ausgeschwungenen Zustand werden durch die DIN EN 50341 bei >110 kV kleiner:

| Nennspannung [kV] | VDE 12.85 | DIN EN 50341 | |
|----------------------|-----------------|----------------------|----------------------|
| | S_{AM} [m] | $0,75 D_{el}$ [m] | $0,75 D_{pp}$ [m] |
| 110 | 0,75 | 0,75 | 0,86 |
| 220 | 1,55 | 1,28 | 1,50 |
| 380 | 2,70 | 2,10 | 2,40 |

- Außerdem: gegenüber der VDE 12.85 geringere Windlast
 - Leiter dürfen ggf. enger als bisher aufgehängt werden
 - geänderte Mastbilder möglich, folglich auch geringere Schutzzonenbreiten



- ➔ keine Änderung gegenüber ÖVE-L 11 (Grund wie bei „äußeren Abstände“)
- Einzuhaltende Abstände nach spannungsabhängiger Tabelle: ähnlich wie in VDE 12.85 (Werte geringfügig kleiner)
 - bei übereinander liegenden Leitern zuzüglich des 1,7-fachen Unterschiedes der Durchhänge eines unbelasteten und eines mit Ausnahmszusatzlast belasteten Leiters bei -5°C
- Ermittlung der Abstände unter Berücksichtigung des größten Durchhangs in den Regellastfällen (-5°C und Eis oder 40°C + Erhöhung durch Strombelastung); dabei Windlast mit „gleichsinniger Auslenkung“
- Bei gleichen Werkstoffen, Querschnitten und Durchhängen der Leiter: gleiches Näherungsverfahren wie bei VDE 12.85 / DIN EN 50341 erlaubt.

Fragen zum Vortrag, Kontaktadresse



Gesellschaft für Geodatenservice

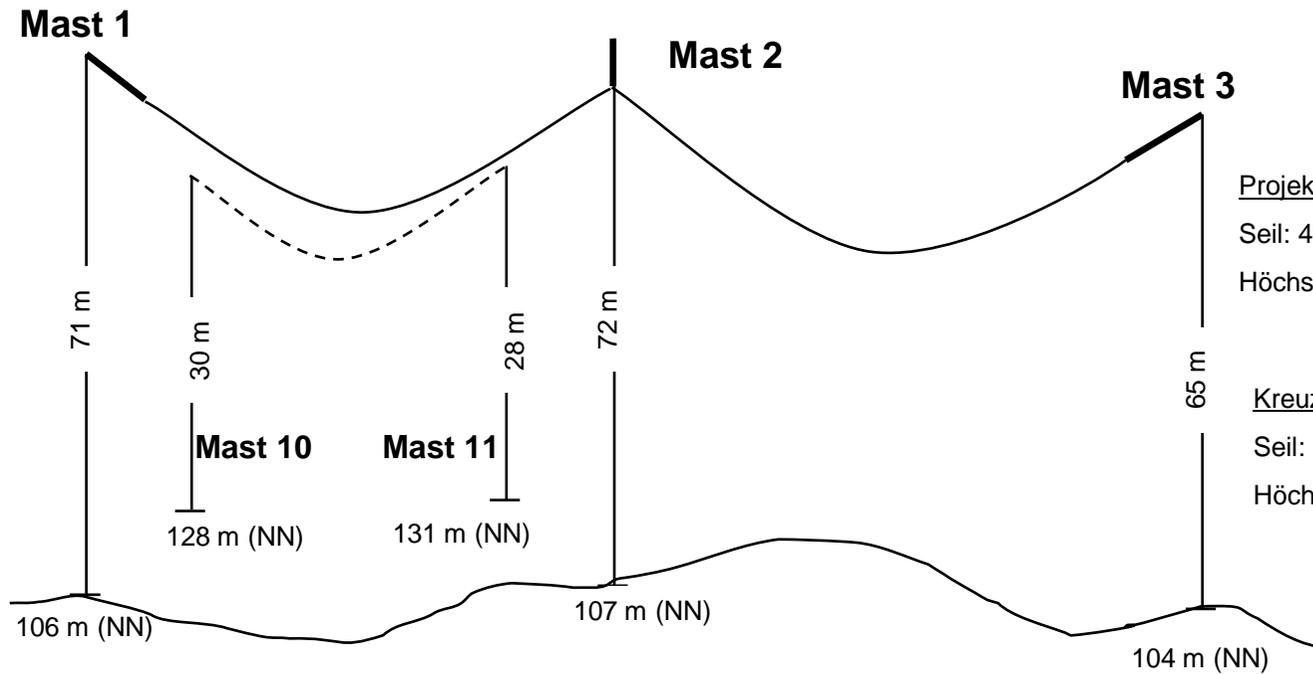
***imp GmbH
Niederlassung Arnsberg
Clemens-August-Str. 99***

***Tel. (02931) 52 05-0
Fax (02931) 52 05-99***

***Internet: www.imp-gmbh.de
E-Mail: michael.strauch@imp-gmbh.de***

Beispiel-Kreuzung

(Skizze, nicht maßstabsgetreu)



Projektleitung (220kV):

Seil: 453/55 AL1/ST1 – EN 50182

Höchstzugspannung: 80,0 N/mm²

Kreuzende Leitung: (110kV):

Seil: 185/30 AL1/ST1 – EN 50182

Höchstzugspannung: 80,0 N/mm²

