

PM

Sammanställning av avstånd mellan jordade linvagnar vid lindragning och parallellgång med andra ledningar

Sammanfattning

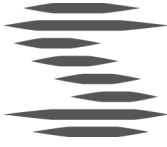
Detta PM sammanfattar induktionsberäkningar och olika indikativa avstånd mellan jordade/ledande linvagnar vid lindragning då parallellgång med andra ledningar föreligger. Beräkningarna är normerade, vilket innebär att resultaten avser avstånd i km vid strömmen 1 kA (1000 A).

Resultaten presenteras i grafer som mavstånd mellan jordade linvagnar för olika fasavstånd i givande ledning som funktion av avståndet mellan ledningarnas närmsta ytterfaser.

I och med att beräknade avstånd är normerade kan dessa lätt överföras till aktuellt fall genom resulterande längd för en ledning divideras med aktuell ström i kA. Resulterande längd erhålls då i km.

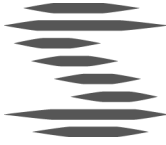
Notera att framtagna figurer och beräkningar är avsedda som ett stöd för att bedöma avstånd mellan jordade linvagnar vid lindragning. Vid denna bedömning används 100 V som ett indikativt mått, dvs. avstånden mellan jordade linvagnar bör vara den sträcka som ger 100 V i inducerad längsspänning. Notera att detta är ett indikativt mått som används som en extra säkerhetsåtgärd om man skulle tappa linor vid lindragning (t.ex. om den dragstrumpa skulle lossna). Potentialskillnaden mellan jordade linvagnar blir inte 100 V. Om det finns topplinor och/eller marklina vars gnistgap kortsluts vid de jordande linvagnarna agerar topplinor och/eller marklina shuntar och potentialskillnaden blir lägre än 100 V. Samma sak inträffar om bara en eller två faser släpper. Då agerar den eller de kvarvarande faserna shuntar.

Om det däremot saknas topplinor och marklina och man tappar alla tre faserna kan potentialskillnaden bli större än 100 V, beroende på hur parallellgången ser ut före och efter de jordade linvagnarna, samt jordagsmotstånden i de olika jordningarna längs parallellgången. Det är därför viktigt att potentialutjämna ändarna på faserna som lossnat/fallit innan arbetet med återanslutning fortsätter.



Innehåll

1	Inledning.....	3
2	Redovisning av maximala avstånd mellan jordade/ledande linvagnar	9
2.1	<i>400 kV-ledningar som givande ledningar</i>	<i>9</i>
2.2	<i>220 kV-ledningar som givande ledningar</i>	<i>10</i>
2.3	<i>130 kV-ledningar som givande ledningar</i>	<i>11</i>
2.4	<i>40 eller 70 kV-ledningar som givande ledningar</i>	<i>12</i>
2.5	<i>10 eller 20 kV-ledningar som givande ledningar</i>	<i>13</i>
3	Referenser	13



1 Inledning

Detta PM sammanfattar induktionsberäkningar och olika indikativa avstånd mellan jordade/ledande linvagnar vid lindragning då parallellgång med andra ledningar föreligger.

De framräknade avstånden mellan jordade linvagnar är indikativa och motsvarar det avstånd som ger 100 V i inducerad längsspänning.

Om lindragning sker över andra korsande ledningar bör extra jordade linvagnar bör sättas upp på båda sidor om korsningarna. Dessa kan tillgodoräknas då man beräknar sträckorna och planerar de platser där jordade linvagnar bör sättas upp.

Detta är ett indikativt mått som används som en extra säkerhetsåtgärd om man skulle tappa linor vid lindragning (t.ex. om en dragstrumpa skulle lossna). Potentialskillnaden mellan jordade linvagnar blir inte 100 V. Om det finns topplinor och/eller marklina vars gnistgap kortsluts vid de jordade linvagnarna agerar topplinor och/eller marklina shuntar och potentialskillnaden blir lägre än 100 V. Samma sak inträffar om bara en eller två faser släpper. Då agerar den eller de kvarvarande faserna shuntar.

Om det däremot saknas topplinor och marklina och man tappar alla tre faserna kan potentialskillnaden bli större än 100 V, beroende på hur parallellgången ser ut före och efter de jordade linvagnarna, samt jordagsmotstånden i de olika jordningarna längs parallellgången. Det är därför viktigt att potentialutjämna ändarna på faserna som lossnat/fallit innan arbetet med återanslutning fortsätter.

Anledningen till att dessa beräkningar genomförs är att det till viss del saknas vägledning hur man ska välja avstånd mellan jordade/ledande linvagnar vid lindragning. I instruktionen från Vattenfall från 1985 [1] stod det:

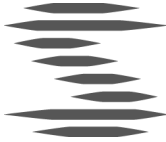
”... Ledande linvagnar kan dessutom erfordras i vissa mellanliggande stolpar. Detta bestäms från fall till fall av arbetsledning i samråd med BTT.”

Motsvarande finns även i en tidigare version av Vattenfall Services Nordic AB:s instruktion ”Hantering av induktion vid krafledningsarbete”, [2]. Här öppnar man dock för att man kan utreda avstånden motsvarande 100 V i Risk-P-analysen. Genom att genomföra beräkningarna i detta PM underlättar man detta arbete då mer eller mindre direkt kan få ut avstånden ur diagram.

Vid beräkningarna av induktionen från ledningar används den förenklade formeln som används i ESA -19 och som finns beskriven i Svenska kraftnäts riktlinje TR10-05 från 2009. Dvs.:

$$U_{eff} = f \cdot \mu_0 \cdot I_{eff} \cdot \sqrt{A + B + C - D - E - F}$$

där



U_{eff} är längsspänningens effektivvärde i [V/m] i mottagande ledning, f är frekvensen ($=50$), I_{eff} är effektivvärdet av belastningsströmmen i givande ledning och μ_0 är permeabiliteten för vakuum, vilken är ungefär densamma som för luft ($= 4\pi \cdot 10^{-7}$). Vidare är:

$$A = \ln^2(2d+r)$$

$$B = \ln^2(d+r)$$

$$C = \ln^2(r)$$

$$D = \ln(2d+r) \cdot \ln(d+r)$$

$$E = \ln(2d+r) \cdot \ln(r)$$

$$F = \ln(d+r) \cdot \ln(r)$$

Där d är fasavståndet för den inducerande (givande) ledningen och r är avståndet mellan de två mest närliggande faserna för den inducerande ledningen och för den ledning som induktionen beräknas för (mottagande ledning). Det innebär att det är längsspänningen i den fas som ligger närmast givande ledning som beräknas, dvs. det värsta fallet.

Med givande ledning menas den ledning som bär en ström och som inducerar en spänning i en parallell ledning, den mottagande ledningen.

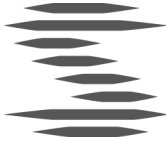
Beräkningarna avser portalstolpar som har fasledarna på samma höjd över marken. För övriga fall ger beräkningarna en överskattning av inducerad spänning [3]. Även för parallella ledningar i julgransstolpar ger beräkningarna en överskattning.

Beräkningarna i detta PM är normerade, vilket innebär att resulterande inducerad längsspänning avser spänningen i V per km·kA då givande ledning bär strömmen 1 kA (1000 A) och beräknade avstånd blir i km·kA.

Resultaten presenteras i grafer med avstånd mellan jordade linvagnar som funktion av avståndet mellan ledningarnas närmsta ytterfaser, r i ovanstående formel. En linje per fasavstånd i givande ledning.

En graf presenteras med inducerad längsspänning som funktion av avståndet mellan ledningarnas närmsta ytterfaser, r i ovanstående formel. Detta som ett mellansteg och ökad förståelse.

I och med att beräknade avstånd är normerade kan dessa lätt överföras till aktuellt fall genom att dividera resulterande avstånd från graferna med aktuell ström i givande ledning. Har man flera parallella ledningar får man dividera varje avstånd med respektiva ström i kA för varje givande ledning innan man räknar ut det resulterande avståndet. Hur det görs redovisas längre ner i texten.



För fallet med inducerad spänning erhålls aktuellt fall med att multiplicera avläst resultat med aktuell ström i kA för givande ledning. Avståndet mellan linvagnaren erhålls sedan genom att invertera resultatet och sedan multiplicera med 100 V. Har man flera parallella givande ledningar får man behandla dessa var för sig med sina olika strömmar och sedan addera ihop de resulterande längsspänningarna innan man räknar ut avståndet mellan jordade linvagnar.

Vi har att:

U [V/(km·kA)] är inducerad längsspänning per km och kA.

Har vi flera parallella ledningar indexeras U mer 1, 2, 3, ... osv. per givande ledning.

I [kA] är ström i givande ledning i kA.

Har vi flera parallella ledningar indexeras I mer 1, 2, 3, ... osv. per givande ledning.

Resultande avstånd mellan jordade linvagnar för en parallell givande ledning erhålls som:

$$L[km] = \frac{100 V}{U \left[\frac{V}{km \cdot kA} \right] \cdot I[kA]} \quad (\text{ekv. 1})$$

Vilket ger resulterande avstånd i km. Notera att strömmen kan vara godtycklig men måste anges i kA.

I fallet med flera parallella givande ledningar erhålls:

$$L = \frac{100 V}{[U_1 \cdot I_1] + [U_2 \cdot I_2] + [U_3 \cdot I_3] + \dots} \quad (\text{ekv. 2})$$

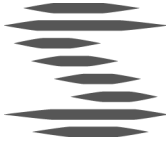
Nämnaren är det totalt inducerade längsspänningen per km i mottagande ledning.

Om man inte vill gå omvägen att plotta inducerad spänning kan man direkt plotta avståndet som motsvara 100 V genom att plotta ekv. 1 utan att ta hänsyn till strömmen i givande ledning:

$$L[km \cdot kA] = \frac{100 V}{U \left[\frac{V}{km \cdot kA} \right]} \quad (\text{ekv. 3})$$

Resultande avstånd erhålls då genom att dividera resultatet med aktuell ström given i kA för givande ledning.

Om man har flera parallella givande ledningar kan man se hur man ska behandla dessa genom att invertera ekv. 2:



$$\frac{1}{L} = \frac{U_1 \cdot I_1 + U_2 \cdot I_2 + U_3 \cdot I_3 + \dots}{100V} = \frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \dots$$

(ekv. 4)

Där L_1 är avläst resulterande avstånd för givande ledning 1 korrigerad med aktuell ström i givande ledning 1. L_2 är motsvarande för givande ledning 2, osv.

Detta innebär att om man plottar avstånd mellan linvagnar som funktion av avstånd mellan de närmast liggande faserna för mottagande och givande ledning och en linje per fasavstånd hos givande ledning där beräkningen är normerad så att givande ledning bär 1 kA och underliggande inducerad spänning avser V/km så kan varje lednings avstånd justeras för aktuell ström (dividera med aktuell ström i kA). Sedan kan dessa avstånd behandlas som vid parallellkoppling av impedanser.

För två parallella ledningar kan man erhålla resulterande avstånd p.s.s. som vid parallellkoppling av två impedanser:

$$L = \frac{L_1 \cdot L_2}{L_1 + L_2}$$

(ekv. 5)

Exempel 1, beräkning utifrån inducerad längsspänning:

Antag givande ledning som en 400 kV-ledning med fasavståndet 12 m, se Figur 1.

Antag mottagande ledning som en 130 kV-ledning med fasavståndet 4 m. Antag vidare att avståndet mittfas till mittfas (c-c) är 70 m.

Det innebär att avståndet r mellan de två närmsta ytterfaserna är $70-12-4 = 54$ m (om man istället mäter detta avstånd på plats behövs in denna beräkning).

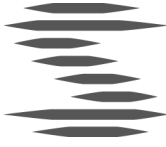
Från Figur 1 får vi att inducerad längsspänning är ca $20 \text{ V}/(\text{km} \cdot \text{kA})$. Avläsningen är inritad med röda streckade linjer i Figur 1.

Antag vidare att givande 400 kV-ledning har max-strömmen $1500 \text{ A} = 1,5 \text{ kA}$ då blir längsspänningen $1,5 \text{ kA} \cdot 20 \text{ V}/(\text{km} \cdot \text{kA}) = 30 \text{ V}/\text{km}$.

Har man fler givande ledningar upprepas ovanstående procedur för de övriga givande ledningarna (som kan vara av helt andra typer och ha helt andra strömmar) och adderar ihop längsspänningarna per km innan man fortsätter.

Vi önskar för detta fall beräkna hur lång parallellsträcka krävs för att komma upp i 100 V. Det får man genom att beräkna $100 \text{ V} \div 30 \text{ V}/\text{km} = 3,33 \text{ km}$.

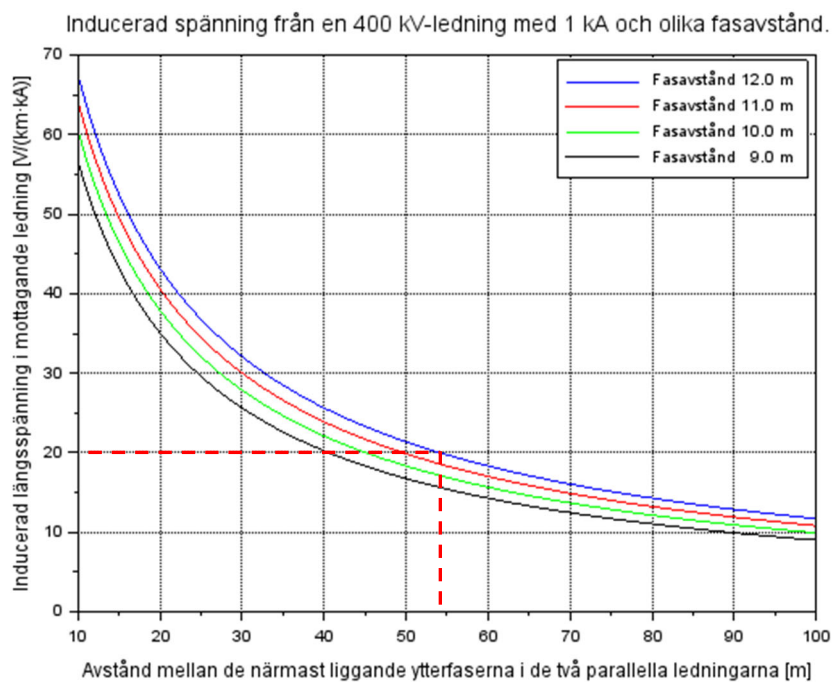
Vill man i detta fall istället veta hur stor induktionen blir för en halvmil, 5 km, får man detta som $5 \text{ km} \cdot 30 \text{ V}/\text{km} = 150 \text{ V}$. **Denna sista beräkning avser inte jordade linvagnar och är användbar enbart om sträckan är frånskild i båda ändar.**

**Exempel 2, beräkning utifrån inducerad längsspänning:**

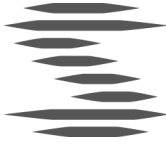
Samma fall som ovan, dvs. 12 m fasavstånd och 54 m mellan de närmaste ytterfaserna, men istället är den maximala strömmen $800 \text{ A} = 0,8 \text{ kA}$.

Längsspänningen blir då $0,8 \text{ kA} \cdot 20 \text{ V}/(\text{km} \cdot \text{kA}) = 16 \text{ V}/\text{km}$.

För detta fall blir sträckan som ger 100 V lika med $100 \text{ V} \div 16 \text{ V}/\text{km} = 6,25 \text{ km}$.



Figur 1: Inducerad längsspänning per km på en parallell ledning till en **400 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 400 kV-ledningen.



Exempel 3, maximalt avstånd mellan jordade linvagnar:

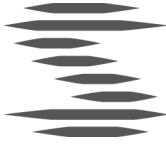
Antag en givande 400 kV-ledning med 12 m i fasavstånd och avståndet 35 m mellan närmsta fas till närmsta fas på mottagande ledning. Antag vidare att givande ledning bär strömmen 1,75 kA. Från Figur 2, nedan, erhålls 3,5 km·kA (röda sträckade linjer i figuren). Med strömmen 1,75 kA erhålls det resulterande avståndet som $3,5 \text{ km} \cdot \text{kA} / 1,75 \text{ kA} = 2 \text{ km}$.

Exempel 4, maximalt avstånd mellan jordade linvagnar och två parallella givande ledningar:

Samma givande ledning som i exempel 3, ovan, men med ytterligare en parallell 400 kV-ledning med fasavståndet 9 m och med 70 m mellan närmsta fas till närmsta fas på mottagande ledning. Antag vidare att denna givande ledning har strömmen $800 \text{ A} = 0,8 \text{ kA}$. Från Figur 2 erhålls 8 km (lila streckade linjer i figuren). Med strömmen 0,8 kA blir avståndet 10 km för denna givande ledning.

Totala maxavståndet mellan jordade linvagnar blir då:

$$L = \frac{2 \cdot 10}{2 + 10} \text{ km} = 1,67 \text{ km}$$

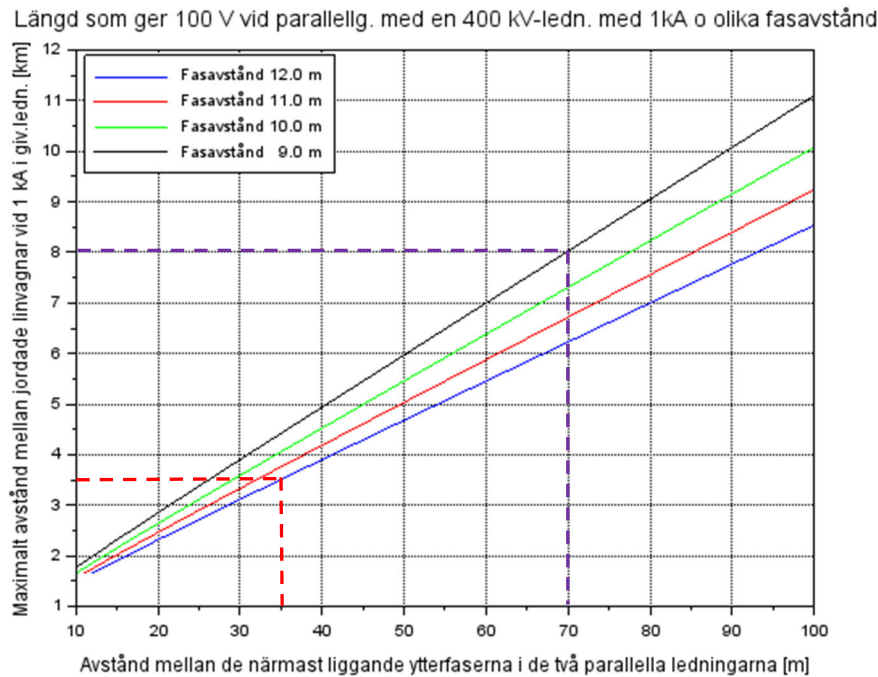


2 Redovisning av maximala avstånd mellan jordade/ledande linvagnar

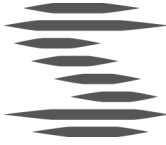
I detta avsnitt redovisas resultaten från beräkningarna för olika givande ledningar.

Beräkningarna är grupperade i spänningsnivåer för givande ledningar. Notera dock att spänningsnivån saknar betydelse för beräkningarna. Om man t.ex. skulle hitta en givande 130 kV-ledning med fasavståndet 7 m går det alldeles utmärkt att använda beräkningen för 220 kV-ledningar med fasavståndet 7 m. Det ger samma resultat.

2.1 400 kV-ledningar som givande ledningar

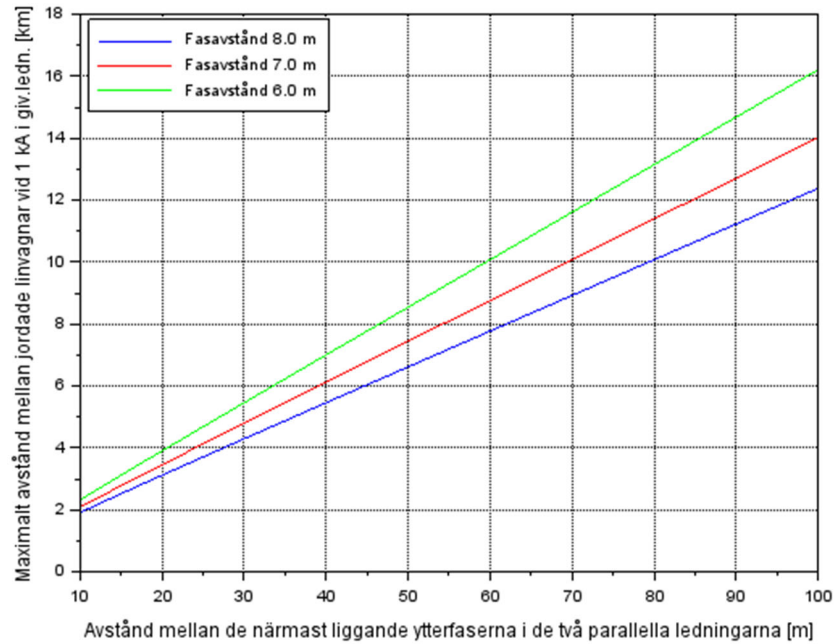


Figur 2: Maximalt avstånd mellan jordade linvagnar på en parallell ledning till en givande **400 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 400 kV-ledningen.

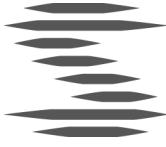


2.2 220 kV-ledningar som givande ledningar

Längd som ger 100 V vid parallellg. med en 220 kV-ledn. med 1kA o olika fasavstånd

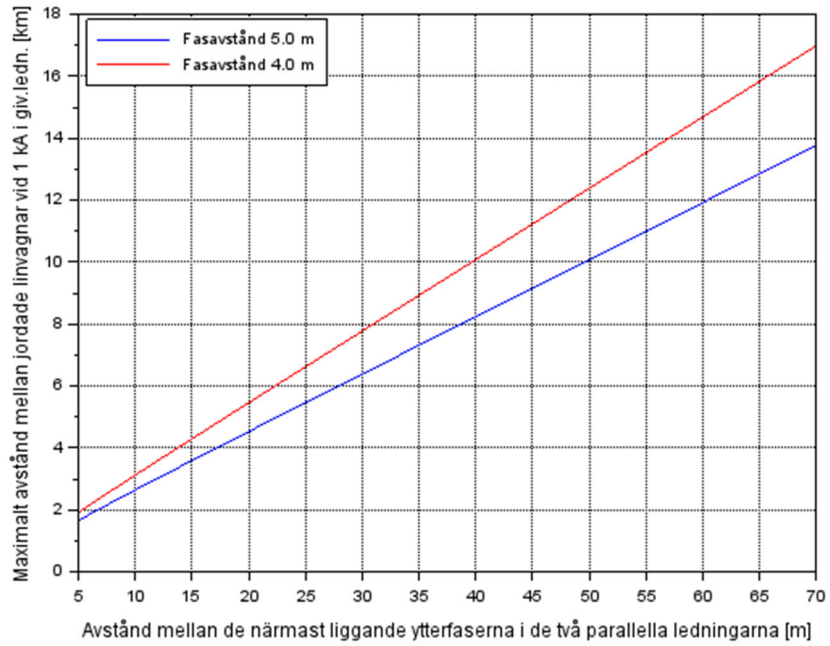


Figur 3: Maximalt avstånd mellan jordade linvagnar på en parallell ledning till en givande **220 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 220 kV-ledningen.

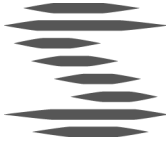


2.3 130 kV-ledningar som givande ledningar

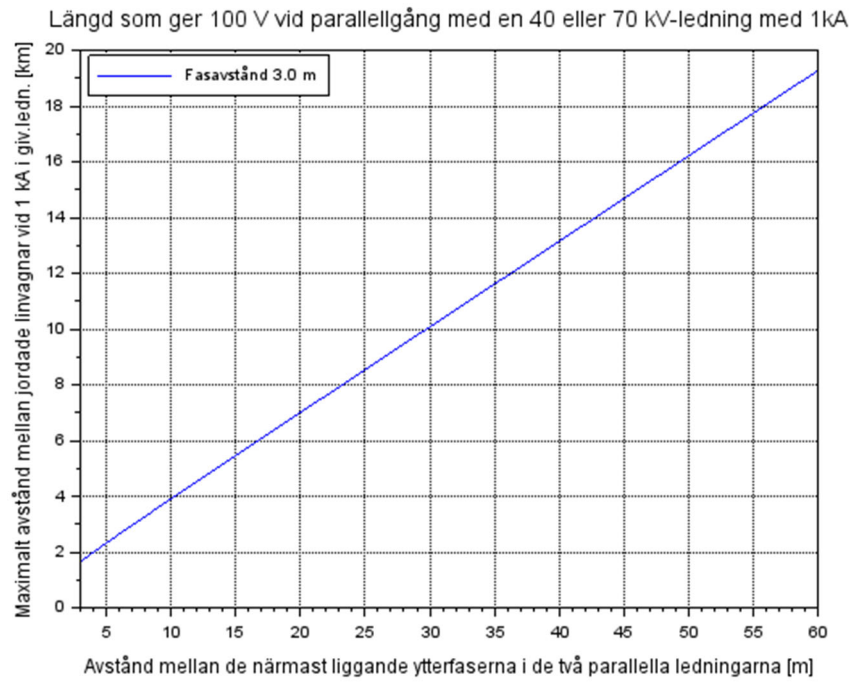
Längd som ger 100 V vid parallellg. med en 130 kV-ledn. med 1kA o olika fasavstånd



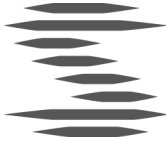
Figur 4: Maximalt avstånd mellan jordade linvagnar på en parallell ledning till en givande **130 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 130 kV-ledningen.



2.4 40 eller 70 kV-ledningar som givande ledningar

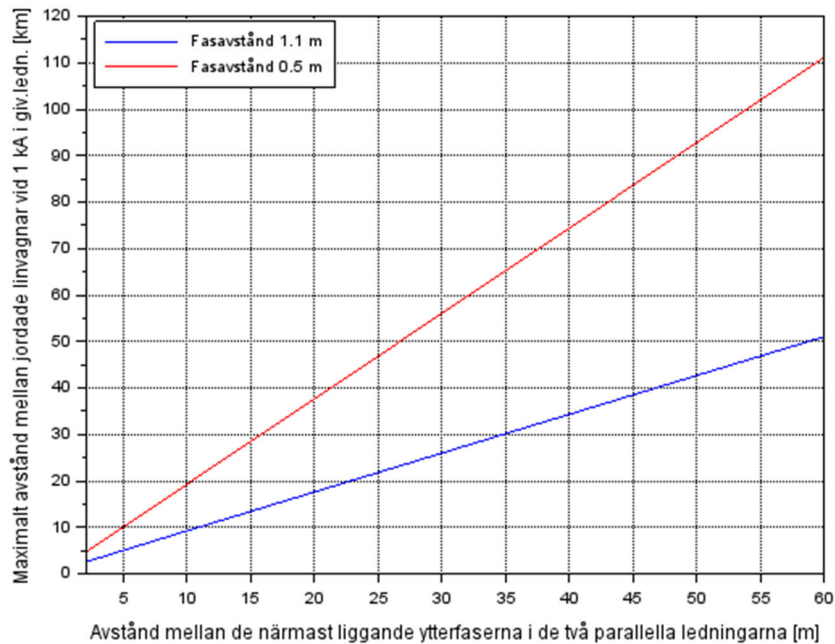


Figur 5: Maximalt avstånd mellan jordade linvagnar på en parallell ledning till en givande **40 eller 70 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 40 eller 70 kV-ledningen.



2.5 10 eller 20 kV-ledningar som givande ledningar

Längd som ger 100 V vid parallellg. med en 10 eller 20 kV-ledn. med 1kA o olika fasavstånd



Figur 6: Maximalt avstånd mellan jordade linvagnar på en parallell ledning till en givande **10 eller 20 kV-ledning** som bär strömmen 1 kA vid olika fasavstånd på 10 eller 20 kV-ledningen (blanklina eller BLL/BLX).

3 Referenser

- [1] Jonsson, T., Smedjer, S.: Instruktion för jordning vid kraftledningsarbete. BL-Istruktion 008:1. Vattenfall 1985.
- [2] Rocklöv, H.: Hantering av induktion vid kraftledningsarbete. Instruktion VS-IN-00128. Vattenfall Services Nordic AB 2021.
- [3] Friman, E.: Enkel modell för att beräkna induktion. PM. Svenska kraftnät 2021.