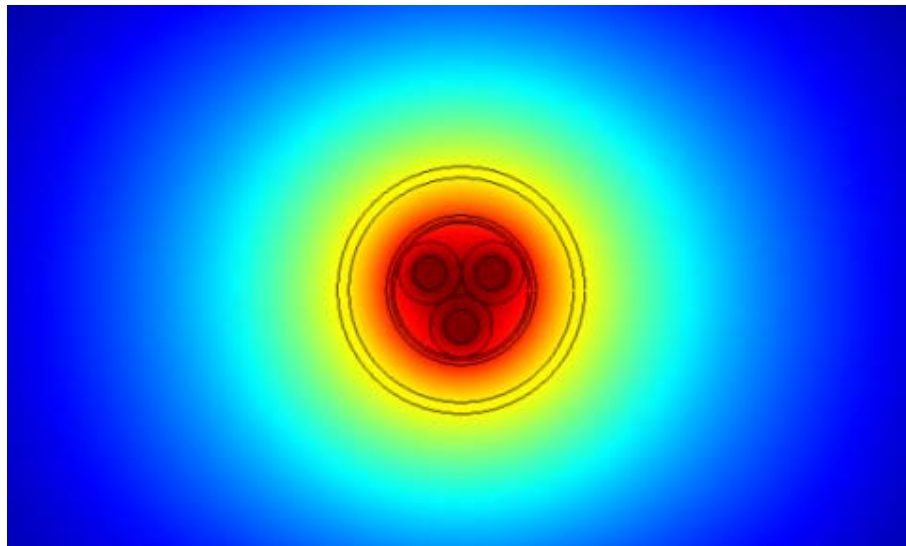


Design och dimensionering av internt kabelnät för havsbaserad vindkraftpark

Erik Torkildsson



EXAMENSARBETE

Elektroingenjör med inriktning mot elenergisystem
Institutionen för teknik, matematik och datavetenskap

EXAMENSARBETE

Design och dimensionering av internt kabelnät för havsbaserad vindkraftpark

Sammanfattning

För att kunna upphandla ett elsystem med erforderlig prestanda till en havsbaserad vindkraftpark krävs att köparen ställer krav på säljaren. För att kunna göra detta krävs att ett antal utredningar görs. För detta behöver bl.a. ett internt kabelnät designas.

En kabels växelströmsresistans består av en likströmskomponent och en tillsatskomponent. Tillsatskomponenten beror på strömförträngning och ”proximity”-effekt. Växelströmsresistansen ger upphov till värmeförluster när kabeln belastas. Ytterligare förluster finns i materialet omkring ledarna, såsom skärm och armering. Dessa totala förluster kan beskrivas med en ekvivalent resistans, plusföljdresistansen. Dielektriska förluster är ytterligare förluster, dessa är spänningsberoende.

Hur kablarnas strömvärde kan beräknas för olika förläggningssätt beskrivs. Att ta fram strömvärdet för t.ex. kabel i rör utsatt för solstrålning är komplicerat eftersom många parametrar måste tas hänsyn till. Kablar för vindkraftlast bör kunna väljas med lägre strömvärde än belastningsströmmen eftersom de ej är kontinuerligt belastade.

Olika kabelnätlayouter skapas för den planerade havsbaserade vindkraftparken Kriegers flak. Dessa utvärderas med avseende på tekniska och ekonomiska aspekter. Kablar med strömvärden nära eller under belastningsströmmen bör väljas eftersom kabelkostnaden har större inverkan än förlustkostnaden. Dock inverkar det framtida elpriset, om detta stiger ökar förlustkostnadens inverkan.

Författare:	Erik Torkildsson
Examinator:	Jimmy Ehnberg
Handledare:	Richard Larsson, Vattenfall Power Consultant AB
Program:	Elektroingenjör med inriktning mot elenergisystem
Ämne:	Elektroteknik
Datum:	2007-01-10
Nyckelord:	Kabeldimensionering, sjökabel, termisk resistans, strömvärde, internt kabelnät, havsbaserad vindkraftpark
Utgivare:	Högskolan Väst, Institutionen för teknik, matematik och datavetenskap, 461 86 Trollhättan Tel: 0520-22 30 00 Fax: 0520-22 32 99 Web: www.hv.se

BACHELOR'S THESIS

Design and current rating of internal connection grid for offshore wind farm

Summary

To be able to purchase an electrical system with necessary performance, for an offshore wind farm, the buyer has to make demands on the seller. To be able to make these demands investigation work has to be done. For this investigation work an internal connection grid have to be designed.

The AC-resistance in a conductor consists of the DC-resistance and an additional resistance due to skin and proximity effect. When the conductor is loaded the AC-resistance cause losses. Additional losses are present in the material surrounding the conductor such as screen and armour. These total losses can be described with an equivalent resistance, the positive sequence resistance. Dielectric losses are additional losses, which are voltage dependent.

How the ampacity of a cable is calculated for different installation conditions are described. The ampacity calculation for example for a cable installed in a pipe exposed to solar radiation, is complicated due to that there are many parameters to consider. Cables supposed to be used for wind power load should be able to have lower ampacity than the maximum load current because they aren't loaded continuously.

Different layouts of the internal connection grid are created for the planned offshore wind farm Kriegers flak. These layouts are evaluated with respect to technical an economic aspects. Cables with ampacity close to or lower than the load current should be chosen because the cable cost has larger impact on the total cost than the cost of energy losses.

Author:	Erik Torkildsson		
Examiner:	Jimmy Ehnberg		
Advisor:	Richard Larsson, Vattenfall Power Consultant AB		
Programme:	Electrical Engineering, Electrical Energy System		
Subject:	Electrical Engineering	Level:	Bachelor
Date:	January 10, 2007	Report Number:	2006:E14
Keywords	Current rating, submarine cable, thermal resistance, ampacity, internal connection grid, offshore wind farm		
Publisher:	University West, Department of Technology, Mathematics and Computer Science, S-461 86 Trollhättan, SWEDEN Phone: + 46 520 22 30 00 Fax: + 46 520 22 32 99 Web: www.hv.se		

Innehållsförteckning

Sammanfattning	i
Summary.....	ii
Innehållsförteckning.....	iii
Nomenklatur.....	iv
1 Inledning.....	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte och mål	1
1.3 Avgränsningar.....	1
2 Grundläggande kabeldimensionering.....	3
2.1 Kabelns förluster.....	3
2.1.1 Ledarförluster.....	3
2.1.2 Dielektriska förluster	6
2.1.3 Förluster i skärm, mantel och armering	6
2.1.4 Räkneexempel kabelförluster.....	7
2.2 Kabelns plusföljdsresistans.....	9
2.2.1 Räkneexempel plusföljdsresistans	9
2.3 Kabelns drifttemperatur och strömvärde	10
2.3.1 Framtagande av parametrar för strömvärde och drifttemperatur.....	10
2.3.2 Räkneexempel drifttemperatur och strömvärde	14
2.3.3 Fundament och deras inverkan på strömvärdet	20
2.4 Kabeldimensionering för vindkraftslast.....	22
3 Exempelprojekt Kriegers flak.....	24
3.1 Allmänt om projektet Kriegers flak.....	24
3.2 Vindkraftverkens produktion.....	26
3.3 Kabelnätslayouter och analys av dessa.....	28
3.3.1 Indata till ekonomisk analys.....	28
3.3.2 Indata till lastflödesmodell	29
3.3.3 Layout 1	32
3.3.4 Layout 2	36
3.3.5 Layout 3	36
3.3.6 Jämförelse mellan layout 1 och layout 3	40
4 Slutsatser.....	44
4.1 Rekommendationer till fortsatt arbete	45
Källförteckning.....	46

Bilagor

A. Kabellängder

Nomenklatur

A	En solid ledares effektiva tvärsnittsarea.
A_s	Den av rotorbladen svepta arean.
A_w	Weibullfördelningens skalfaktor
C	Weibullfördelningens formparameter
C_d	Kabelns driftkapacitans.
C_p	Vindkraftverkets effektkoefficient, den del av vindens effekt som vindkraftverket utnyttjar.
D_d	Kabelrörets innerdiameter.
D_E	Kabelns ytterdiameter.
D_o	Kabelrörets ytterdiameter.
E	Koefficient 1 för beräkning av h.
EI_m	Medelelpris.
F	Kostnad för kabelförläggning.
H	Solstrålningens intensitet.
K_A	Koefficient för beräkning av $\Delta\theta_s$.
K_r	Kabelpris.
L	Förläggningsdjup i mark.
L_r	Kabellängd per använd kabelarea
P_a	Förluster i kabelns armering.
P_d	Dielektriska förluster.
P_l	Ledarförluster.
P_s	Förluster i kabelns skärm.
R	Växelströmsresistansen vid drifttemperatur.
R₊	Plusföljdresistansen, ekvivalent resistans för ledar-, skärm-, mantel- och armeringsförluster.
R'	Likströmsresistansen vid drifttemperatur.
T₁	Termisk resistans mellan ledare och mantel.
T₂	Termisk resistans mellan mantel och armering.
T₃	Termisk resistans för kabelns externa hölje.
T₄	Termisk resistans för kabelns omgivning.

U	Konstant 1 som används för att beräkna i rör innesluten lufts bidrag till T_4 .
V	Konstant 2 som används för att beräkna i rör innesluten lufts bidrag till T_4 .
V_v	Vindens hastighet.
W_f	Årlig förlustenergi
Y	Konstant 3 som används för att beräkna i rör innesluten lufts bidrag till T_4 .
Z	Koefficient 2 för beräkning av h.
d_c	Ledarens diameter.
g	Koefficient 3 för beräkning av h.
h	Värmeöverföringskoefficient som inkluderar ledning, konvektion, strålning och i förekommande fall inbördes uppvärmning.
k_s	Faktor som används för segmenterade ledare vid beräkning av ”skin effect”-faktorn.
k_p	Faktor som används för segmenterade ledare vid beräkning av ”proximity effect”-faktorn.
s	Avstånd mellan ledarnas centrum.
$\tan(\delta)$	Isolationsmaterialets förlustfaktor.
x_s	Används för att beräkna ”skin effect”-faktorn.
x_p	Används för att beräkna ”proximity effect”-faktorn.
y_s	”Skin effect”-faktor, för att ta hänsyn till tillsatsresistansen i en ledare p.g.a. strömförträngning.
y_p	”Proximity effect”-faktor, för att ta hänsyn till tillsatsresistansen som uppstår p.g.a. intilliggande magnetfält.
$\Delta\theta$	Ledarnas temperaturökning över omgivningens temperatur.
$\Delta\theta_d$	Temperaturökning på grund av dielektriska förluster.
$\Delta\theta_{ds}$	Temperaturökning på grund av solstrålning för kablar/rör i luft.
$\Delta\theta_s$	Kabel- eller rörytans temperaturökning över omgivande lufts temperatur.
θ	Ledarens temperatur.
θ_m	I kabelröret innesluten lufts medeltemperatur.
α_{20}	Ledarmaterialets temperaturkoefficient, så mycket resistansen ändas per grad.
λ_1	Förhållande mellan skärm- och mantelförluster och ledarförluster.
λ_2	Förhållande mellan armeringsförluster och ledarförluster.
ρ	Luftens densitet.

- ρ_{20} Ledarmaterialets resistivitet vid 20 °C.
- ρ_T Termisk resistivitet för ett material.
- σ Absorptionskoefficient för solstrålning.

1 Inledning

Rapporten beskriver de grundläggande principerna för kabeldimensionering. Principerna tillämpas i ett verkligt fall för dimensionering av ett internt kabelnät för en havsbaserad vindkraftpark. Alternativa layouter av detta kabelnät presenteras och utvärderas.

1.1 Bakgrund

När en vindkraftpark skall etableras finns normalt flera möjliga tekniska lösningar för elsystemet. För att erhålla ett elsystem med erforderlig prestanda måste därför köparen ställa relevanta krav på säljaren. För att kunna ställa dessa krav måste en större mängd simuleringar och beräkningar utföras. Som indata till dessa utredningar krävs att ett internt kabelnät designas.

I ett första läge designas det interna kabelnätet med avseende på överföringsförmåga. Det effektflöde som uppstår i nätet skall vara under kontroll och inte orsaka otillåtna driftströmmar och spänningsvariationer.

Vid design och dimensionering av kabelnätet måste kabelmängd och fysisk förläggning vara identifierad. Vidare måste sträckor längs förläggningssvägen som har ogynnsamma termiska egenskaper identifieras, såsom genomföringar i fundament och transformatorplattform. Hos företaget råder det viss osäkerhet om hur kablers överföringsförmåga påverkas av olika förläggningssätt. Vidare är det osäkert hur mycket effektförlusterna i kablarna påverkar valet av kabelarea.

1.2 Syfte och mål

Syftet är att öka kunskapen om hur olika förläggningssätt påverkar en kabels överföringsförmåga och att undersöka hur energiförluster i kabeln påverkar valet av kabelarea.

1.3 Avgränsningar

Endast kablar med isolering av tvärbunden polyeten, PEX, med runda kopparledare kommer att behandlas. Vid kabelförläggning i mark avses endast mark där risk för uttorkning inte existerar. Kablars inbördes uppvärmning och metoder för att ta hänsyn till belastningens dygnsvariationer beaktas inte.

Kabelnätlayouter med redundans kommer inte analyseras. En jämförelse mellan redundanta och icke redundanta alternativ skulle kräva omfattande analyser av konsekvenserna av ett haveri, statistik för kabelfel, kostnader för kabelreparationer etc.

Dimensionering av transmissionskablarna som ansluter vindkraftparken till region- eller stamnätet berörs inte och heller inte vindkraftparkens inverkan på det anslutande nätet. Förluster i aggregattransformatorer, huvudtransformator eller transmissionskablar beaktas inte.

2 Grundläggande kabeldimensionering

Dimensionering av sjö- och landkabel går i princip till på samma sätt. Kabeltyperna skiljer sig åt i konstruktionen. Sjøkabel i treledarutförande består av koppar- eller aluminiumledare ofta med isolering av tvärbunden polyeten, så kallad PEX.

Kopparledare har bättre överföringsförmåga jämfört med aluminiumledare. Ledaren kan vara solid eller uppdelad i kardeler så kallad flertrådig. Ledarna har kopparskärm eller blymantel. I vissa fall placeras blymanteln runt alla tre ledarna [1]. Blymantel används i första hand över 36 kV för att minska risken för så kallad water treeing, vilket innebär begränsad isolation i kabeln på grund av fuktinträning, vid påkänning av hög fältstyrka. Om kabeln skadas och vatten tränger in så är koppar att föredra beroende på högre korrosionsresistens [2].

Som mekaniskt skydd används armering bestående av galvaniserad ståltråd. Denna fungerar även som dragarmering vid förläggning på stora djup [1].

I detta kapitel presenteras de parametrar som är av betydelse vid kabeldimensionering såsom kabelns växelströmsresistans, förluster i omkringliggande material och termisk resistans.

2.1 Kabelns förluster

Kabelns totala förluster kan delas upp i ledarförluster, dielektriska förluster och förluster i materialet omkring ledarna. Dessa förlustkomponenter presenteras i kapitel 2.1.1-2.1.3.

2.1.1 Ledarförluster

En ledares växelströmsresistans består av en likströmskomponent och en tillsatskomponent. Det är den totala resistansen som är av intresse vid kabeldimensionering.

2.1.1.1 Likströmsresistansen

Likströmsresistansen för en solid ledare beräknas med hjälp av materialets resistivitet och ledarens area. Eftersom ledarna blir varma när de belastas och ledarmaterialets resistivitet varierar med temperaturen, måste resistansen räknas om till driftvarmt tillstånd. Detta utförs med hjälp av ledarmaterialets temperaturkoefficient, se ekvation 2.1

$$R' = \frac{10^6 \rho_{20}}{A} (1 + \alpha_{20} (\theta - 20)) \quad [\Omega / m] \quad (2.1)$$

där ρ_{20} är ledarmaterialets resistivitet vid 20°C, A är ledarens area, α_{20} är ledarmaterialets temperaturkoefficient som är ett mått på hur mycket resistansen ändrar sig per grad och θ är ledarens drifttemperatur. Tabell 1 visar värden på materialegenskaperna för koppar [3].

Tabell 1 Materialegenskaper vid 20°C

Material	Resistivitet [Ωm]	Temperaturkoefficient [1/°C]
Koppar	$1,7241 \cdot 10^{-8}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$

Flertrådiga ledare har något högre resistans än solida ledare [3]. Istället för att beräkna likströmsresistansen utifrån area och resistivitet används standardiserade maximala värden för 20°C. Fortsättningsvis tillämpas standardiserade likströmsresistanser enligt tabell 2 och tabell 3 [4].

Tabell 2 Maximal likströmsresistans för flertrådiga kopparledare vid 20°C

Area [mm ²]	Maximal likströmsresistans vid 20°C [$\mu\Omega/\text{m}$]
95	193,0
150	124,0
240	75,4
400	47,0
630	28,3
800	22,1

Tabell 3 Maximal likströmsresistans för solida kopparledare vid 20°C

Area [mm ²]	Maximal likströmsresistans vid 20°C [$\mu\Omega/\text{m}$]
95	193,0
150	124,0
240	75,5
400	46,5

2.1.1.2 Tillsatsresistansen

Tillsatsresistansen för en växelströmsledare beror på strömförträngning och ”proximity”-effekt.

Strömförträngning så kallad ”skin effect” är ett induktivt fenomen som gör att strömtätheten är större närmare ytan än i mitten av ledaren. Det beror på att induktansen minskar närmare ledarens yta. Följden blir att ledarens area inte kan

nyttjas fullt ut [3]. Detta fenomen ökar med ökad frekvens och blir påtagligt för areor större än 300 mm² [5].

Fenomenet ”proximity”-effekt uppstår när två ledare ligger parallellt och nära varandra. Ledarnas magnetfält medför att strömtätheten i ledarna ändras vilket ger en ökad växelströmsresistans [3].

De två fenomenen är inte separabla i verkligheten men de uttrycks separat för att underlätta beräkningen. Den totala växelströmsresistansen kan skrivas enligt följande:

$$R = R'(1 + y_s + y_p) \quad (2.2)$$

där R' är likströmsresistansen vid drifttemperaturen, y_s och y_p är strömförträngnings- respektive ”proximity”-faktorn [6].

För att beräkna de två faktorerna krävs information om den specifika kabels uppbyggnad och dess material. För runda kompakta ledare och 50 Hz beräknas y_s med samband 2.3.

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} \quad (2.3)$$

där x_s^2 beräknas med ekvation 2.4.

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} \quad (2.4)$$

Ekvation 2.3 gäller enligt [6] för $0 < x_s \leq 2,8$ och täcker därmed in de flesta praktiska fall.

För treledarkablar eller tre separata enledarkablar med runda ledare beräknas termen y_p enligt följande:

$$y_p = a \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left(0,312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{a + 0,27} \right) \quad (2.5)$$

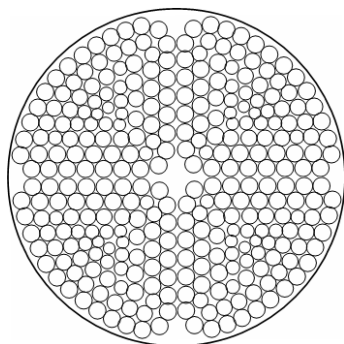
där d_c är ledarens diameter, s är avståndet mellan ledarnas centrum, a beräknas enligt ekvation 2.6.

$$a = \left(\frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} \right) \quad (2.6)$$

där x_p^2 beräknas med ekvation 2.7.

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} 10^{-7} \quad (2.7)$$

Ledaren delas ibland upp i segment som till viss del är isolerade från varandra för att minska tillsatsresistansen. Figur 1 visar principen för en sådan ledare.



Figur 1 Principen för en segmenterad ledare där cirklarna representerar kardeler

För att ta hänsyn till detta ska en faktor k_s multipliceras med ekvation 2.4 och en faktor k_p multipliceras till ekvation 2.7. Värden på dessa faktorer, som gäller för ledare med fyra segment och med area mindre än 1600 mm^2 visas i tabell 4.

Tabell 4 Värden på koefficienterna k_s och k_p

Typ av ledare	k_s	k_p
Rund, segmenterad	0,435	0,37

Ledarförlusterna per fas beräknas med följande samband:

$$P_l = I^2 R \text{ [W / m]} \quad (2.8)$$

där R är växelströmsresistansen vid driftvarmt tillstånd och I är fasströmmen.

2.1.2 Dielektriska förluster

När kabelns isolationsmaterial utsätts för växelspanning beter det sig som en kondensator och en laddningsström flyter i materialet. Det arbete som krävs för att omgruppera elektronerna i isolationsmaterialet producerar värme som ger upphov till aktiva förluster. Det som bestämmer storleken på de dielektriska förlusterna är isolationsmaterialet, driftkapacitansen och spänningsnivån. De dielektriska förlusterna per fas beräknas enligt följande:

$$P_d = \frac{U_h^2}{3} \omega C_d \tan(\delta) \text{ [W / m]} \quad (2.9)$$

där U_h är huvudspänningen, ω är vinkelfrekvensen, $\tan(\delta)$ är isolationsmaterialets förlustfaktor och C_d är driftkapacitansen. I [5] anges förlustfaktorn för PEX i intervallet $0,3 \cdot 10^{-3} \leq \tan(\delta) \leq 1,0 \cdot 10^{-3}$. För PEX-isolerade kablar rekommenderas att dessa förluster tas i beaktande vid fasspänningar över 63,5 kV [6].

2.1.3 Förluster i skärm, mantel och armering

När en ström flyter i ledaren induceras strömmar i skärm, mantel och armering vilket orsakar värmeförluster. Det kan vara cirkulerande strömmar eller virvelströmmar.

Storleken på förlusterna beror på hur kabeln är uppbyggd, hur skärmarna är jordade och om det är magnetiskt eller icke magnetiskt material som används.

Dessa förluster uttrycks med förlustfaktorerna λ_1 och λ_2 .

$$\lambda_1 = \frac{P_s}{P_l} \quad (2.10)$$

$$\lambda_2 = \frac{P_a}{P_l} \quad (2.11)$$

där P_l är ledarförlusterna, P_s är skärm- och mantelförluster och P_a är armeringsförluster.

Sättet att uttrycka förlusterna i förhållande till ledarförlusterna kommer av det kvadratiska förhållandet mellan ström och förlust [3].

Hur förlusterna beräknas framgår av [6]. För att beräkna dessa krävs information om kabelns uppbyggnad, ingående material, skärm- och mantelresistans samt hur jordningen är utförd. Varianterna blir för många för att kunna beskrivas i rapporten. Istället för att beräkna förlusterna bör värden på λ_1 och λ_2 erhållas från kabeltillverkare. Tillämpning av förlustfaktorerna λ_1 och λ_2 visas i räkneexempel i kapitel 2.1.4.

2.1.4 Räkneexempel kabelförluster

Ett exempel på hur sambanden i kapitel 2.1 tillämpas åskådliggörs genom ett räkneexempel för en armerad sjökabel. Indata för beräkningen visas i tabell 5.

Tabell 5 Kabelldata, FXCTV 3x400mm², 36 kV

Ledarmaterial	Flertrådig koppar
Area [mm ²]	400
d _c [mm]	29,8
s [mm]	66
D _E [mm]	133
Drifttemperatur [°C]	90
Driftström [A]	617,5
λ_1	0,070
λ_2	0,2208
C _d [µF/km]	0,283
tan(δ)	0,4·10 ⁻³

2.1.4.1 Ledarförluster

Ekvation 2.1 ger likströmsresistansen vid 90°C.

$$R' = \frac{1,0 \cdot 10^6 \cdot 1,7241 \cdot 10^{-8}}{400} (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} (90 - 20)) = 54,960 \mu\Omega / m$$

Används istället den maximala likströmsresistansen vid 20°C enligt tabell 2 ger ekvation 2.1 att

$$R' = 0,047 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} (90 - 20)) = 59,930 \mu\Omega / m$$

För att erhålla marginal används fortsättningsvis detta värde.

y_s beräknas med hjälp av ekvation 2.3 och 2.4.

$$y_s = \frac{\left(\frac{8\pi 50}{59,930 \cdot 10^{-6}} 10^{-7} \right)^2}{192 + 0,8 \left(\frac{8\pi 50}{59,930 \cdot 10^{-6}} 10^{-7} \right)^2} = 0,0225$$

y_p beräknas med hjälp av ekvation 2.5, 2.6 och 2.7.

$$x_p^2 = \left(\frac{8\pi 50}{59,930 \cdot 10^{-6}} 10^{-7} \right)^2 = 2,097$$

$$a = \left(\frac{2,0969^2}{192 + 0,8 \cdot 2,097^2} \right) = 0,0225$$

$$y_p = 0,0225 \left(\frac{29,8}{66} \right)^2 \left(0,312 \left(\frac{29,8}{66} \right)^2 + \frac{1,18}{0,0225 + 0,27} \right) = 0,0188$$

Den totala växelströmsresistansen beräknas enligt ekvation 2.2.

$$R = 59,930 \cdot 10^{-6} (1 + 0,0225 + 0,0188) = 62,40 \mu\Omega / m$$

Ledarförlusterna per fas beräknas för den i tabell 5 angivna driftströmmen enligt ekvation 2.8.

$$P_l = 617,5^2 \cdot 62,40 \cdot 10^{-6} = 23,79 \text{ W} / m$$

2.1.4.2 Dielektriska förluster

De dielektriska förlusterna beräknas enligt ekvation 2.9.

$$P_d = \frac{33000^2}{3} 2\pi 50 \cdot 0,283 \cdot 10^{-6} \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} \cdot 10^{-3} = 0,013 \text{ W} / m$$

De dielektriska förlusterna är väldigt små vid denna spänningsnivå och kan därför försummas [3].

2.1.4.3 Skärm- mantel- och armeringsförluster

När λ_1 , λ_2 och ledarförlusterna är kända kan skärm- och mantelförlusterna respektive armeringsförlusterna beräknas. Skärm- och mantelförlusterna per fas fås med ekvation 2.10.

$$P_s = 0,07 \cdot 23,79 = 1,66 \text{ W / m}$$

Armeringsförlusterna per fas fås med ekvation 2.11.

$$P_a = 0,2208 \cdot 23,79 = 5,25 \text{ W / m}$$

2.1.4.4 Sammanställning av delförluster

I tabell 6 sammanfattas delförlusterna som beräknades i kapitel 2.1.4.1 till 2.1.4.3.

Tabell 6 Sammanställning av delförlusterna

	Förlust [W/m]	Kommentar
Ledarförluster	23,79	Strömberoende
Dielektriska förluster	0,013	Spänningsberoende, försumbar
Skärm- och mantelförluster	1,66	Strömberoende
Armeringsförluster	5,25	Strömberoende

2.2 Kabelns plusföljdsresistans

Kabelns totala förluster, som i kapitel 2.1 beskrivits på komponentnivå, kan göras om till en ekvivalent resistans, plusföljdsresistansen. Delförlusterna beräknas för en bestämd drifttemperatur. Utifrån dessa kan plusföljdsekvivalenten beräknas [7]:

$$R_+ = R + \frac{P_l \lambda_1}{I^2} + \frac{P_l \lambda_2}{I^2} \quad [\Omega / m] \quad (2.12)$$

Plusföljdsresistansen motsvarar kabelns totala förluster, utom de dielektriska eftersom dessa är strömberoende. Resistansen är därmed möjlig att använda som indata till t.ex. lastflödesberäkningar.

2.2.1 Räkneexempel plusföljdsresistans

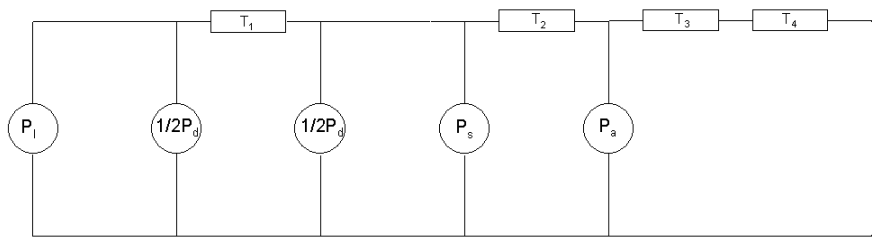
Plusföljdsresistansen beräknas för kabeln från räkneexemplet i kapitel 2.1.4, detta utförs med ekvation 2.12.

$$R_+ = 62,40 \cdot 10^{-6} + \frac{23,79 \cdot 0,07}{617,5^2} + \frac{23,79 \cdot 0,2208}{617,5^2} = 80,54 \mu\Omega / m$$

2.3 Kabelns drifttemperatur och strömvärde

Strömmens tillåtna värde i en ledare bestäms av hur varmt kabelmaterialet får bli. Strömmen som kan tillåtas flyta i en ledare beror på kabelns uppbyggnad och på hur och var den förläggs, alltså hur effektivt värmen förs bort från ledaren och kabeln.

I figur 2 visas ett termiskt kretsschema för en kabel i stationärt tillstånd, alltså beaktas inga termiska kapacitanser.



Figur 2 Termisk kretsschema för en kabel

För en kabel med kontinuerlig last förlagd i mark som inte torkar ut på grund av kabelns värmeavgivning, kan ledarens temperaturökning i förhållande till dess omgivning beräknas enligt följande samband:

$$\begin{aligned} \Delta\theta = & (P_l + 0,5P_d)T_1 + (P_l(1 + \lambda_1) + P_d)nT_2 \\ & + (P_l(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + P_d)n(T_3 + T_4) \end{aligned} \quad (2.13)$$

där T_1 , T_2 och T_3 är termiska resistanser för kabelns inre, T_4 är omgivningens termiska resistans och n är antalet lika belastade ledare i kabeln [6]. Ekvation 2.13 gäller även för kablar i luft skyddade från solstrålning..

Ur ekvation 2.13 erhålls den maximalt tillåtna strömmen:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - P_d(0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (2.14)$$

Det finns alltså två olika problemställningar:

- Vad är kabelns maximala drifttemperatur vid en känd ström?
- Vad är maximalt tillåten ström vid en given drifttemperatur?

2.3.1 Framtagande av parametrar för strömvärde och drifttemperatur

T_1 , T_2 och T_3 är specifika för varje kabel. För att kunna beräkna dessa krävs detaljerad information om kabelns uppbyggnad och dess ingående material. För att kunna tillämpa ekvation 2.13 och 2.14 måste ingående parametrar vara kända. I [8] beskrivs hur dessa parametrar beräknas. Beräkningsmetoden tillämpas inte vidare rapporten. Istället erhålls dessa parametrar från kabeltillverkare.

Växelströmsresistansen, R , beräknas som en funktion av temperaturen enligt kapitel 2.1.1. T_4 är den parameter som återger förläggningssättets inverkan på strömvärdet.

För de flesta kablar förlagda i mark står omgivningens termiska resistans för mer än 70 % av ledarens temperaturökning [3]. Beräkningen av T_4 kan bli komplicerad t.ex. om flera kablar ligger nära varandra eller om andra värmekällor finns i närheten. Ett annat komplicerat fall är om kabeln ligger i rör som utsätts för solstrålning.

Nedan beskrivs hur T_4 kan beräknas för tre olika förläggningssätt [8].

2.3.1.1 Kabel i mark

T_4 för en ensam kabel förlagd direkt i mark fås med följande samband:

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left(\frac{2L}{D_E} + \sqrt{\left(\frac{2L}{D_E} \right)^2 - 1} \right) [K \cdot m/W] \quad (2.15)$$

där ρ_T är markens termiska resistivitet, L är förläggningsdjup (mm) och D_E är kabelns ytterdiameter (mm). Desto större djup en kabel förläggs på desto större blir T_4 .

I tabell 7 visas olika bottenarters termiska resistivitet [9].

Tabell 7 Termisk resistivitet för olika typer av havsbottnar

Bottentyp	Termisk resistivitet [K·m/W]
Grus	0,30-0,50
Sand	0,40-0,67
Lera	0,56-1,11
Bottenslam	0,50-0,71

För viktiga kablar rekommenderar [10] att bottenförhållandena undersöks och den termiska resistiviteten mäts. Saknas platsspecifika värden kan 0,6 K·m/W tillämpas.

2.3.1.2 Kabel i rör i mark

Med kabeln placerad i rör förlagt i mark kommer luften i röret och röret självt ge ett bidrag till den yttre termiska resistansen. T_4 delas därför upp på följande sätt:

$$T_4 = T_4' + T_4'' + T_4''' \quad (2.16)$$

där T_4' är luften i rörets bidrag, T_4'' är själva rörväggens bidrag och T_4''' är det omgivande materialets bidrag.

Termen T_4' beräknas med följande samband:

$$T_4' = \frac{U}{1 + 0,1 \cdot (V + Y \cdot \theta_m) \cdot D_E} [K \cdot m/W] \quad (2.17)$$

där U, V och Y är empiriskt bestämda konstanter beroende på installationsförhållande och θ_m är medeltemperaturen för luften i röret. Konstanterna U, V och Y för tre installationsförhållanden ges i tabell 8. Medeltemperaturen i röret är inte känd och måste därför initialt uppskattas. Därefter beräknas medeltemperaturen och därefter beräknas T_4' på nytt, se räkneexemplet i kapitel 2.3.2.3.

Enligt [8] kan ekvation 2.17 endast användas för kabeldiametrar mellan 25 och 100 mm. Enligt [11] kan dock ekvation 2.17 nyttjas även för större kabeldiametrar.

Tabell 8 Konstanterna U, V och Y för några installationsförhållanden

Installationsförhållande	U	V	Y
Metalliskt rör	5,2	1,4	0,011
Fiberrör i betong	5,2	0,91	0,010
Plaströr	1,87	0,312	0,0037

Termen T_4'' beräknas enligt följande samband:

$$T_4'' = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln\left(\frac{D_o}{D_d}\right) [K \cdot m/W] \quad (2.18)$$

där ρ_T är rörmateriallets termiska resistivitet, D_o och D_d är rörets utvändiga respektive invändiga diameter. Eftersom rörväggen i allmänhet är relativt tunn är rörets bidrag till den termiska resistansen ganska litet. Värden på ρ_T för några material framgår av tabell 9.

Tabell 9 Värden på termiska resistiviteter för rörmaterial

Rörmaterial	Termisk resistivitet [K·m/W]
PE	3,5
PVC	6,0
Betong	1,0

När röret är förlagt direkt i mark beräknas den sista termen (T_4''') enligt ekvation 2.15 där kabelns ytterdiameter, D_E , byts ut mot rörets ytterdiameter.

2.3.1.3 Kabel i rör i luft utsatt för solstrålning

På samma sätt som när kabeln ligger i rör i mark ger luften i röret och röret självt ett bidrag till den omgivande termiska resistansen. Solstrålningen bidrar till en ökad rörtemperatur som måste beaktas.

T_4 delas upp på samma sätt som för en kabel i rör i mark, se ekvation 2.16. Förhållandena inuti röret är de samma om röret är förlagt i mark eller i luft. Därför beräknas T_4' och T_4'' enligt ekvation 2.17 respektive 2.18.

T_4''' beräknas enligt följande samband:

$$T_4''' = \frac{1}{\pi D_e^* h (\Delta\theta_s)^{1/4}} [K \cdot m/W] \quad (2.19)$$

där D_e^* i det här fallet är rörets ytterdiameter uttryckt i meter och $\Delta\theta_s$ är rörytans temperaturökning över omgivningstemperaturen, se ekvation 2.21.

h är en värmeöverföringskoefficient som i förkommande fall inkluderar inbördes uppvärmning mellan kablar och de tre värmeöverföringssätten ledning, konvektion och strålning. h beräknas enligt följande:

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E [W/m^2 K^{5/4}] \quad (2.20)$$

där Z , g och E är konstanter vars värde beror på förläggningssätt. I tabell 10 ges Z , g och E för fyra förläggningssätt, för andra förläggningssätt hänvisas till [8].

Tabell 10 Konstanterna Z, E och g för fyra förläggningssätt

Installationsförhållande	Z	E	g
Ensam kabel, $\geq 0,3D_e^*$ från vägg	0,21	3,94	0,60
Kablar i triangel, $\geq 0,5D_e^*$ från vägg	0,96	1,25	0,20
Ensam kabel, direkt mot vägg	1,69	0,63	0,25
Kablar i triangel, direkt mot vägg	0,94	0,79	0,20

I [8] anges att konstanterna i tabell 10 endast är tillämpbara upp till en viss diameter. För förläggning med avstånd från vägg gäller de för diametrar upp till 0,15 m och utan avstånd upp till 0,08 m. Dock ges inte denna restriktion i [3]. Vad som gäller är ej utrett.

$\Delta\theta_s$ i ekvation 2.19 ovan är rörytans temperaturökning över omgivningstemperaturen. För att beräkna $\Delta\theta_s$ krävs en iterativ process och för rör som utsätts för solstrålning utförs denna enligt följande samband:

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{1/4} = \left(\frac{\Delta\theta + \Delta\theta_d + \Delta\theta_{ds}}{1 + K_A (\Delta\theta_s)_n^{1/4}} \right)^{0,25} [K^{1/4}] \quad (2.21)$$

där $\Delta\theta$ är ledarens tillåtna temperaturökning över omgivningens temperatur och $\Delta\theta_d$ är temperaturökningen till följd av dielektriska förluster (kan försummas vid

fasspänningar under 63,5 kV, se kapitel 2.1.2). Den iterativa beräkningen av $(\Delta\theta_s)^{1/4}$ startas med att sätta $(\Delta\theta_s)_0^{1/4} = 2$ och itereras tills $(\Delta\theta_s)_{n+1}^{1/4} - (\Delta\theta_s)_n^{1/4} \leq 0,001$.

Koefficienten K_A beräknas

$$K_A = \frac{\pi D_e^* h}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \left(\frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right) \quad (2.22)$$

$\Delta\theta_{ds}$ är temperaturökningen till följd av solstrålningen och beräknas

$$\Delta\theta_{ds} = \frac{\sigma D_e^* H}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \left(\frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right) [K] \quad (2.23)$$

där σ är absorptionskoefficienten för solstrålning för rörets yta. H är solstrålningens intensitet vilken kan antas vara 1000 W/m² om inget uppmätt värde finns att tillgå. Värden på σ för tre material visas i tabell 11.

Tabell 11 Värden på absorptionskoefficienten σ

Material	σ [K·m/W]
PVC	0,6
PE	0,4
Bly	0,6

Om rör skyddat från solstrålning avses sätts $\Delta\theta_{ds} = 0$ i ekvation 2.21.

2.3.2 Räkneexempel drifttemperatur och strömvärde

Tillämpning av sambanden i kapitel 2.3.1 åskådliggörs med fyra räkneexempel. Indata till beräkningarna fås från tabell 5 i kapitel 2.1.4. Kompletterande data om förläggningssätt och kabelrör framgår av tabell 12 och tabell 13.

Tabell 12 Data för kabel och förläggingsförhållande

R [$\mu\Omega/m$]	62,40
T ₁ [$K\cdot m/W$]	0,3725
T ₂ [$K\cdot m/W$]	0,1406
T ₃ [$K\cdot m/W$]	0,0594
Bottentemperatur [$^{\circ}C$]	15
Temperatur i luft [$^{\circ}C$]	20
Bottens termiska resistivitet [$K\cdot m/W$]	1,0
Förläggingsdjup [mm]	1000

Tabell 13 Data för kabelrör

Rörmaterial	Polyeten
Ytterdiameter [mm]	220
Innerdiameter [mm]	200
Förläggingsdjup [mm]	1000
Uppskattad lufttemperatur i rör [$^{\circ}C$]	40

2.3.2.1 Maximal drifttemperatur kabel i mark

För att beräkna drifttemperaturen hos ledarna vid en viss kontinuerlig belastningsström krävs en iterativ process, där drifttemperaturen initialt måste antas.

Ledarens drifttemperatur uppskattas bli 70°C. Med ekvation 2.1 beräknas likströmsresistansen.

$$R' = 0,047 \cdot 10^{-3} (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} (70 - 20)) = 56,236 \mu\Omega / m$$

På samma sätt som i kapitel 2.1.4.1 beräknas växelströmsresistansen med hjälp av ekvation 2.2 till 2.7.

$$R = 56,236(1 + 0,02547 + 0,02107) = 58,853 \mu\Omega / m$$

Ledarförlusterna beräknas enligt ekvation 2.8.

$$P_l = 617,5^2 \cdot 58,853 \cdot 10^{-6} = 22,44 W / m$$

Termiska resistansen för kabelns omgivning beräknas med ekvation 2.15.

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} \cdot 1 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 1000}{133} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1000}{133} \right)^2 - 1} \right) = 0,5415 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

De dielektriska förlusterna försummas och ledarens temperaturökning över omgivningens temperatur beräknas med ekvation 2.13.

$$\Delta\theta = 22,44 \cdot 0,3725 + 22,44(1 + 0,07) \cdot 3 \cdot 0,1406 + \\ 22,44(1 + 0,07 + 0,2208) \cdot 3 \cdot (0,0594 + 0,5415) = 70,7^\circ \text{C}$$

Ledarens drifttemperatur blir då $70,7 + 15 = 85,7^\circ\text{C}$ och inte 70°C som växelströmsresistansen beräknades för. Därmed krävs en ny beräkning av växelströmsresistansen och ledarförlusterna.

Samma beräkningsförfarande som ovan men med växelströmsresistansen och ledarförlusterna beräknade vid $85,7^\circ\text{C}$ ger följande ledartemperatur över omgivningens temperatur.

$$\Delta\theta = 23,50 \cdot 0,3725 + 23,50(1 + 0,07) \cdot 3 \cdot 0,1406 + \\ 23,50(1 + 0,07 + 0,2208) \cdot 3 \cdot (0,0594 + 0,5415) = 74,04^\circ \text{C}$$

Upprepas dessa moment nås till slut jämvikt vilket i detta fall resulterar i en drifttemperatur på 90°C .

2.3.2.2 Maximal driftström kabel i mark

Det strömvärde som fås om kabeln förläggs direkt i mark visas med följande exempel.

Termiska resistansen för kabelns omgivning beräknas med ekvation 2.15.

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} \cdot 1 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 1000}{133} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1000}{133} \right)^2 - 1} \right) = 0,5415 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Kabelns strömvärde för det specifika förläggningssättet beräknas med ekvation 2.14.

$$I = \sqrt{\frac{1}{62,40 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{90 - 15 - 0,013(0,5 \cdot 0,3725 + 3 \cdot (0,1406 + 0,0594 + 0,5415))}{0,3725 + 3 \cdot (1 + 0,07)0,1406 + 3(1 + 0,07 + 0,2208)(0,0594 + 0,5415)}} \\ = 617,5 \text{ A}$$

Här inkluderades de dielektriska förlusterna. Om de försummas fås ett strömvärde på 617,6 A, de är alltså försumbara.

Kabeln kan alltså kontinuerligt drivas med en ström på 617,5 A vid de givna förutsättningarna.

Strömvärdet beräknas på nytt men nu med kabeln förlagd i mark med en termisk resistivitet på $1,2 \text{ K} \cdot \text{m/W}$.

Den nya termiska resistansen beräknas med ekvation 2.15.

$$T_4 = \frac{1}{2\pi} 1,2 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 1000}{133} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1000}{133} \right)^2 - 1} \right) = 0,6498 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Med den nya termiska resistansen beräknas strömvärdet som tidigare med ekvation 2.14.

$$I = \sqrt{\frac{1}{62,40 \cdot 10^{-6}} \cdot \frac{90 - 15 - 0,013(0,5 \cdot 0,3725 + 3 \cdot (0,1406 + 0,0594 + 0,6498))}{0,3725 + 3 \cdot (1 + 0,07)0,1406 + 3(1 + 0,07 + 0,2208)(0,0594 + 0,6498)}} \\ = 580,1 \text{ A}$$

Detta motsvarar en korrektionsfaktor på $580,1/617,5=0,94$ i förhållande till förläggning i mark med termisk resistivitet på $1,0 \text{ K} \cdot \text{m/W}$. I [12] anges $0,93$ för motsvarande förändring av den termiska resistiviteten.

2.3.2.3 Maximal driftström kabel i rör i mark

Hur strömvärdet påverkas om kabeln förläggs i rör i mark framgår av följande exempel.

Luften i rörets bidrag till T_4 , vid den uppskattade medeltemperaturen 40°C , fås med hjälp av ekvation 2.17.

$$T_4' = \frac{1,87}{1 + 0,1 \cdot (0,312 + 0,0037 \cdot 40)} = 0,263 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Rörets bidrag till T_4 fås med hjälp av ekvation 2.18.

$$T_4'' = \frac{3,5}{2\pi} \ln \left(\frac{220}{200} \right) = 0,053 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Det omgivande materialets bidrag till T_4 fås med hjälp av ekvation 2.15.

$$T_4''' = \frac{1}{2\pi} 1 \cdot \ln \left(\frac{2000}{220} + \sqrt{\left(\frac{2000}{220} \right)^2 - 1} \right) = 0,461 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

De tre delarna som beräknats ovan summeras enligt ekvation 2.16 vilket ger den totala termiska resistansen för kabelns omgivning.

$$T_4 = 0,263 + 0,053 + 0,461 = 0,777 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Kabelns strömvärde beräknas med ekvation 2.14 vilket ger 544 A .

Eftersom medeltemperaturen på luften i röret uppskattades vid beräkning av T_4' beräknas medeltemperaturen med hjälp av det termiska kretsschemat i figur 2 och

T_4 :as komponenter. Medeltemperaturen beräknas som ett medelvärde av kabelyttemperaturen och rörinnerväggstemperaturen.

Kabelyttemperaturen fås på följande sätt:

$$\begin{aligned}\theta_{kabelyta} &= \theta_{ledare} - 3 \cdot P_l \left(\frac{T_1}{3} + T_2 + T_3 \right) - 3 \cdot P_s (T_2 + T_3) - 3 \cdot P_a T_3 = \\ 90 - 3 \cdot 18,46 \left(\frac{0,3725}{3} + 0,1406 + 0,0594 \right) - 3 \cdot 1,29(0,1406 + 0,0594) - 3 \cdot 4,08 \cdot 0,0594 &= \\ 70,55^\circ\text{C}\end{aligned}$$

Rörinnerväggstemperaturen fås på följande sätt:

$$\begin{aligned}\theta_{rörinnervägg} &= \theta_{ledare} - 3 \cdot P_l \left(\frac{T_1}{3} + T_2 + T_3 + T_4' \right) \\ &- 3 \cdot P_s (T_2 + T_3 + T_4') - 3 \cdot P_a (T_3 + T_4') = \\ 90 - 3 \cdot 18,46 \left(\frac{0,3725}{3} + 0,1406 + 0,0594 + 0,263 \right) \\ &- 3 \cdot 1,29(0,1406 + 0,0594 + 0,263) - 3 \cdot 4,08(0,0594 + 0,263) = \\ 51,74^\circ\text{C}\end{aligned}$$

Medeltemperaturen blir då $(70,55+51,74)/2=61,1^\circ\text{C}$ och inte 40°C . Därmed måste T_4' beräknas på nytt med den nya medeltemperaturen.

$$T_4' = \frac{1,87}{1 + 0,1 \cdot (0,312 + 0,0037 \cdot 61,1)} \cdot 133 = 0,229 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Med det nya värdet på T_4 ger ekvation 2.14 ett strömvärde på 552 A. När medeltemperaturen beräknas på samma sätt som ovan men med de nya värdena fås konvergens vid $61,4^\circ\text{C}$.

Det nya strömvärdet motsvarar en korrektionsfaktor på $552/617,5=0,89$ i förhållande till om kabeln läggs direkt i mark. I [12] anges 0,9 för treledarkabel i rör, där avses dock rör med annan diameter.

2.3.2.4 Maximal driftström kabel i rör i luft utsatt för solstrålning

Hur strömvärdet påverkas av förläggning i rör i luft utsatt för solstrålning åskådliggörs med följande exempel. Röret antas vara placerat med avstånd från en vägg.

Luften i rörets bidrag till T_4 , vid den uppskattade medeltemperaturen 40°C , fås med hjälp av ekvation 2.17.

$$T_4' = \frac{1,87}{1 + 0,1 \cdot (0,312 + 0,0037 \cdot 40)} \cdot 133 = 0,263 \text{ K} \cdot \text{m/W}$$

Rörets bidrag till T_4 fås med hjälp av ekvation 2.18.

$$T_4'' = \frac{3,5}{2\pi} \ln\left(\frac{220}{200}\right) = 0,053 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$$

Koefficienten h beräknas med ekvation 2.20 och med konstanter från tabell 10 som här används trots att diametern är större än 0,15 m.

$$h = \frac{0,21}{0,22^{0,6}} + 3,94 = 4,461 \text{ W}/\text{m}^2 \text{K}^{5/4}$$

Koefficienten K_A beräknas med ekvation 2.22.

$$K_A = \frac{\pi \cdot 0,22 \cdot 4,461}{1 + 0,07 + 0,2208} \left(\frac{0,3725}{3} + 0,1406(1 + 0,07) + 0,0594(1 + 0,07 + 0,2208) \right) \\ = 0,839$$

$\Delta\theta_{ds}$ beräknas med ekvation 2.23.

$$\Delta\theta_{ds} = \frac{0,4 \cdot 0,22 \cdot 1000}{1 + 0,07 + 0,2208} \left(\frac{0,3725}{3} + 0,1406(1 + 0,07) + 0,0594(1 + 0,07 + 0,2208) \right) \\ = 23,95 \text{ K}$$

$(\Delta\theta_s)_1^{1/4}$ beräknas med ekvation 2.21 där $(\Delta\theta_s)_0^{1/4}$ initialt sätts till 2 och de dielektriska förlusterna försummas. Beräkningen upprepas tills $(\Delta\theta_s)_{n+1}^{1/4} - (\Delta\theta_s)_n^{1/4} \leq 0,001$.

$$(\Delta\theta_s)_1^{1/4} = \left(\frac{90 - 20 + 0 + 23,95}{1 + 0,839 \cdot 2} \right)^{0,25} = 2,434$$

Beräkningen konvergerar vid femte iterationen och resulterar i $(\Delta\theta_s)_5^{1/4} = 2,368$

Ekvation 2.19 ger T_4''' .

$$T_4''' = \frac{1}{\pi \cdot 0,22 \cdot 4,461 \cdot 2,368} = 0,137 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$$

Ekvation 2.16 ger det resulterande T_4

$$T_4 = 0,263 + 0,053 + 0,137 = 0,453 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$$

Enligt ekvation 2.14 fås ett strömvärde på 632 A. På samma sätt som i kapitel 2.3.2.3 beräknas medeltemperaturen i röret och därefter beräknas T_4' på nytt. Beräkningarna ger medeltemperaturen 54°C och $T_4' = 0,239 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$.

Det nya strömvärdet beräknas till 643 A, vilket motsvarar en korrektionsfaktor på $643/617,5=1,04$ i förhållande till kabeln förlagd i mark med termiska resistiviteten $1,0 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$.

2.3.3 Fundament och deras inverkan på strömvärdet

Kabeln till och från vindkraftverket måste på något sätt passera fundamentet. Hur detta utförs och vilket fundament som används inverkar på kabelns strömvärde. En övergripande beskrivning av de två vanligaste vindkraftsfundamenten ges i kapitel 2.3.3.1 – 2.3.3.2.

2.3.3.1 Monopile- och tripodfundament

Monopilefundamentet består av ett stålrör som beroende på botten typ antingen förs ner i ett borrar hål eller pålas ner. Hur djupt ner i havsbotten de står beror på botten typ. Vanliga djup är mellan 10 och 20 m [13], [14]. I figur 3 visas ett monopilefundament från den havsbaserade vindkraftparken Horns rev.



Figur 3 Kabelgenomföringen för ett monopilefundament, Horns rev Foto: Åke Larsson

Tripodfundamentet har tre ben som fördelar krafterna från tornet. Varje ben är förankrat genom stålrör som drivits ner 10 till 20 m i havsbotten. Denna variant lämpar sig för djup större än sju meter [13]

Som syns i figur 3 kommer kablarna upp i rör längs tornet. Denna tekniklösning har många faktorer som inverkar på kabelns strömvärde bl.a. hur röret är ventilerat, vilken absorberingsförmåga röret har för solstrålning och rörets diameter. Även vindhastigheten har betydelse för kylningen [15]. Eftersom så många faktorer har inverkan kan ingen generell korrektionsfaktor anges för denna kabelförläggning. För att uppnå bästa resultat vad gäller kabelns uppvärmning kan datorberäkningar utföras.

2.3.3.2 Gravitationsfundament

Gravitationsfundament av betong byggs i torrdockor och skeppas sedan ut till lokaliseringen. Där lyfts de ner i ett muddrat hål. Därefter fylls de fack som finns vid basen på fundamentet med sten och grus för att uppnå den erforderliga vikten [13].

De fundament som används vid den havsbaserade vindkraftparken Lillgrund väger mellan 1200 och 1500 ton utan ballast och cirka 2000 ton när de är fyllda [16]. De två kabelgenomföringarna, så kallade J-tubes, mynnar ut på motsatt sida av varandra i basen på fundamentet. Figur 4 visar fundamentkonstruktionen.



Figur 4 Gravitationsfundament av betong för vindkraftparken Lillgrund Foto: Niklas Grahn

I detta fall används J-tubes av polyeten vilket visas i figur 5. Dessa fundament tenderar att bli mycket tunga och dyra vid vattendjup större än 10 m. För djup däröver används normalt andra tekniker.



Figur 5 Kabelrör så kallad J-tube för vindkraftparken Lillgrund Foto: Niklas Grahn

Fundamentgenomföringens inverkan på kabelns strömvärde måste tas hänsyn till. I varje specifikt fall måste hänsyn tas till rördiameter, rörmaterial och fundamentsmaterial. Rören kan fyllas med material som har bättre värmeavledning än luft för att minska genomföringens inverkan på strömvärdet.

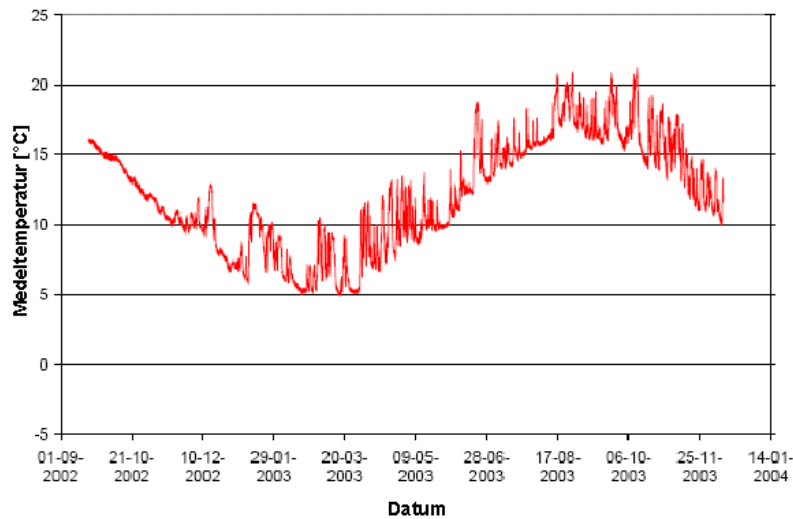
Hur omgivningens inverkan på strömvärdet beräknas är inte helt klarlagt men principerna som beskrivs i kapitel 2.3.1 för kabel i rör i mark torde gå att använda. Dock bör modellering med hjälp av datorprogramvara utföras för att uppnå bästa resultat.

Istället för betong kan stål användas till denna typ av fundament. Då byggs en låda av stål som placeras på havsbotten som sedan fylls med ballast. På denna låda placeras ett stålrör som sträcker sig upp över vattenytan på vilket vindkraftverket monteras. En fördel med att använda stål är att vikten hålls nere och därmed blir fundamenten lättare att transportera [13]. Hur kablarna förs in i tornet är inte klarlagt men sannolikt förläggs de i rör utanpå stålröret på samma sätt som hos monopilefundamentet.

2.4 Kabeldimensionering för vindkraftslast

De vedertagna metoderna för kabeldimensionering grundar sig på en kontinuerlig belastningsström. I vissa fall tas hänsyn till belastningens dygnsvariation vilket ger kabeln ett högre strömvärde. Men när det gäller vindkraft till havs så kan inte belastningens dygnsvariation förutspås. Belastningsströmmen varierar stokastiskt och har maxvärde som mest tre dygn i en följd, i extrema fall möjligen sex dygn i rad. Det motsvarar tre till sex dygn med en medelvind på 12-14 m/s [17].

Om då de vedertagna metoderna för kabeldimensionering används för vindkraftslast så resulterar det i överdimensionerade kablar. Detta påvisas i [18] där temperaturen inuti transmissionskablarna till de havsbaserade vindkraftparkerna Horns rev och Nysted mätts. De maximala medeltemperaturerna på sjökablarna uppmättes till knappt 21°C respektive knappt 24°C. Vindkraftparken Horns rev hade dock inte körts med full effekt under mätningarna men trots detta är kabelförbanden överdimensionerade. Figur 6 visar medeltemperaturen för Horns revs transmissionskabel.



Figur 6 Medeltemperatur inuti transmissionskabeln för Horns rev [18]

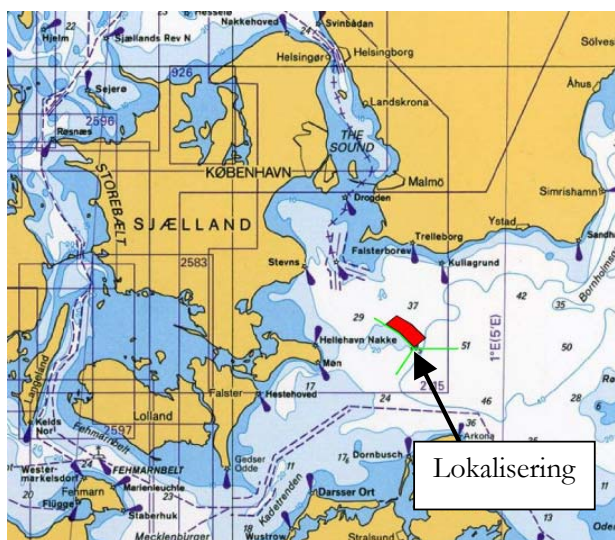
I [17] beskrivs en metod för dimensionering av transmissionskablar för nätanslutning av vindkraftparker till havs, som tar hänsyn till vindkraftens speciella lastkaraktär. Metoden innebär att kablarnas och havsbottens tröghet utnyttjas, alltså det faktum att det krävs en ganska lång tid med fullast för att kabeln ska nå sin maximala drifttemperatur. Det visas att en kabel som kontinuerligt för en medelström och som därefter under tre dygn lastas med en maxström och återigen drivs med en medelström endast når 52 % av sin tillåtna drifttemperatur. Samma procedur men med en maxström som varar sex dygn når kabeln 62 % av den tillåtna drifttemperaturen.

3 Exempelprojekt Kriegers flak

Kriegers flak är en planerad havsbaserad vindkraftpark. Projektet kommer användas som exempel för design och dimensionering av det interna kabelnätet. Olika layouter presenteras och utvärderas.

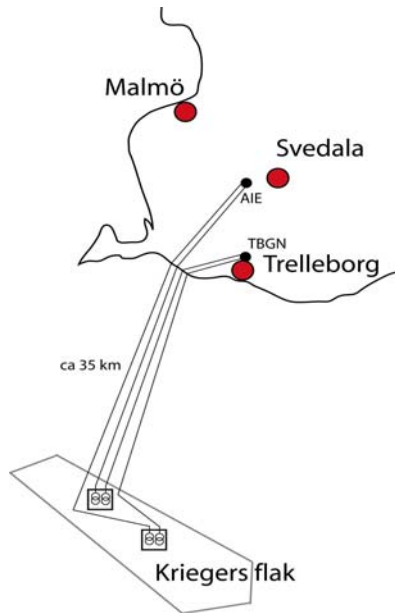
3.1 Allmänt om projektet Kriegers flak

Den planerade placeringen av vindkraftparken är Kriegers flak som är en upphöjning i södra östersjön cirka 30 km söder om Trelleborg, se figur 7. Den del av Kriegers flak där Vattenfall planerar att uppföra 128 stycken 5 MW vindkraftverk ligger inom den svenska ekonomiska zonen och gränsar mot Danmarks och Tysklands ekonomiska zoner.



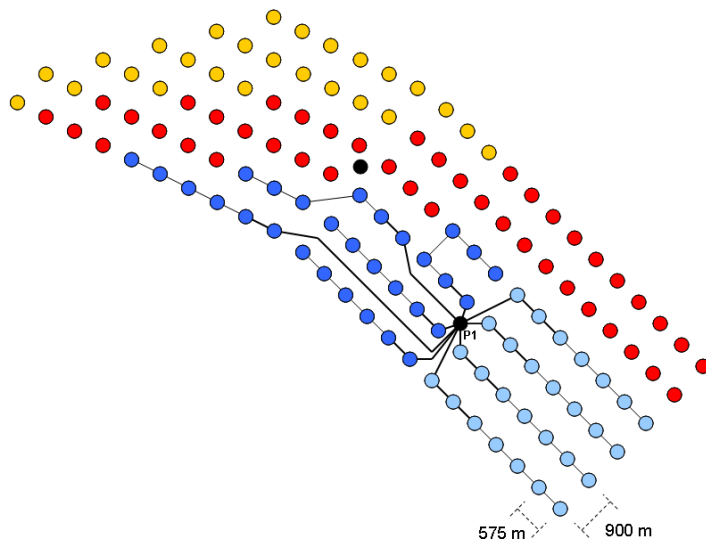
Figur 7 Kriegers flaks lokalisering [19]

Vindkraftverken kommer att anslutas till ett internt kabelnät med en spänningsnivå på 33 kV som förläggs på havsbotten. Kabelnätet ansluts till två transformatorplattformar placerade vid parken. Transformatorplattformarna planeras ha två transformatorer vardera för att reducera risken för produktionsbortfall vid haveri samt möjliggöra etappvis byggnation. Från transformatorplattformarna överförs effekten till land via fyra treledarkablar som på land skarvas ihop med landkablarna. Dessa förläggs vidare på land och ansluts till stationer i Arrie och Trelleborg Nord. Den föreslagna fördelningen mellan de två anslutningspunkterna är 300 MW respektive 340 MW. För att öka tillgängligheten planeras att en kabel från varje plattform ansluts till Arrie respektive Trelleborg Nord [20], [21], se figur 8.



Figur 8 Planerad anslutning av vindkraftsparken, där AIE och TBGN står för Arrie respektive Trelleborg Nord [19]

Det finns sedan tidigare ett förslag på vindkraftsverkens placering och en design av det interna kabelnätet. I det föreslagna interna kabelnätet har det utifrån driftsströmmar valts två stycken kabelareor, någon verifiering av förluster kontra kabel- och förläggingskostnader har ej gjorts. Vindkraftsverkens planerade placering samt kabelnätets grunddesign för etapp 1 visas i figur 9.



Figur 9 Inbördes placering och ursprunglig kabelnätdesign fas 1

Designen av kabelnätet kommer inte användas eftersom transformatorplattformarna måste placeras utanför vindkraftsparken. På grund av säkerhetsskäl vid inflygning med helikopter krävs en hinderfri inflygningssektor på 210° [22], i detta fall med en radie

på 1000 m. Vindkraftverkens inbördes placering kommer dock fortsättningsvis tillämpas i rapporten. För att göra arbetet övergripligt kommer endast en fjärdedel av den planerade vindkraftparken att analyseras.

3.2 Vindkraftverkens produktion

Vindkraftverkets producerade mekaniska effekt är proportionell mot vindens hastighet i kubik, se ekvation 3.1.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A_s \cdot C_p \cdot V_v^3 \quad (3.1)$$

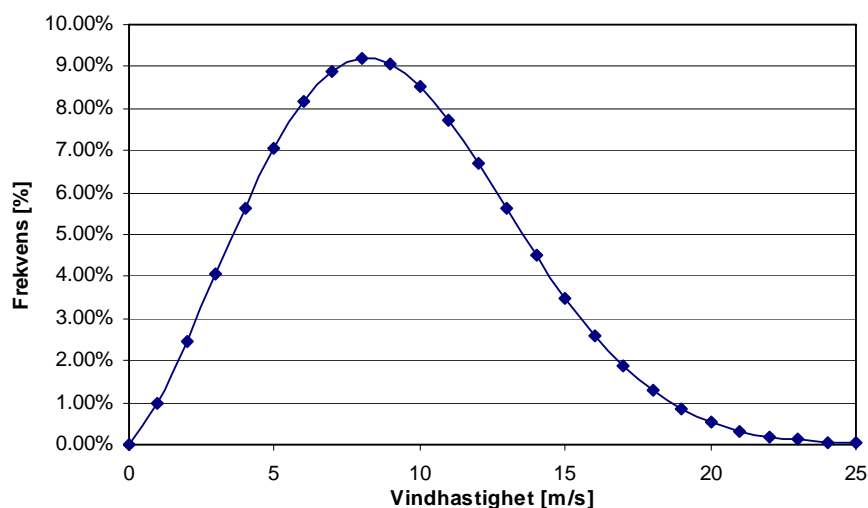
ρ är luftens densitet, A_s är den svepta arean, C_p är effektkoefficienten och V_v är vindens hastighet.

Effektkoefficienten är den del av vindens effekt som kan utnyttjas av vindkraftverket. Dess maximala värde är enligt Betz lag $16/27$ eller $59,3\%$ [14].

Om vindhastigheten fördubblas ökar effekten åtta gånger. Det innebär att vindens frekvensfördelning för ett område måste vara känd för att kunna avgöra hur mycket energi som finns i vinden. Vindens frekvensfördelning brukar uttryckas med hjälp en så kallad Weibull fördelning. Det är en sannolikhetsfördelning som definieras av formparametern C och skalfaktorn A_w [14], se ekvation 3.2.

$$f(x) = \frac{C}{A_w^C} x^{C-1} e^{-(x/A_w)^C} \quad (3.2)$$

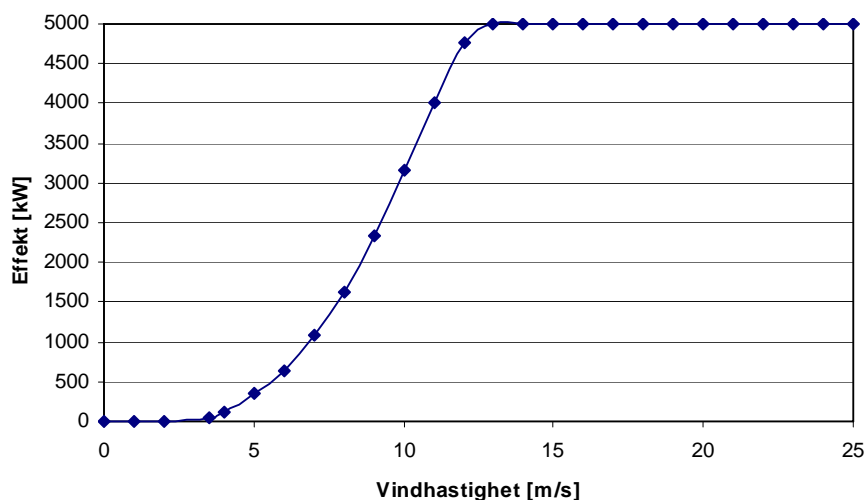
I figur 10 visas vindens Weibull fördelning för Kriegers flak på mäthöjden 100m.



Figur 10 Vindfördelning Kriegers flak, 100 m $A_w=10,4$ $C=2,33$ [23]

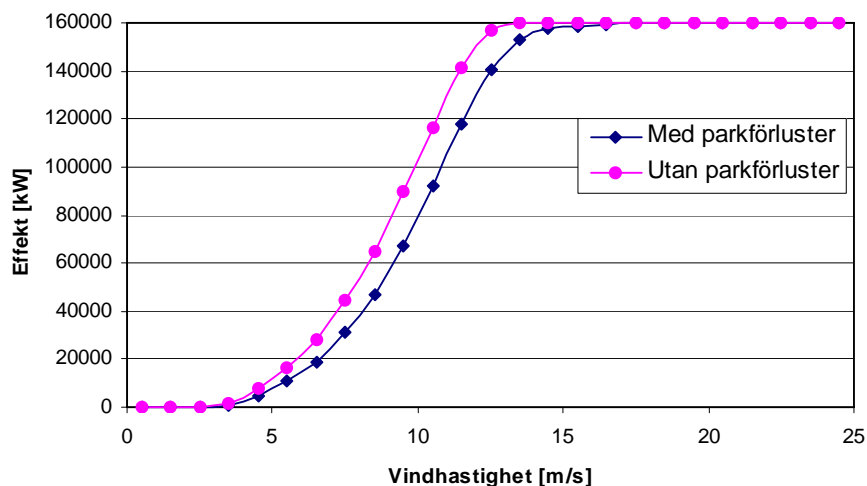
Effektproduktionen från ett vindkraftverk bestäms av respektive vindkraftverks effektkurva. Effektkurvan visar vilken elektriskt effekt vindkraftverket producerar vid en viss vindhastighet. Figur 11 visar effektkurvan för vindkraftverket 5M från

REpower. Kurvan är en av tillverkaren garanterad kurva men verkligheten är i vissa fall bättre än angivet [23].



Figur 11 Effektkurva för REpower 5M, 5MW

Effektkurvan gäller när ett vindkraftverk står ensamt och vinden blåser rakt mot rotorbladen [13]. Om flera verk är placerade nära varandra reduceras produktionen på grund av parkförluster så kallade vindvakor eller vakeffekter. De uppstår när vindens hastighet bromsas ned av rotorbladen [14]. Parkförlusterna måste beaktas för en korrekt bedömning av vindkraftparkens produktion och av de förluster som därav uppstår. I figur 12 visas en effektkurva som representerar en fjärdedel av Kriegers flaks tänkta installerade effekt, med och utan parkförluster.



Figur 12 Effektkurva för 1/4 av Kriegers flak

Figur 12 visar att vindkraftparken producerar full effekt först vid cirka 17 m/s om hänsyn tas till parkförluster jämfört med vid cirka 14 m/s om vindkraftverken skulle ha varit placerade ensamma.

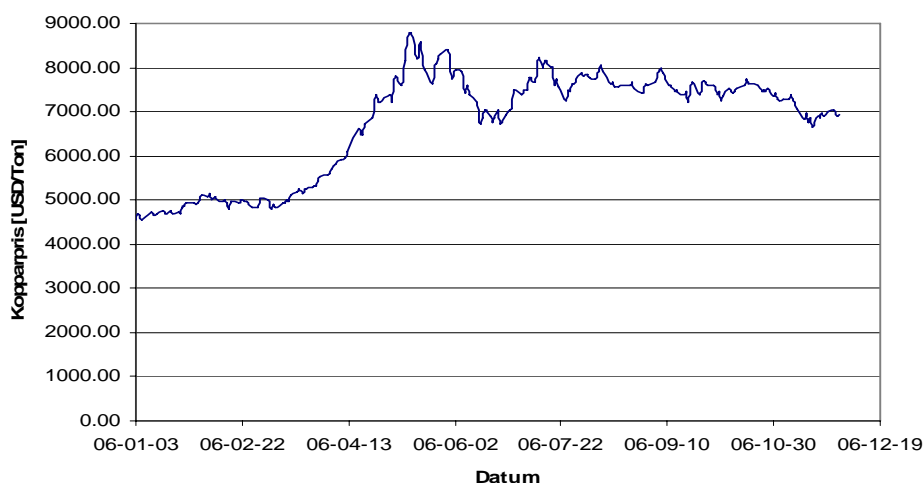
Med informationen från vindfördelningen och effektkurvan beräknas den årliga produktionen till cirka 609,52 GWh. Då gäller antagandet att alla vindkraftverk är tillgängliga hela året.

3.3 Kabelnätslayouter och analys av dessa

I kapitlet presenteras de indata som används för att ta fram och analysera olika kabelnätslayouter. Vidare presenteras de kabelnätslayouter som har tagits fram.

3.3.1 Indata till ekonomisk analys

Om ett kabelnät dimensioneras endast utifrån termiska aspekter kommer detta sannolikt inte att vara optimalt utifrån ett ekonomiskt perspektiv [24]. Olika layouter av det interna kabelnätet med varierande kabelareor kommer presenteras och utvärderas. De parametrar som beaktas är förluster, förläggingskostnad och kabelkostnad. Dessa parametrar är svåra att värdera eftersom framtida elpris är svårt att förutspå samt att kablers förläggingskostnad i mycket stor utsträckning beror på bottenförhållandena. Kostnaden för kabel är svårbedömd eftersom kabeltypen är relativt ovanlig och inköpta kvantiteter samt kopparprisets utveckling inverkar på priset. Kopparprisets utveckling under 2006 på London Metal Exchange visas i figur 13. Som framgår av figuren är kopparpriset oberäkneligt, på ca 60 dagar förändrades det med ca 80 %.



Figur 13 Kopparprisets utveckling under 2006

Från en kabeltillverkare har grova budgetpriser erhållits för sjökablar på 36 kV-nivå, se tabell 14. Priserna gäller längder över fem kilometer. En erfarenhetsbaserad kostnad för förlägningen är 1-1,5 miljon kronor per kilometer, oavsett kabelarea [16].

Tabell 14 Budgetpris för olika kabelareor

Area [mm ²]	Budgetkostnad [kr/m]
95	1000
150	1400
240	1800
400	2200
630	3000
800	3500

Endast belastningsförluster i det interna kabelnätet beaktas, inte belastnings- och tomgångsförluster i transformatorer och transmissionskablar. Maximala belastningsförluster beräknas med hjälp av programvaran PSS/E-30 (Power System Simulator for Engineering). Kostnaden för förluster beräknas för en teknisk livslängd på 20 år med en kalkylränta på 5 % och ett medelpris på 0,40 kr/kWh.

Den totala kostnaden för varje alternativt kabelnät beräknas enligt följande:

$$\text{Totalkostnad} = W_f \cdot El_m \cdot k_{NUS} + \sum_{r=1}^n L_r (F + K_r) \quad (3.3)$$

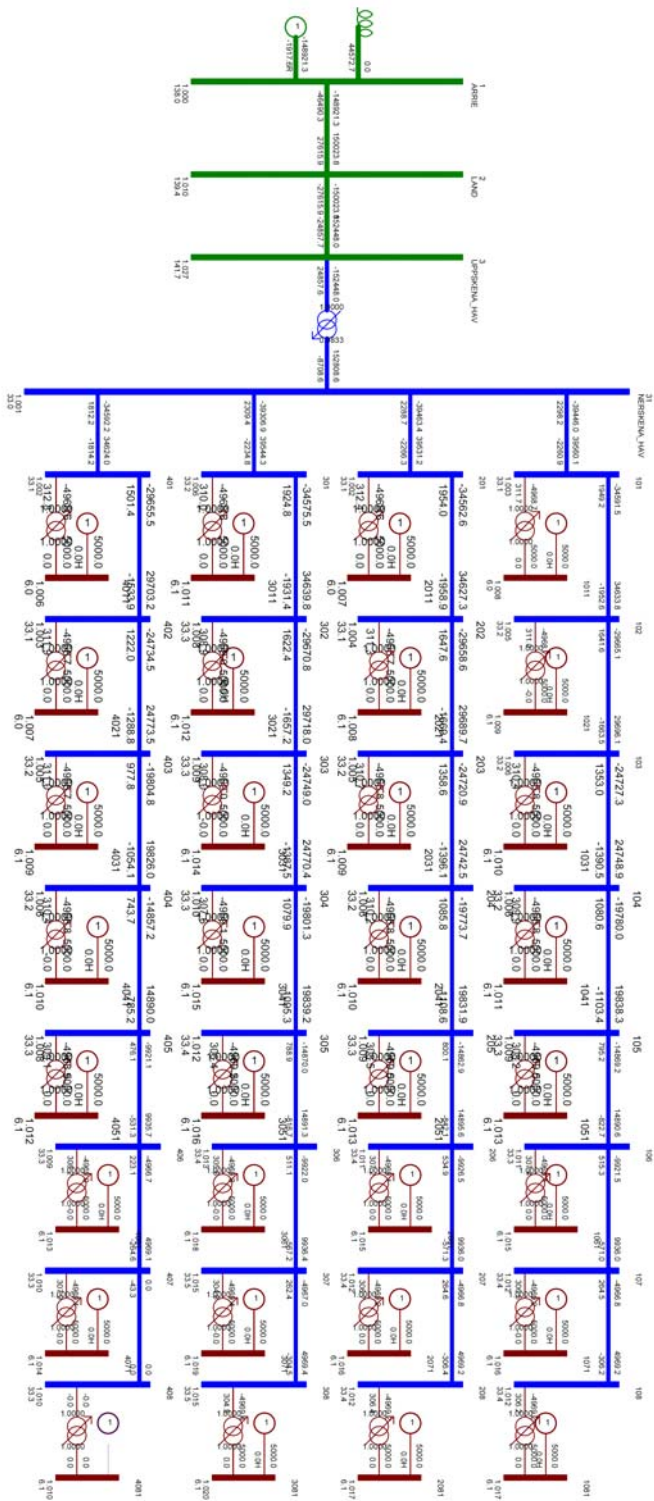
där W_f är årlig förlustenergi, El_m är medelpris, k_{NUS} är kapitaliseringsfaktorn, n är antalet använda kabelareor, L_r är längden per använd kabelarea, F är förläggningskostnaden och K_r är kabelpriset.

3.3.2 Indata till lastflödesmodell

Lastflödesberäkningar görs för att ta reda på hur aktiv- och reaktiv effekt flyter i nätet och därmed få kännedom om spänningsnivåer, lastströmmar och de resulterande aktiva effektförlusterna i nätet.

En lastflödesmodell av nätet har byggts i PSS/E. Modellen representerar en transmissionskabel mellan anslutningspunkten i Arrie och vindkraftparken inklusive en huvudtransformator. Varje alternativt kabelnät med tillhörande vindkraftsgeneratorer och aggregattransformatorer representeras också i en lastflödesmodell. Denna modell ansluts sedan till det ekvivalenta transmissionsnätet. I modellen används genomgående effektfaktorn 1,0 för generatorerna, d.v.s. reaktiv

effekt varken konsumeras eller produceras. I figur 14 visas en av modellerna från beräkningsprogrammets grafiska gränssnitt.



Figur 14 Lastflödesmodell för ekvivalent transmissionsnät och ett internt kabelnät

Huvudtransformatorn har ingen automatisk spänningsreglering i modellen. Omsättningen har valts så att spänningen på nedspänningssidan är 33,0 kV vid full produktion. Spänningen i matningspunkten är 138,0 kV. De indata som har använts för att bygga lastflödesmodellerna presenteras i tabell 15, 16 och 17.

Tabell 15 Transformatordata

	U_1/U_2 [kV]	S_n [MVA]	z_k [%]	r_k [%]
Aggregattransformator	36/0,69	5,5	7	0,7
Huvudtransformator	145/36	168	12	0,27

Tabell 16 Data för 36 kV kablar

Area [mm ²]	I_{max} 90°C [A] ($\rho_T=1,0$)	I_{max} 90°C [A] ($\rho_T=0,6$)	R_+ 90°C [Ω/km]	X [Ω/km]	C_d [μF/km]
95	309	352	0,2637	0,1426	0,163
150	389	447	0,174	0,1289	0,202
185	433	501	0,1475	0,1239	0,217
240	484	556	0,1185	0,1207	0,237
400	617	720	0,0805	0,11	0,283
630	734	867	0,0629	0,1024	0,341
800	868	1014	0,0428	0,0993	0,375

Värdena i tabell 16 är beräknade vid förläggning av kabeln på en meters djup i botten med en temperatur på 15°C. Kabeln antas kontinuerligt belastad med en maximalt tillåten drifttemperatur på 90°C. Ström värdena är givna vid två olika termiska resistiviteter, 0,6 K·m/W och 1,0 K·m/W. Resistansvärdena är givna vid en temperatur på 90°C. Drifttemperaturen kommer inte att anta 90°C i alla kablar men omräkning av alla resistansvärden till rätt drifttemperatur anses orimligt tidsödande med liten inverkan på de totala förlusterna

Tabell 17 Data för 145 kV transmissionskablar

Area [mm ²]	R_+ [Ω/km]	X [Ω/km]	C_d [μF/km]
(Landkabel) 1x1000	0,0542	0,1068	0,25
(Sjökabel) 3x800	0,0566	0,1160	0,211

Det är inte bestämt vilken typ av fundament som ska användas i projektet. Det är inte heller utrett med vilket avstånd kablarna kommer placeras vid införandet i transformatorplattformen. Därmed är det svårt att göra en bedömning av vilka korrektionsfaktorer som ska användas. Vid val av kabelareor kommer därför de strömvärden som anges i tabell 16 användas som maxströmvärden.

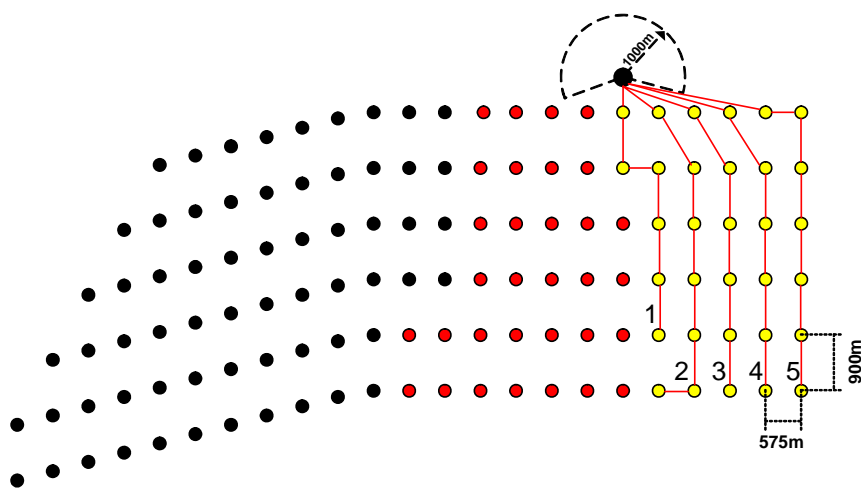
I det interna kabelnätet används spänningen 33 kV. Enligt Svenska Kraftnät [25] skall en vindkraftgrupp kontinuerligt upprätthålla utmatningen av effekt vid 90 % av spänningen i anslutningspunkten. Därmed kan spänningen i det interna kabelnätet vara lägre än 33 kV. När spänningen sjunker ökar driftströmmarna, dessa blir då dimensionerande för valet av kabelarea. Förlusterna är dock beräknade vid 33 kV eftersom tiden med reducerad spänning per år är liten.

Nedan presenteras och utvärderas de olika layouterna. För att begränsa antalet möjliga alternativ har endast två alternativt tre olika kabelareor använts per alternativ av kabelnät. Hur förläggingskostnaden påverkas av antalet kabelareor per alternativ är inte utrett. I rapporten antas att förläggingskostnaden är densamma om två eller tre olika kabelareor används.

För varje alternativt kabelnät presenteras total förlusteffekt, totalt producerad reaktiv effekt, total årlig energiförlust och totalkostnad.

3.3.3 Layout 1

Den layout som visas i figur 15 är en radiell layout med sex till sju vindkraftverk per radial. För den fjärdedel av parken som beaktas åtgår cirka 31 km kabel. De exakta kabellängder som använts i lastflödesberäkningarna redovisas i bilaga A.



Figur 15 Kabelsträckning för layout 1

I tabell 18 visas de maximala driftströmmar som flyter i delsträckorna mellan vindkraftverken när spänningen är reducerad till 0,9 p.u. i anslutningspunkten. Som tidigare nämnts är dessa dimensionerande.

Tabell 18 Maximala driftströmmar i delsträckorna mellan vindkraftverken vid reducerad spänning

Max driftström [A] U=0,9 p.u.						
Delsträcka nr.						
1	2	3	4	5	6	7
677	579	483	386	289	193	96

De olika kombinationerna av kabelareor, delar av resultatet från lastflödesberäkningarna och den totala kostnaden för varje alternativ beräknad enligt samband 3.3 framgår av tabell 19

Tabell 19 Resultat från lastflödesberäkning

	Kabelarea [mm ²]					Reaktiv effekt [kVAr]	P _{fmax} [kW]	Total årlig förlust [GWh]	Total kostnad [Msek]
	630	400	240	150	95				
	Längd [km]								
Alt1	17,5	-	-	13,8	-	3025	992,3	2,79	117,2
Alt2	13,2	-	18,2	-	-	3034	1005,9	2,83	117,6
Alt3	8,1	9,4	-	13,8	-	2836	1076,7	3,03	110,8
Alt4	-	13,2	-	9,1	9,1	2433	1395,4	3,93	101,6
Alt5	-	8,1	-	5,0	18,2	2178	1870,0	5,26	100,6

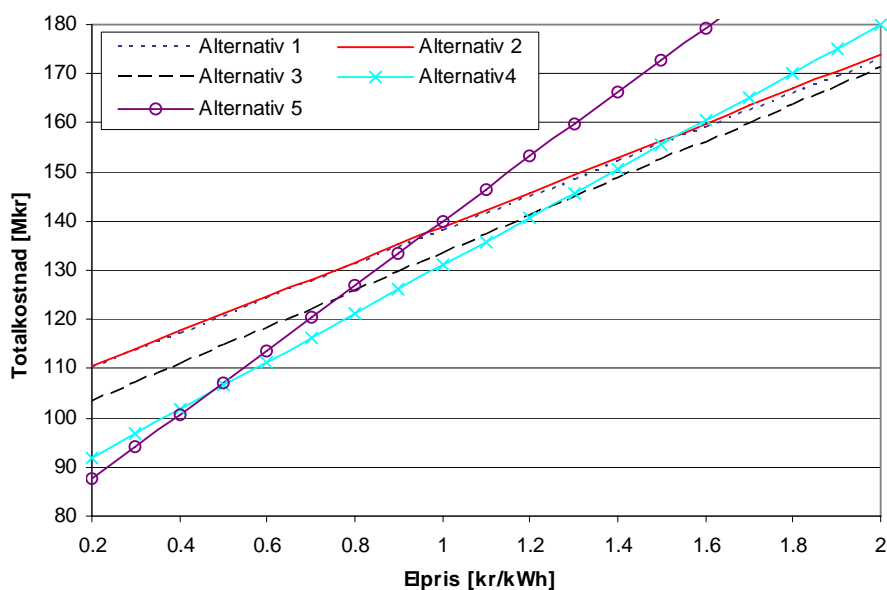
I alternativ 1 till 3 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 1,0 K·m/W.

I alternativ 4 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 0,6 K·m/W.

I alternativ 5 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 0,6 K·m/W. Dessa strömvärden har sedan ökats med 20 %. Detta för att undersöka effekten av att tillämpa principen att kablarna under vissa perioder drivs med en ström högre än kabelns strömvärde, se kapitel 2.4.

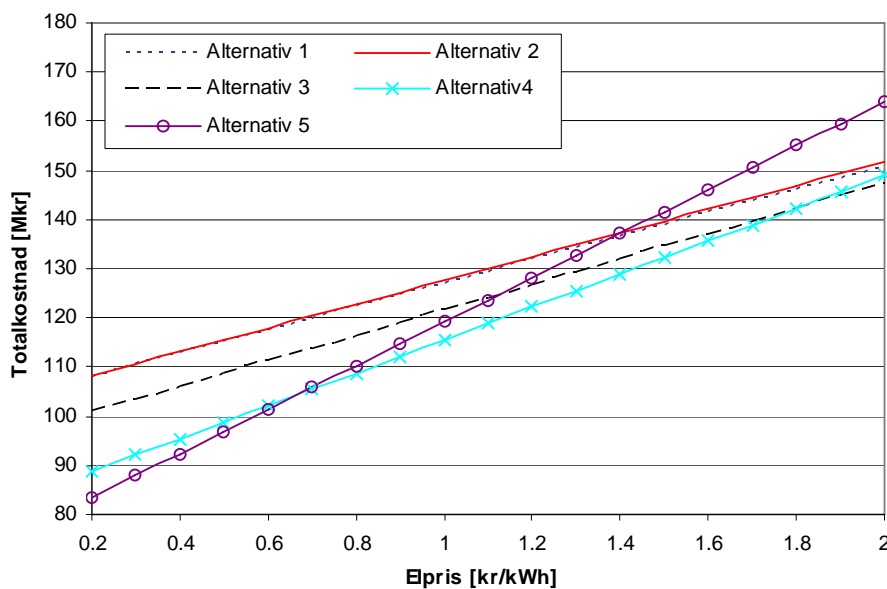
3.3.3.1 Ekonomisk analys

Beroende på vilket elpris som används i ekvation 3.3 varierar totalkostnaden och därmed förändras vilket alternativ som är ekonomiskt fördelaktigast. Figur 16 visar elprisets inverkan på totalkostnaden för varje alternativ.



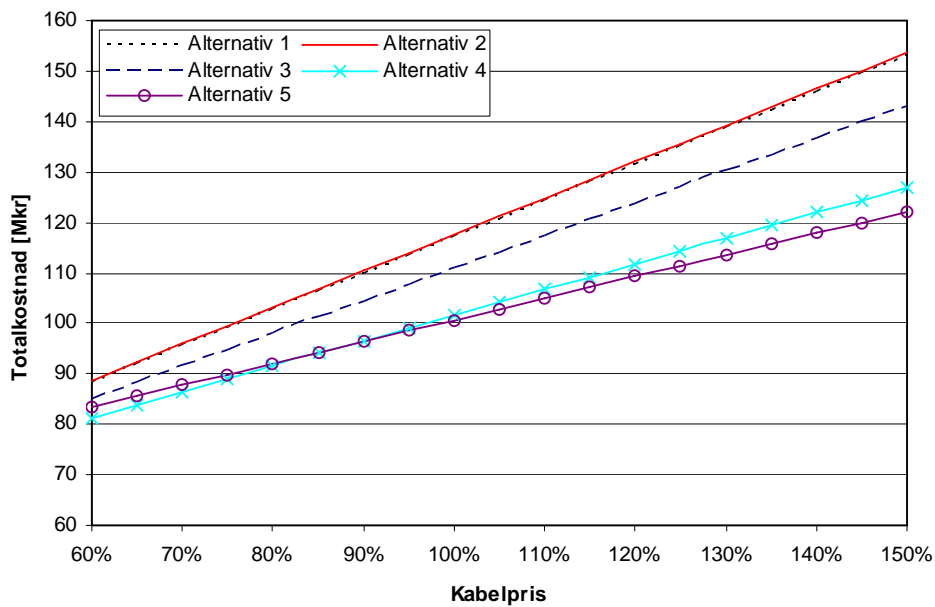
Figur 16 Elprisets inverkan på totalkostnaden, kalkylränta 5 %

Som tidigare nämnts används kalkylräntan 5 %. Om en kalkylränta på 10 % antas blir elprisets inverkan på totalkostnaden enligt figur 17.



Figur 17 Elprisets inverkan på totalkostnaden, kalkylränta 10 %

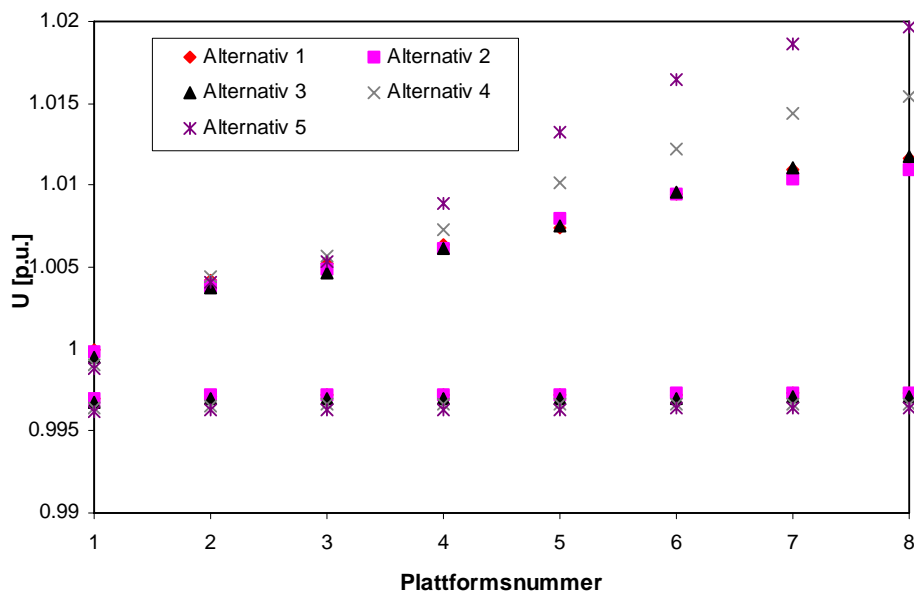
Kabelprisets inverkan på totalkostnaden visas i figur 18. ”Kabelpris 100 %” motsvarar budgetpriserna i kapitel 3.3.1.



Figur 18 Kabelprisets inverkan på totalkostnaden

3.3.3.2 Teknisk analys

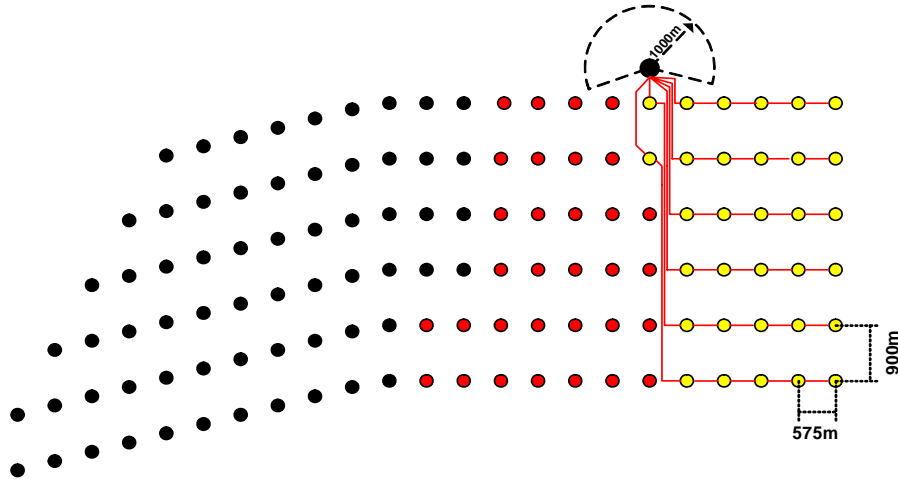
I figur 19 visas spänningen längs en av radialerna från varje alternativ. De stigande värdena motsvarar full produktion och de icke stigande värdena motsvarar tomgång. Det första värdet motsvarar spänningen på skenan i transformatorplattformen.



Figur 19 Spänningen längs en radial från varje alternativ vid full produktion och tomgång. Spänningsvariationerna utmed radialerna är måttliga.

3.3.4 Layout 2

Layouten i figur 20 är radiell med fem till sex vindkraftverk per radial. För beaktad del åtgår cirka 34 km kabel. I bilaga A finns de exakta kabellängderna.



Figur 20 Kabelsträckningen för layout 2

Förluster och kostnader för layout två visas i tabell 20.

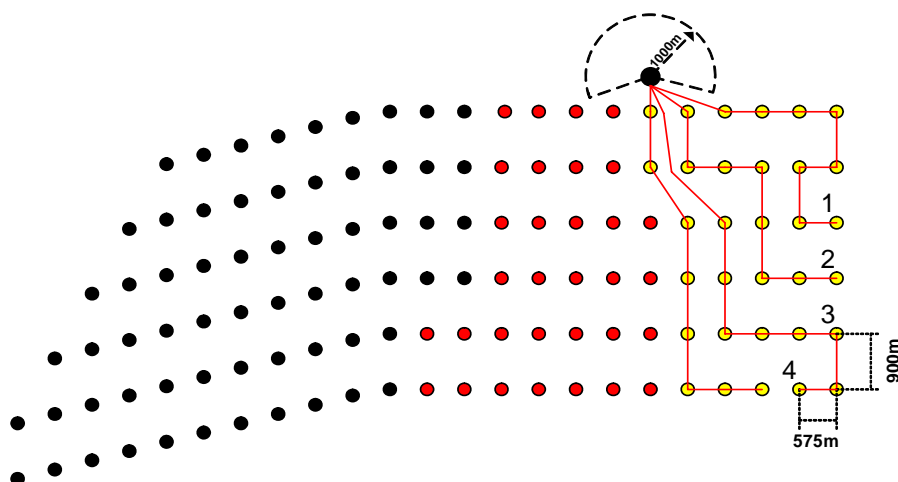
Tabell 20 Resultat från lastflödesberäkning

	Kabelarea [mm ²]				P _{fmax} [kW]	Total årlig förlust [GWh]	Total kostnad [Msek]
	630	400	240	150			
	Längd [km]						
Alt1	-	23,10	-	11,07	1219,31	3,43	117,6
Alt2	-	19,41	14,76	-	1205,45	3,39	120,3

Upp till sex kablar parallellt är sannolikt ingen bra lösning då det skapar problem vid kabelfel. T.ex. kan det bli problem när reparationsfartyget skall sätta ned stödben som kan orsaka skada på de parallella kablarna. Denna layout kommer därför inte analyseras.

3.3.5 Layout 3

I figur 21 visas en layout med syftet att minimera kabellängden vilket resulterade i åtta vindkraftverk per radial. Den totala kabellängden är cirka 27 km. De exakta kabellängder som använts i lastflödesberäkningarna finns i bilaga A.



Figur 21 Kabeldragning för layout tre

I tabell 21 visas de maximala driftströmmar som flyter i delsträckorna mellan vindkraftverken när spänningen i anslutningspunkten är reducerad till 0,9 p.u.

Tabell 21 Maximala driftströmmar vid reducerad spänning

Max driftström [A] U=0,9 p.u.								
Sträcka nr.								
1	2	3	4	5	6	7	8	
771	674	577	481	384	288	192	96	

De olika kombinationerna av kabelareor, delar av resultatet från lastflödesberäkningarna och den totala kostnaden för varje alternativ beräknad enligt samband 3.3 framgår av tabell 22.

Tabell 22 Resultat från lastflödesberäkning

	Kabelarea [mm ²]						Reaktiv effekt [kVAr]	P _{fmax} [kW]	Total årlig förlust [GWh]	Total kostnad [Msek]
	800	630	400	240	150	95				
	Längd [km]									
Alt1	8,6	-	18,2	-	-	-	2889	990,4	2,79	110,6
Alt2	14,6	-	-	12,1	-	-	2886	916,2	2,58	112,6
Alt3	8,6	-	9,5	-	8,7	-	2644	1079,0	3,04	104,9
Alt4	-	8,6	9,5	-	-	8,7	2432	1382,8	3,89	101,4
Alt5	-	-	8,6	6,1	-	12,1	2029	1945,9	5,48	95,9

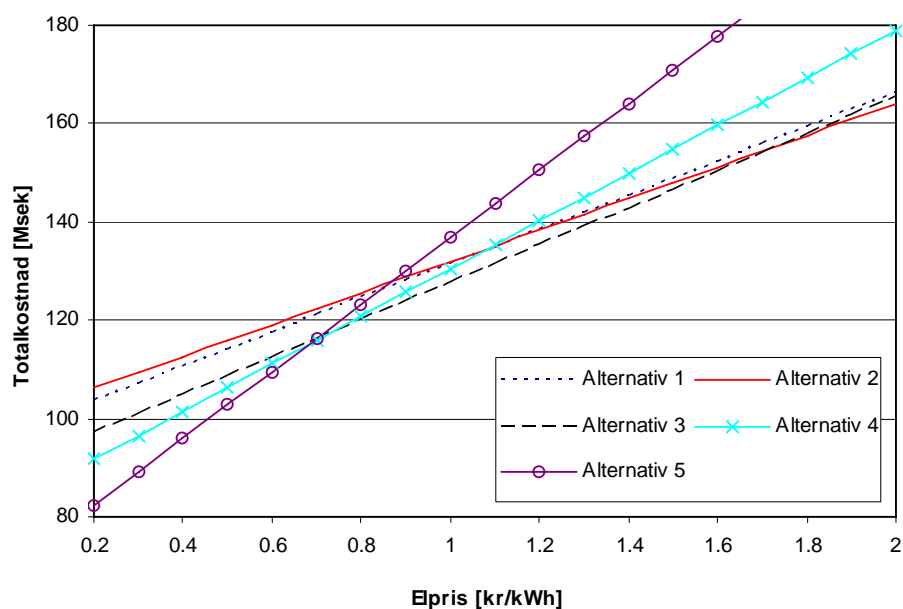
I alternativ 1 till 3 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 1,0 K·m/W.

I alternativ 4 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 0,6 K·m/W.

I alternativ 5 är kabelareorna valda utifrån strömvärden för kabel förlagd i mark med termiska resistiviteten 0,6 K·m/W. Dessa strömvärden har sedan ökats med 20 %. Detta för att undersöka effekten av att tillämpa principen att kablarna under vissa perioder drivs med en ström högre än kabelns strömvärde, se kapitel 2.4.

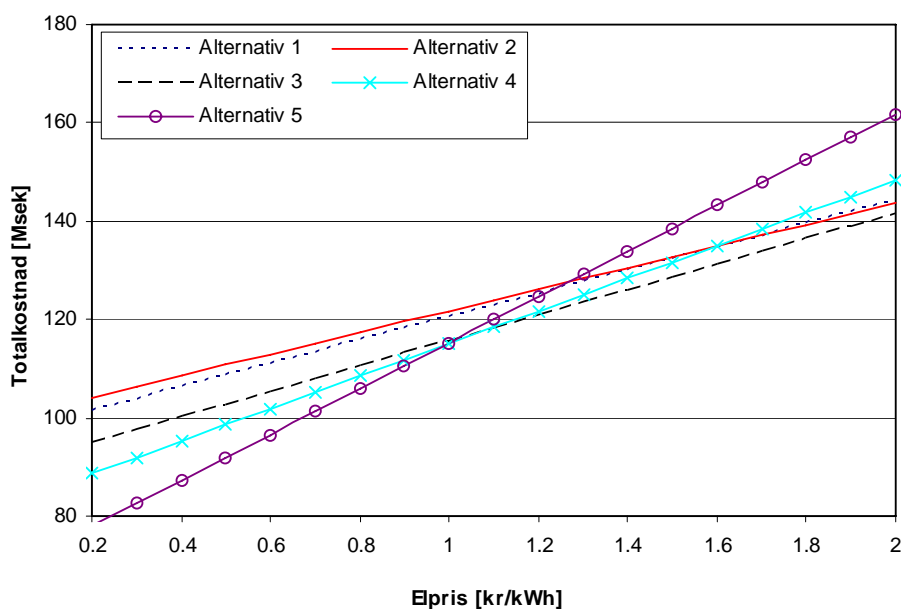
3.3.5.1 Ekonomisk analys

Elprisets inverkan på totalkostnaden framgår av figur 22.



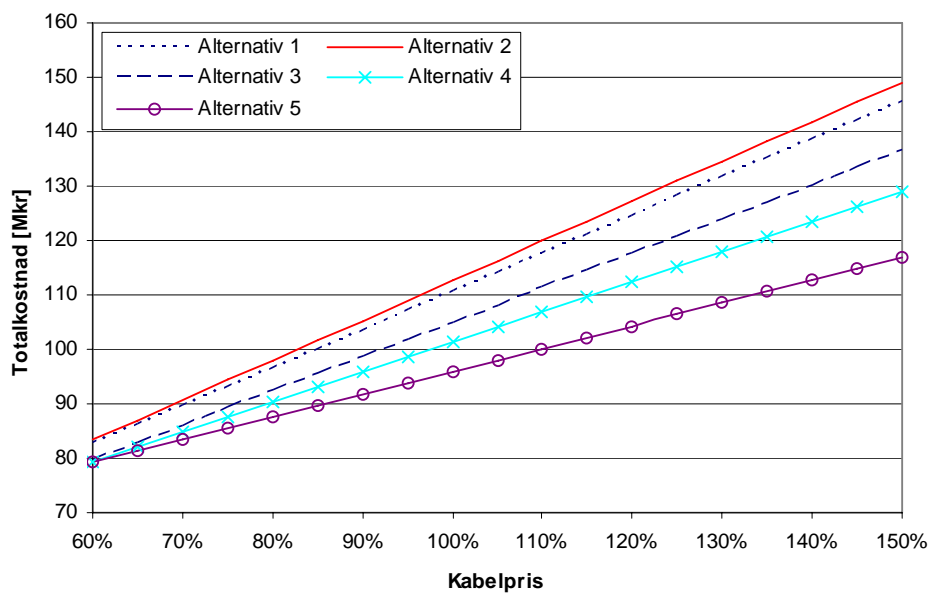
Figur 22 Elprisets inverkan på totalkostnaden, kalkylränta 5 %

Figur 23 visar hur elpriset påverkar totalkostnaden med kalkylräntan 10 %.



Figur 23 Elprisets inverkan på totalkostnaden, kalkylränta 10 %

Figur 24 visar kabelprisets inverkan på totalkostnaden. ”Kabelpris 100 %” motsvarar budgetpriserna i kapitel 3.3.1.

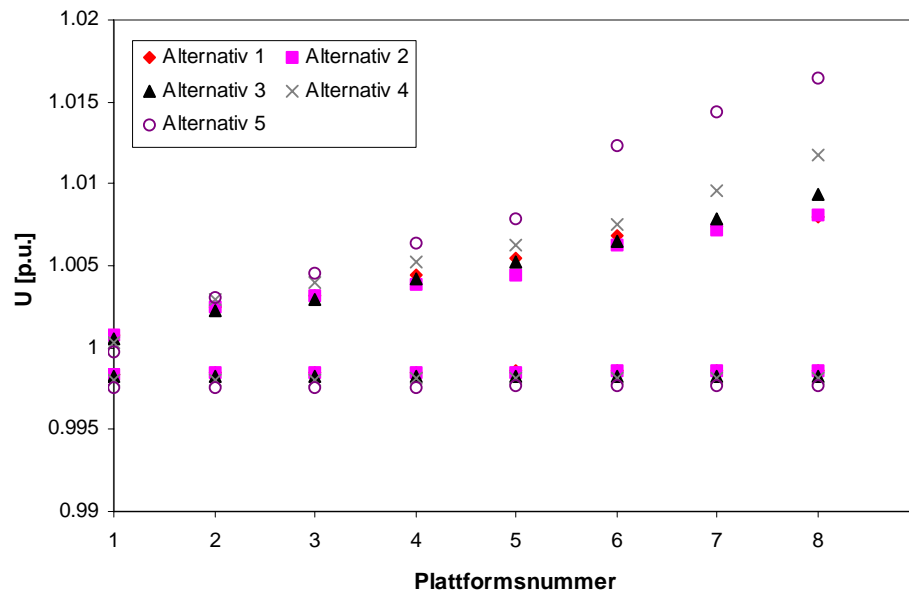


Figur 24 Kabelprisets inverkan på totalkostnaden

3.3.5.2 Teknisk analys

I figur 25 visas spänningen längs en av radialerna från varje alternativ, dels vid full produktion och dels vid tomgång, där stigande spänning representerar fall med full

produktion. Det första värdet motsvarar spänningen på skenan i transformatorplattformen.



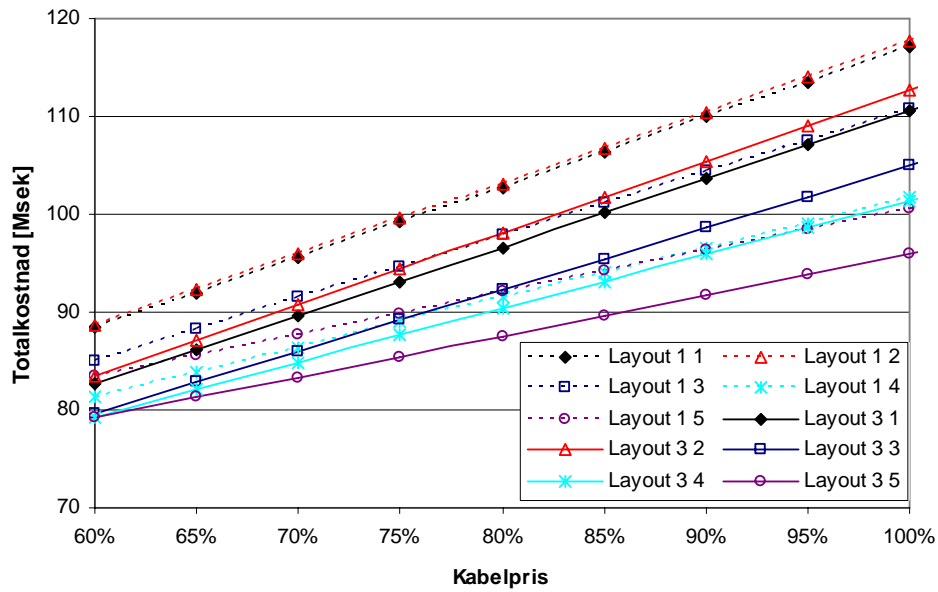
Figur 25 Spänningen längs en av radialerna från varje alternativ vid full produktion

Spänningsvariationerna utmed radialerna är måttliga.

3.3.6 Jämförelse mellan layout 1 och layout 3

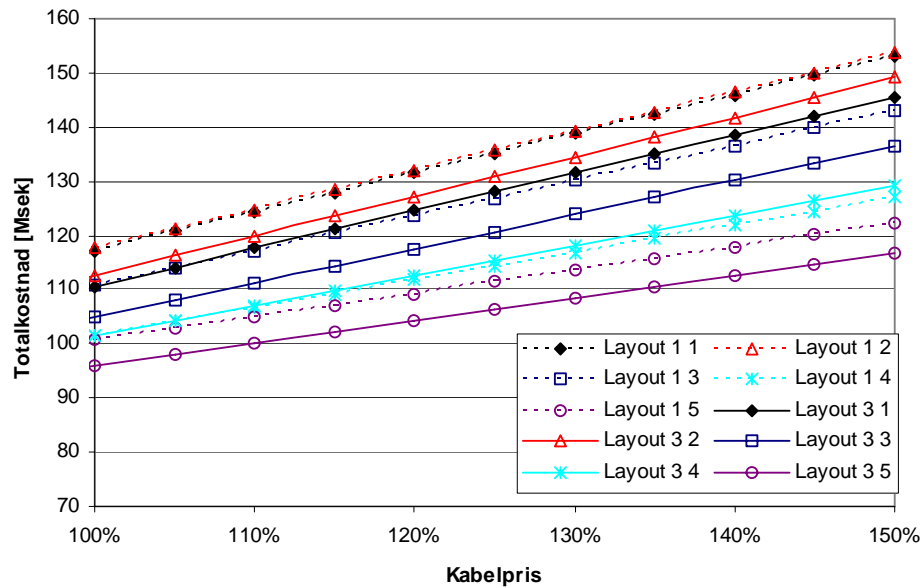
Vilken layout som är mest fördelaktig är svårt att avgöra beroende på att många parametrar är osäkra. I detta kapitel visas totalkostnaden för varje alternativ när kabelpris, förläggingskostnad och elpris varierar.

Figur 26 visar totalkostnaden för de olika layouternas alternativ när kabelpriset varierar mellan 60 och 100 %. ”Kabelpris 100 %” motsvarar budgetpriserna i kapitel 3.3.1.



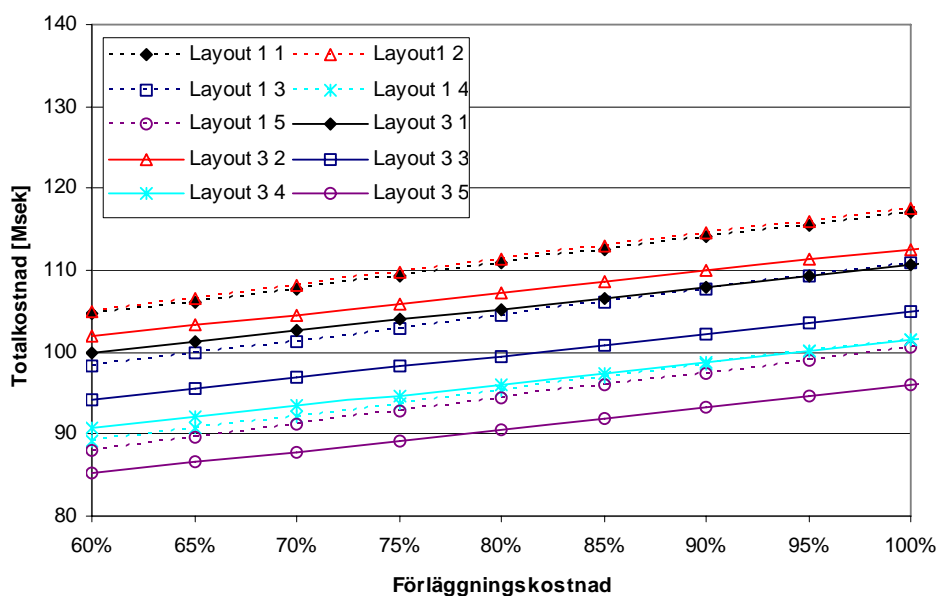
Figur 26 Kabelprisets inverkan på totalkostnaden, kabelpris 60 till 100 %

Figur 27 visar totalkostnaden när kabelpriset varierar mellan 100 och 150 %.

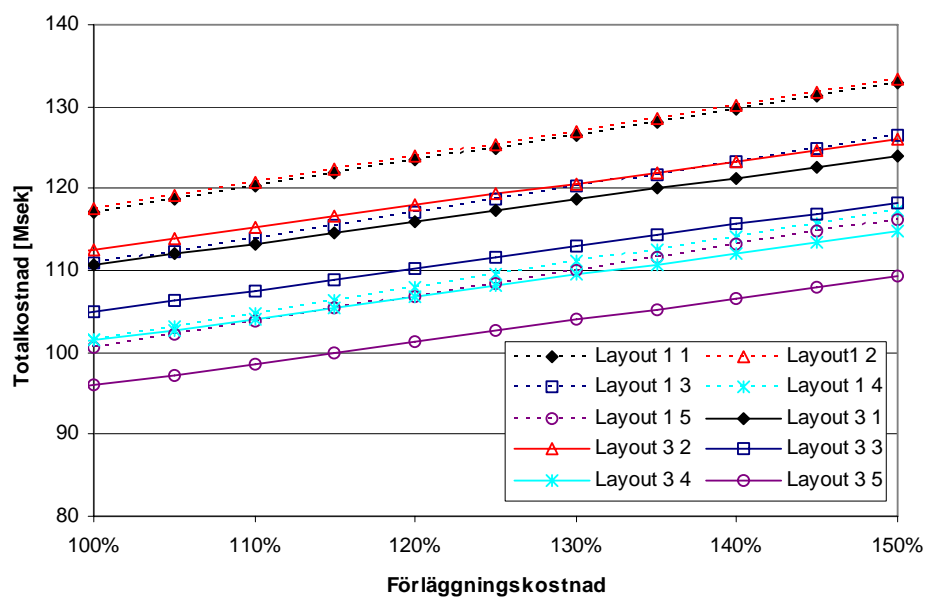


Figur 27 Kabelprisets inverkan på totalkostnaden, kabelpris 100 till 150 %

Eftersom olika kabellängder används i layouterna har förläggingskostnaden betydelse. I figur 28 och figur 29 visas hur variation av förläggingskostnaden inverkar på totalkostnaden för de olika alternativen. ”Förläggingskostnad 100 %” motsvarar en miljon kronor.

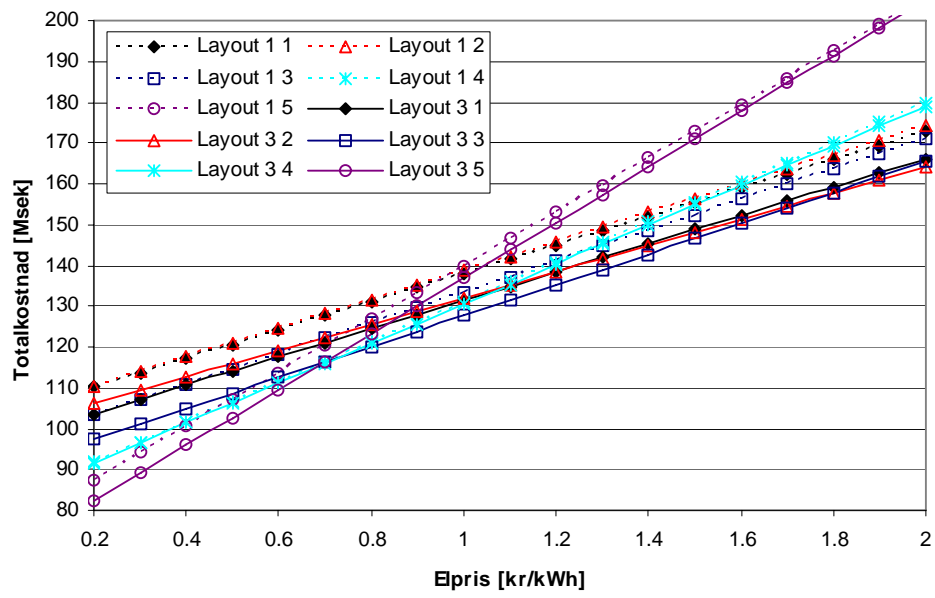


Figur 28 Variation av förläggningskostnaden, 60 till 100 %



Figur 29 Variation av förläggningskostnaden, 100 till 150 %

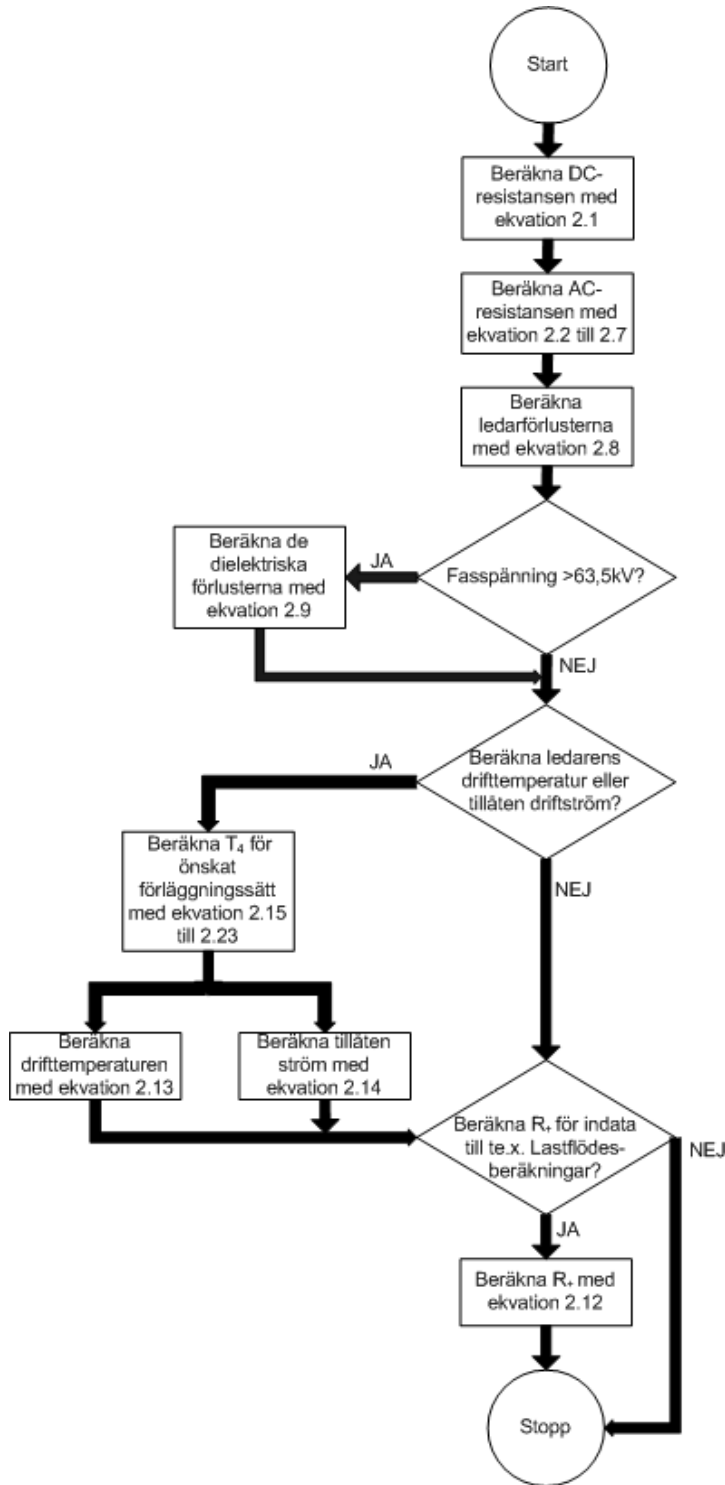
I figur 30 visas hur elpriset påverkar den totala kostnaden.



Figur 30 Elprisets inverkan på totalkostnaden

4 Slutsatser

Erhålls värden på λ_1 , λ_2 , T_1 , T_2 , och T_3 från kabeltillverkaren kan beräkningsgången som presenteras i figur 31 användas för att göra en korrekt kabeldimensionering.



Figur 31 Beräkningsgång för kabeldimensionering

Beräkning av en kabels strömvärde för olika förläggningssätt, t.ex. kabel i rör utsatt för solstrålning är svårt eftersom många parametrar måste beaktas. För att få korrekta resultat krävs därmed att datorsimuleringar utförs.

Resultatet från de lastflödesberäkningar som utförts påvisar vikten av att välja kabelareor med ett strömvärde nära maxströmmen. Det är alltså inte lämpligt att välja en kabel med stor marginal och utgå ifrån att de minskade förlusterna kompenserar den dyrare kabeln. Därmed är information om kabelsträckningens beskaffenhet av yttersta vikt för att göra en korrekt beräkning av kabelns strömvärde. Då måste begränsningar som bottenens termiska resistivitet, kabelgenomföringar i fundament och parallelldragning av kablar identifieras. Utförande som sänker kabelns strömvärde bör undvikas, t.ex. kan rör fyllas med material som har bättre värmeledningsförmåga, rör kan ventileras och parallella kablar läggas med tillräckligt avstånd. I fall när osäkerhet råder om hur kabelns strömvärde påverkas av en viss omgivning bör datorsimuleringar tillämpas.

Att tillämpa kabeldimensioneringsmetoder som utnyttjar vindkraftlastens karaktär vore lämpligt. Alltså att välja kabelareor med strömvärden som understiger den maximala belastningsströmmen. I vilken utsträckning detta är möjligt är inte utrett. Betydelsen av att känna till de termiska förhållandena längs kabelsträckningen blir större om denna metod tillämpas. Eftersom förlusterna ökar som en följd av klenare areor får variationer i elpriset större betydelse och därmed måste elprisets framtida utveckling noga bedömas.

Avseende kabelnätslayout tyder beräkningsresultaten på fördelar att minimera kabellängden genom att installera fler vindkraftverk per raidal, med gradvis grövre area. Dock har inte aspekten att ju fler vindkraftverk per radial desto större intäktsbortfall vid t.ex. kabelfel.

4.1 Rekommendationer till fortsatt arbete

I rapporten har endast en fjärdedel av parken beaktats men om en större del beaktas kan möjligen andra och bättre kabelnätslayouter skapas.

Då delar av resultatet tyder på fördelar att överutnyttja en kabels överföringsförmåga när vindkraftlast avses bör det utredas hur detta kan göras.

Simuleringar med finitaelementmetoden för typfall av kabelgenomföringar, parallelldragning etc. Detta för att ta fram korrektionsfaktorer för dessa typfall.

Källförteckning

1. Kling, Åsa m.fl. (2001). *Kabelanslutning av havsbaserad vindkraft Tillståndsprövning och miljöpåverkan* Elforsk Rapport 01:05. Stockholm: Elforsk AB
2. Edited by Moore, G.F. (1997). *Electric Cables Handbook, Third Edition*. London: Blackwell Science
3. Anders, George J. (1997). *Rating of Electric Power Cables: Ampacity Computations for Transmission, Distribution and Industrial Applications*. New York: IEEE Press.
4. SEK (Svenska Elektriska Kommissionen) (2005). SS-EN 60228 *Kraftkablar och installationskablar – Ledare*.
5. *Ericsson Cables AB (1999). Kraftabelhandboken, andra upplagan.*
6. IEC (International Electrotechnical Commission) (2001). IEC standard 60287-1-1. *Electric cables – Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – General*.
7. Martinsson, Bo, ABB High Voltage Cables AB, telefonsamtal den 16 november 2006
8. IEC (International Electrotechnical Commission) (2006). IEC standard 60287-2-1. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Thermal resistance - Calculation of thermal resistance*.
9. Brakelmann, Heinrich (2006). *Meeresbodenerwärmung durch Hoch- und Höchstspannungskabel zur Netzanbindung von Offshore-Windparks*, Universität Duisburg- Essen.
10. IEC (International Electrotechnical Commission) (1999). IEC 60287-3-1. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3-1: Sections on operation conditions - Reference operating conditions and selection of cable type*.
11. Henning, Gunnar, ABB High Voltage Cables AB, telefonsamtal den 5 december 2006.
12. ABB (Asea Brown Boveri Ltd) (2006). *XLPE Cable systems User's guide rev. 2*. [Elektronisk] Tillgänglig: <<http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=2GM5007%20GB%200501&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch>> [2006-12-21]
13. Danish Wind Industry Association / Know how / Guided Tour / (Senast uppdaterad 2003-09-19) [Elektronisk]. Köpenhamn: Danish Wind Industry Association. Tillgänglig: <<http://www.windpower.org/en/tour.htm>> [2006-12-21]
14. Wizeliuz, Tore (2003). *Vindkraft i teori och praktik*. Lund: Studentlitteratur.
15. de León, Francisco (2006). *Major factors affecting cable ampacity*. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.
16. Larsson, Åke, Vattenfall Power Consultant AB, samtal den 7 december 2006.

17. Brakelmann, Heinrich (2006). *Thermal analysis of cable groups for wind power transmission*. Sixth International Workshop on Large-Scale integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms 2006.
18. Joergensen, H.J m.fl.(2004). *Improved Operation of Cables Connecting Offshore Wind Farms to the Power Grid*, CIGRE-report B1-201. Cigré- Session 2004.
19. Larsson, Åke m.fl. (2006). *Krieger's Flak Wind Farm*. Nordic Wind Power Conference 2006
20. Larsson, Åke, Ellerth, Peter & Larsson, Richard (2006). *Internt elnät – Kriegers flak*. Swedpower AB.
21. Larsson, Åke, Ellerth, Peter & Larsson, Richard (2006). *Systemstudie Kriegers flak*. Swedpower AB.
22. Luftfartsstyrelsen. Grund-LFS 1997:49, BCL-F, kapitel 2.3 *Bestämmelser om anläggning och utformning av helikopterflygplats*. [Elektronisk] Tillgänglig: <<http://www.lfs.luftfartsstyrelsen.se/irisext/>> [2007-01-04]
23. Kapper, Robert, Vattenfall Power Consultant AB, E-post korrespondens den 5 december 2006.
24. Walling, Reigh A. & Ruddy, Tom. *Economic Optimization of Offshore Windfarm Substations and Collection Systems*. GE Energy.
25. Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling (2005). SVK SvKFS 2005:2

A. Kabellängder

Layout 1 Alt 1	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	460/630	940/630	615/630	940/150	940/150	940/150	
2	752/630	1108/630	940/630	940/630	940/150	940/150	615/150
3	1264/630	1108/630	940/630	940/150	940/150	940/150	
4	1636/630	1108/630	940/630	940/150	940/150	940/150	
5	2297/630	615/630	940/630	940/630	940/150	940/150	940/150

Layout 1 Alt 2	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	460/630	940/630	615/240	940/240	940/240	940/240	
2	752/630	1108/630	940/630	940/240	940/240	940/240	615/240
3	1264/630	1108/630	940/240	940/240	940/240	940/240	
4	1636/630	1108/630	940/240	940/240	940/240	940/240	
5	2297/630	615/630	940/630	940/240	940/240	940/240	940/240

Layout 1 Alt 3	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	460/630	940/400	615/400	940/150	940/150	940/150	
2	752/630	1108/630	940/400	940/400	940/150	940/150	615/150
3	1264/630	1108/400	940/400	940/150	940/150	940/150	
4	1636/630	1108/400	940/400	940/150	940/150	940/150	
5	2297/630	615/630	940/400	940/400	940/150	940/150	940/150

Layout 1 Alt 4	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	460/400	940/400	615/150	940/150	940/95	940/95	
2	752/400	1108/400	940/400	940/150	940/150	940/95	615/95
3	1264/400	1108/400	940/150	940/150	940/95	940/95	
4	1636/400	1108/400	940/150	940/150	940/95	940/95	
5	2297/400	615/400	940/400	940/150	940/150	940/95	940/95

Layout 1 Alt 5	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7
Radial nr	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]
1	460/400	940/150	615/95	940/95	940/95	940/95	
2	752/400	1108/400	940/150	940/95	940/95	940/95	615/95
3	1264/400	1108/150	940/95	940/95	940/95	940/95	
4	1636/400	1108/150	940/95	940/95	940/95	940/95	
5	2297/400	615/400	940/150	940/95	940/95	940/95	940/95

Layout 2 Alt 1	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6
Radial nr	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]
1	1025/400	615/400	615/150	615/150	615/150	
2	1805/400	615/400	615/150	615/150	615/150	
3	2659/400	615/400	615/150	615/150	615/150	
4	3591/400	615/400	615/150	615/150	615/150	
5	460/400	4215/400	615/400	615/150	615/150	615/150
6	1523/400	4129/400	615/400	615/150	615/150	615/150

Layout 2 Alt 2	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6
Radial nr	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]
1	1025/400	615/400	615/240	615/240	615/240	
2	1805/400	615/400	615/240	615/240	615/240	
3	2659/400	615/400	615/240	615/240	615/240	
4	3591/400	615/400	615/240	615/240	615/240	
5	460/400	4215/400	615/240	615/240	615/240	615/240
6	1523/400	4129/400	615/240	615/240	615/240	615/240

Layout 3 Alt 1	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7	Sträcka 8
Radial nr	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]	Längd [m] / Area [mm2]
1	1267/800	615/800	615/400	615/400	940/400	615/400	940/400	615/400
2	752/800	940/800	615/400	615/400	940/400	940/400	615/400	615/400
3	2654/800	940/800	940/400	615/400	615/400	615/400	940/400	615/400
4	460/800	940/800	1108/400	940/400	940/400	940/400	615/400	615/400

Layout 3 Alt 2	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7	Sträcka 8
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	1267/800	615/800	615/800	615/800	940/240	615/240	940/240	615/240
2	752/800	940/800	615/800	615/800	940/240	940/240	615/240	615/240
3	2654/800	940/800	940/800	615/800	615/240	615/240	940/240	615/240
4	460/800	940/800	1108/800	940/800	940/240	940/240	615/240	615/240

Layout 3 Alt 3	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7	Sträcka 8
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	1267/800	615/800	615/400	615/400	940/400	615/150	940/150	615/150
2	752/800	940/800	615/400	615/400	940/400	940/150	615/150	615/150
3	2654/800	940/800	940/400	615/400	615/400	615/150	940/150	615/150
4	460/800	940/800	1108/400	940/400	940/400	940/150	615/150	615/150

Layout 3 Alt 4	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7	Sträcka 8
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	1267/630	615/630	615/400	615/400	940/400	615/95	940/95	615/95
2	752/630	940/630	615/400	615/400	940/400	940/95	615/95	615/95
3	2654/630	940/630	940/400	615/400	615/400	615/95	940/95	615/95
4	460/630	940/630	1108/400	940/400	940/400	940/95	615/95	615/95

Layout 3 Alt 5	Sträcka 1	Sträcka 2	Sträcka 3	Sträcka 4	Sträcka 5	Sträcka 6	Sträcka 7	Sträcka 8
Radial nr	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]	Längd [m] / Area [mm ²]
1	1267/400	615/400	615/240	615/240	940/240	615/95	940/95	615/95
2	752/400	940/400	615/240	615/240	940/240	940/95	615/95	615/95
3	2654/400	940/400	940/240	615/240	615/240	615/95	940/95	615/95
4	460/400	940/400	1108/240	940/240	940/240	940/95	615/95	615/95