

# CHALMERS



## Anslutning av vindkraftpark till befintligt nät

*Examensarbete civilingenjörsprogrammet Elektroteknik,  
inriktning Elkraft*

ANDERS NUTTI

Institutionen för Energi och Miljö  
*Avdelningen för Elteknik*  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg 2007

# Anslutning av Vindkraftpark till Befintligt Nät

Anders Nutti

Fortum Service AB,  
Fortum Distribution AB  
Kungsbacka, Sverige

Institutionen för Energi och Miljö  
Avdelning Elteknik  
Chalmers Tekniska Högskola  
Göteborg, Sverige

# Anslutning av Vindkraftpark till Befintligt Nät

Anders Nutti

© Anders Nutti, 2007

Fortum Service AB,  
Fortum Distribution AB  
Kungsbacka, Sverige

Institutionen för Energi och Miljö  
Avdelning Elteknik  
Chalmers Tekniska Högskola  
S - 412 96 Göteborg  
Sverige

## Sammanfattning

Detta examensarbete är utfört på Fortum Service AB samt Fortum Distribution AB i Kungsbacka. När en förfrågan om anslutning av en produktionsanläggning kommer till elnätsägaren är det elnätsägarens skyldighet att göra beräkningar om huruvida nätet behöver förstärkas eller inte. Uppgiften för examensarbetet var att se på vilket sätt en planerad vindkraftanslutning kan påverka elkvaliteten samt att se på kabelsträckningar. Även alternativa anslutningar och grov kostnadskalkyl skulle presenteras.

För elkvalitetsberäkningarna användes AMP och ASP som är riktlinjer för anslutning av produktionsanläggningar till elnätet. Data om kraftverken följde med uppdragsbeskrivningen.

Det presenteras olika kabelsträckningsalternativ i rapporten. För de olika sträckningarna görs även en jämförelse mellan konstruktionsspänningsalternativen 12 och 24 kV. Vid val av den högre spänningsnivån tillkommer ökade kostnader för ombyggnation eller nybyggnation av fördelningsstation. Vid val av 24 kV minskar förlusterna i näten men anläggningskostnaderna ökar vilket sammantaget gör att det ekonomiskt är fördelaktigast att använda konstruktionsspänningen 12 kV vid anslutning av vindkraftparken.

I rapporten framkommer det att vid val av kabel är det fördelaktigast att använda kablar med ledararean  $240 \text{ mm}^2$  trots att andra ledarareor är fullt tillräckliga för distribution av el från vindkraftverken. Resultatet grundar sig på en kombination av investeringskostnader, effektförluster i kablarna och vindkraftverkens beräknade livslängd.

Elkvalitetsmässigt finns det inget hinder för anslutning av vindkraftverken till samma skena som elkunder är anslutna till. Det är dock lämpligt att vid en ombyggnation av fördelningsstationen i Fjärås lägga till en skena så att en separation mellan konsumtion och produktion av el kan ske.

## Förord

Jag vill tacka Fortum för att jag fick göra mitt examensarbete hos dem. Det har varit otroligt givande att få se verksamheten från insidan och lära känna många av medarbetarna.

På Fortum Service vill jag framförallt tacka min handledare Carl-Axel Corneliusson som inte bara hjälpte mig med arbetet utan även introducerade mig i det vardagliga arbetet.

Jag vill även tacka Bo Larsson på Fortum Distribution för att han gav mig det intressanta och givande uppdraget att se på anslutningen av vindkraftparken.

På Chalmers vill jag tacka min handledare Robert Carlsson som tog sig an mig trots den arbetsbörda som redan vilade på hans axlar.

Om jag skulle nämna alla som på ett eller annat sätt har hjälpt mig med arbetet skulle det i sig kunna bli en hel rapport. Därför riktar jag bara ett stort tack till alla medarbetare på Fortum som jag har haft nöjet att arbeta med och även lära känna. Det har varit ett stort nöje och jag hoppas vi kommer att träffa på varandra även i framtiden.

Tack även till övriga anställda på Chalmers som hjälpt mig med att ta fram fakta och kontrollräknat mina uppgifter, ni är ovärderliga för era studenter, fortsatt med det.

Anders Nutti

Göteborg 2007-06-15

|         |                                                                       |    |
|---------|-----------------------------------------------------------------------|----|
| 1.      | Inledning .....                                                       | 1  |
| 2.      | Bakgrund .....                                                        | 1  |
| 2.1.    | Uppdraget .....                                                       | 1  |
| 2.2.    | Avgränsningar .....                                                   | 1  |
| 3.      | Elkvalitet .....                                                      | 2  |
| 3.1.    | Kvalitetsansvar .....                                                 | 2  |
| 3.2.    | Avvikelser i elkvalitet .....                                         | 2  |
| 4.      | Riktlinjer för anslutning av produktionsanläggning till elnätet ..... | 3  |
| 4.1.    | AMP .....                                                             | 3  |
| 4.1.1.  | Bakgrund .....                                                        | 4  |
| 4.1.2.  | Inmatning till elnätet .....                                          | 4  |
| 4.1.3.  | Faskompensering .....                                                 | 4  |
| 4.1.4.  | Övertoner och mellantoner .....                                       | 4  |
| 4.1.5.  | Skydd .....                                                           | 5  |
| 4.1.6.  | Anslutning och mätning .....                                          | 6  |
| 4.1.7.  | Beräkningar .....                                                     | 6  |
| 4.2.    | ASP .....                                                             | 8  |
| 5.      | Kablar .....                                                          | 9  |
| 6.      | Vindkraftverk .....                                                   | 13 |
| 7.      | Vindkraftdata Vestas V90 - 2,0 MW .....                               | 14 |
| 8.      | Beskrivning av området för vindkraftparken .....                      | 16 |
| 9.      | Befintliga och föreslagna fördelningsstationer .....                  | 18 |
| 9.1.    | Fördelningsstation Fjärås .....                                       | 18 |
| 9.1.1.  | Effektbehov i Fjärås 2006 .....                                       | 18 |
| 9.2.    | Fördelningsstation i Idala .....                                      | 20 |
| 9.3.    | Ny fördelningsstation .....                                           | 20 |
| 10.     | Förslag på kabelsträckningar och förläggningar .....                  | 20 |
| 10.1.   | Från vindkraftverken till Fjärås via Hallandsleden .....              | 21 |
| 10.1.1. | Alternativ 1, 12 kV .....                                             | 21 |
| 10.1.2. | Alternativ 2, 12 kV .....                                             | 22 |
| 10.1.3. | Alternativ 3, 24 kV .....                                             | 23 |
| 10.1.4. | Alternativ 4, 24 kV .....                                             | 24 |
| 10.2.   | Från vindkraftverken till Fjärås via Eneliden .....                   | 25 |
| 10.2.2. | Alternativ 5, 12 kV .....                                             | 25 |
| 10.2.3. | Alternativ 6, 12 kV .....                                             | 26 |
| 10.2.4. | Alternativ 7, 24 kV .....                                             | 27 |
| 10.2.5. | Alternativ 8, 24 kV .....                                             | 28 |
| 10.3.   | Från vindkraftverken till Idala .....                                 | 29 |
| 10.3.2. | Alternativ 9, 24 kV .....                                             | 30 |
| 10.4.   | Från vindkraftverken till närmsta högspänningsledning .....           | 30 |
| 10.4.2. | Alternativ 10, 24 kV .....                                            | 31 |
| 11.     | Elkvalitetsberäkningar med hjälp av AMP .....                         | 32 |
| 11.1.   | Långsamma spänningsvariationer .....                                  | 32 |
| 11.2.   | Snabba spänningsvariationer .....                                     | 33 |
| 11.3.   | Strömövertoner .....                                                  | 35 |

|       |                                                          |    |
|-------|----------------------------------------------------------|----|
| 11.4. | Simulering av spänningsvariation med hjälp av PSS/E..... | 35 |
| 11.5. | Spänningsvariation vid kraftverken.....                  | 37 |
| 12.   | Vindkartor .....                                         | 37 |
| 13.   | Förlustberäkningar .....                                 | 38 |
| 13.1. | Effektberäkning utifrån vindkraftdata .....              | 38 |
| 13.2. | Energiförluster .....                                    | 40 |
| 14.   | Investeringsberäkning .....                              | 42 |
| 15.   | Förlustkostnader och investeringskalkyler .....          | 44 |
| 15.1. | Framtida prisutveckling .....                            | 45 |
| 15.2. | Nuvärdesanalys .....                                     | 47 |
| 15.3. | Investeringskalkyl.....                                  | 47 |
| 16.   | Dimensioneringsoptimering av alternativ 2 .....          | 49 |
| 17.   | Slutsatser och förslag.....                              | 52 |
|       | Referenser .....                                         | 54 |
| 18.   | Bilagor .....                                            | 55 |
| 18.1. | Ordlista .....                                           | 55 |
| 18.2. | Bilaga 2 .....                                           | 57 |
| 18.3. | Bilaga 3 .....                                           | 58 |
| 18.4. | Excelark .....                                           | 64 |

## 1. Inledning

Det här examensarbetet görs för Fortum Service AB och Fortum Distribution AB i Kungsbacka. Examensarbetet är en del av civilingenjörsutbildningen Elektroteknik med inriktning Elkraft som utförs på Chalmers Tekniska Högskola i Göteborg. Omfattningen på examensarbetet är 20 poäng.

Fortum är ett företag inom energibranschen. Koncernen är uppdelad i 7 affärsområden varav Fortum Distribution och Fortum Service är två. Fortum Distribution är ett av Nordens ledande elnätsföretag med verksamhet i Sverige, Finland, Norge och Estland. Fortum service utför drift och underhåll av elnät åt industrier och energiföretag i framförallt Norden.

## 2. Bakgrund

Fortum Distribution har fått en ansökan om anslutning av en planerad vindkraftpark till deras elnät inom Kungsbacka elnätsområde. En vindkraftpark med sammanlagt fem vindkraftverk planeras i ett område väster om Skärsjön. Vindkraftverken ska ha en märkeffekt på 2 MW vardera. Det finns inga befintliga ledningar i direkt anslutning till den planerade vindkraftparken som anslutning kan ske till. Den närmast belägna fördelningsstationen, Fjärås, ligger ca 4 km från området för etableringen.

### 2.1. Uppdraget

Effekt- och förlustberäkningar ska göras utifrån tillgängliga data om kablar, vindkraftverk och vindförhållanden. Förslag på kabeldragningar från vindkraftverken till fördelningsstationen ska tas fram. Beräkningar av elkvalitet ska göras. Resultatet ska tillsammans med grov kostnadsberäkning redovisas i form av en rapport.

### 2.2. Avgränsningar

Rapporten ska vara klar och redovisad innan juni månads utgång 2007.

För kostnadsberäkningar ska i möjligaste mån EBRs kostnadskataloger användas.

Kontakter med markägare som kan beröras av kabeldragningar kommer inte att ske inom ramen för projektet.

### 3. Elkvalitet

För att god elkvalitet ska uppnås i privata och publika elnät krävs att god samverkan finns mellan nätägare och elanvändare [1]. Det kan tolkas som att de som ansluter elektrisk apparatur till nätet inte får försämra elkvaliteten utan måste betala så att kvaliteten kan hållas på en hög nivå.

Elkvalitet är ett sammanfattande kvalitetsbegrepp med olika kriterier för att i huvudsak bedöma den tekniska kvaliteten på en elleverans. Elkvalitetsbegreppet beskrivs i huvudsak som två delar: leveranssäkerhet, graden till vilken elanvändaren kan förlita sig på att få elleverans och spänningsgodhet, graden till vilken spänningen tillhandahålls inom specificerat område.

När en avvikelse från standard inträffar så kallas det bristande elkvalitet. Om avvikelsen påverkar utrustning som är ansluten till elnätet eller när människor besväras, är det elkvalitetsstörning.

Bristande elkvalitet påverkar ansluten utrustning på ett flertal sätt, bl.a. förkortad livslängd, prestandaförsämringar, stopp/avbrott eller förstörelse/bestående skada.

#### 3.1. Kvalitetsansvar

Elnätsägaren anses för det mesta ha ansvaret för att kvaliteten i det nät han förvaltar och driver motsvarar de riktlinjer för elkvalitet som finns. Elnätsägaren är således ansvarig för att elkvaliteten i anslutningspunkten till kund är den rätta.

#### 3.2. Avvikelser i elkvalitet

##### Spänningsdippar:

Med kortvarig spänningsdipp menas att spänningen sänks med mer än 10 % av den nominella spänningen och att varaktigheten är mellan 10 ms och 90 s. Spänningen återgår därefter till ett värde som är större än 90 % av nominell spänning.

##### Kortvariga avbrott:

Dessa definieras med att spänningen går ner till eller nära 0 V med en varaktighet mellan 10ms och 90 s.

##### Spänningsnivåer:

Spänningsnivån i nätet varierar med belastningen. I lågspänningsnät, där spänningsgodheten uppfyller kraven enligt SS421 18 11 och SS-EN 50 160, kan spänningen variera från 207 V till 244 V i leveranspunkten.

##### Övertoner:

Övertoner är spännings- eller strömkomponenter med en frekvens som har heltalsmultipel av nätfrekvensen 50 Hz och som överlagrade på den ordinarie spännings- och strömkurvan är ett mått på en periodiskt återkommande deformation av sinuskurvan. Den totala harmoniska distorsionen THD är ett annat begrepp som är av värde vid mätning av

övertoner. Olinjära belastningar ger upphov till övertoner genom att förhållandet mellan ström och spänning inte är konstant under en period.

#### **Flimmer:**

Flimmer (eng. flicker) är snabba variationer i spänningens effektivvärde. Variationerna ger upphov till ljusflimmer från belysningskällor. Flimmer mäts med flimmerinstrument och mätresultatet baseras på en typkurva som motsvarar det subjektiva intrycket av hur ögat uppfattar ljusflimmer från en gasfylld 60 W glödlampa ansluten till spänningen 230 V, 50 Hz.

Från flimmerinstrumentet får man ett  $P_{st}$  (short time severity)-värde var 10:e minut. Om  $P_{st}$  är större än 1 säger man att flimmer irriterar och om  $P_{st}$  är mindre än 1 så är det inte störande.

Förenklat säger man att det är förhållandet mellan variationerna i belastningen och kortslutningseffekten som är avgörande för flimmernivån i punkten. Vindkraftverk kan ge upphov till flimmer.

#### **Spänningsosymmetri:**

En symmetrisk trefassspänning har samma amplitud på faserna och den inbördes fasförskjutningen är lika stor. I högspänningsnät kan osymmetri bero på osymmetriska motstånd och/eller impedanser i luftledningar.

#### **Transienter:**

En transient är en snabbt övergående förändring av spänningsamplituden, ofta kallad spänningsspik. Transienter kan dels komma från överliggande elnät genom åsknedslag eller genom till- eller frångkoppling av tyngre elutrustningar.

## **4. Riktlinjer för anslutning av produktionsanläggning till elnätet**

För anslutning av produktionsanläggning till elnätet finns det riktlinjer att följa. För mindre produktionsanläggningar, upp till 1,5 MW, finns "Anslutning av mindre produktionsanläggning till elnätet" (AMP) [4]. För de anläggningar som är större än 25 MW så finns "Anslutning av större produktionsanläggning till elnätet" (ASP) [5]. För de anläggningar som har en effekt från 1,5 till 25 MW finns inga skrivna riktlinjer vilket gör att hänsyn måste tas till både AMP och ASP. I det här kapitlet kommer riktlinjerna i respektive dokument att refereras.

### **4.1. AMP**

Anslutning av mindre produktionsanläggning till elnätet (AMP) är en guide för den som vill ansluta ett eller flera kraftverk, med sammanlagd effekt på mindre än 1,5 MW, till elnätet. Den innehåller riktlinjer och kravspecifikation för att nätägaren ska ha ett fullgott skydd vid fel på produktionsanläggningen eller i elnätet.

#### 4.1.1. Bakgrund

Enstaka eller begränsade grupper av vindkraftverk kommer att anslutas till 10 och 20 kV-näten, större parker med vindkraft kommer att behöva anslutas till regionnäten.

Det är elnätägarens skyldighet att beräkna huruvida nätet behöver förstärkas. Kostnaderna för förstärkningen ska ligga till grund för den anslutningsavgift som vindkraftsägaren ska erlägga.

Den som vill ansluta vindkraftverk till nätet ska lämna in offertförfrågan till elnätägaren som därefter meddelar anslutningskostnad och andra nödvändiga krav och förslag.

#### 4.1.2. Inmatning till elnätet

Elleverans från produktionsanläggning ska ha tillräckligt god elkvalitet för att elnätsägaren kan uppfylla kraven i SS 421 18 11 - *Spänningsgodhet i lågspänningsnätet för allmän distribution* - gentemot anslutna kunder. För inmatning på högspänningsnätet gäller Sveriges Elleverantörers handling "*Kriterier för spänningsgodhet vid leveransspänning över 1000 V*".

- Om elnätet tappar sin ordinarie spänningsmatning ska vindkraftverken stoppas.
- Om det finns behov så ska vindkraftverken ha en anordning som förhindrar för många inkopplingsförsök per tidsenhet. Inkoppling av asynkrongeneratorer som saknar begränsare av inkopplingsström ska inkopplas vid 98-102 % av synkrona varvtalet.

#### 4.1.3. Faskompensering

En överenskommelse om faskompensering och nivå på denna ska träffas mellan elnätsägaren och kraftverksägaren genom avtal där följande beaktas:

- spänningsvariationer
- risk för överspänning
- flickeremission vid in- och urkoppling av fasta kondensatorbatterier
- resonansfenomen med övertoner
- övertonsemission

#### 4.1.4. Övertoner och mellantoner

Övertoner är definierade som periodiska ström- eller spänningskomponenter med en frekvens som är en heltalsmultipel av grundtonsfrekvensen. Mellantoner är också periodiska men inte heltalsmultiplar av grundtonsfrekvensen. Över- och mellantoner förekommer i huvudsak hos vindkraftverk som är utrustade med frekvensomriktare. I Tabell 1 framgår normen för över- och mellantoner där nivån är satt relativt märkströmmen.

|             |             |       |
|-------------|-------------|-------|
| Övertoner   | Udda ton    | 4 %   |
|             | Jämn ton    | 1 %   |
|             | Total (THD) | 6 %   |
| Mellantoner |             | 0,3 % |

Tabell 1. Nivå för spänningens relativa över- och mellantoner enligt SS 421 18 11

#### 4.1.5. Skydd

Varje anläggning ska, enligt AMP, som skydd för elnätet ha följande skyddsfunktioner:

- Över- och underfrekvensskydd, för att förhindra oönskad ö-drift<sup>1</sup> samt förhindra förvärrandet av uppkomna systemfel i nätet. Det rekommenderas att skyddet ska bryta aggregatets förbindelse med nätet vid 48 respektive 51 Hz med en halv sekunds fördröjning.
- Trefasigt över- och underspänningsskydd, skyddar mot över- och underspänning i elnätet samt minskar påverkan på vindkraftverket vid fel i elnätet. Det rekommenderas att det finns minst två olika nivåer med separat tidsfördröjning för under- och överspänning. Ett långsamt skydd med 60 sekunders tidsfördröjning vid spänningsförändringar under -10 och över +6 % av nominell spänning samt ett snabbt skydd som fränkopplar anläggningen inom 0,2 sekunder när spänningsvariationen är större än  $\pm 20\%$ .
- Effektriktrelä (bakeffektskydd) som skyddar mot negativa effekter samt mekaniska påfrestningar i vindkraftverket. Det rekommenderas att fränkoppling sker inom 5 sekunder efter att generatören börjat gå som motor.
- Osymmetriskydd ska vid bortfall av en eller flera faser fränkoppla aggregatet från nätet innan fördelningsstationens ledningsskydd löser ut.
- Överströmskydd utgörs av smältsäkringar, maximalströmbrytare eller effektbrytare i kombination med reläutrustning. I rekommendationen står det att när aggregattransformatorn är under 1MVA kan smältsäkring användas som överströmskydd.
- Jordfelsskydd ska finnas om kraftverkets transformator är skild från kraftverkets ställverk eller om risk för ö-drift finns. Det rekommenderas att fränkoppling ska ske inom 5 sekunder.
- Skydd för oönskad ö-drift ska finnas för att förhindra att kraftverket fortsätter att gå, även fast överliggande elnät är fränkopplat.

<sup>1</sup> Ö-drift uppstår då en produktionskälla matar ett lokalt nät som är fränkopplat från ett starkt frekvensstyrande nät.

#### 4.1.6. Anslutning och mätning

När det är endast en ägare till hela vindparken så ska:

- Anslutningsavgiften motsvara beräknade faktiska kostnader för anslutningen av vindkraftverken till elnätet.
- Driftledningsgränsen finnas i elkopplaren på de enskilda kraftverkens transformatoruppspänningssida.
- Ägogränsen vara i elkopplaren för in- och utgående högspänningskablar.
- Mätning av leverans till och från elnätet ske i matande fördelningsstations kabelfack.

När det är flera ägare ska mätningen genomföras i nätstationerna.

#### 4.1.7. Beräkningar

För beräkningar av hur nätet ska dimensioneras finns i AMP ett flödesschema över beräkningsgång att följa. Den första beräkningen är av långsamma spänningsvariationer, därefter följer beräkning av snabba spänningsvariationer. För vindkraftverk som har variabelt varvtal görs även en beräkning av spänningsövertoner.

##### Långsamma spänningsvariationer:

Långsamma spänningsvariationer beräknas genom att först räkna ut den maximala effekten  $P_{\max}$  som är det maximala värdet på avgiven effekt mätt som ett medelvärde under 10 minuter. Värdet finns oftast med på databladet för vindkraftverket. Därefter görs en beräkning av ledningarnas spänningsfall fram till sammankopplingspunkten. Det totala spänningsfallet inklusive spänningsregulatorns dödband<sup>2</sup> ska i sammankopplingspunkten vara mindre än 2,5 %.

$$\frac{\Delta U}{U_1} \cong \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_1^2} \cdot 100 \% \quad (\text{ekvation 1})$$

?  $U$  är skillnaden mellan spänningen  $U_1$  och spänningen i anslutningspunkten  $U_2$ .

$R$  är resistansen och  $X$  är reaktansen mellan knutpunkterna.  $P$  är aktiv och  $Q$  är reaktiv effekt som matas in i anslutningspunkten, där  $P$  är  $P_{\max}$ .

##### Snabba spänningsvariationerna:

För beräkning av de snabba spänningsvariationerna används ekvationerna 2 och 3. Nätets kortslutningseffekt ( $S_{k, \text{nät}}$ ) ska vara större än den beräknade erforderliga kortslutningseffekten ( $S_{k, \text{ber}}$ ), ekvation 4. Flickeremissionen från en enskild källa i sammankopplingspunkten ska understiga  $P_{lt} = 0,25$ .

$$S_k \geq 25 k_{u \max} (\Psi_k) S_{ref} \quad (\text{ekvation 2})$$

---

<sup>2</sup> Spänningsregulatorns dödband bestäms av storleken på stegen i transformatorns lindningsomkopplare. För lindningsomkopplare med stegen  $\pm 1,67\%$  är dödbandet  $\pm 1\%$ .

$$S_k \geq 8 \frac{1}{P_{lt}} k_f(\Psi_k) N_{120}^{\frac{1}{3,2}} S_{ref} \quad (\text{ekvation 3})$$

$$S_{k,nät} > S_{k,ber} \quad (\text{ekvation 4})$$

$S_{ref}$  är vindkraftverkets skenbara effekt,  $k_u(\Psi_k)$  är spänningsändringsfaktorn. Det största värdet på spänningsändringsfaktorn ska användas. Om det saknas information om spänningsändringsfaktor ska  $k_u(\Psi_k)$  sättas till 3.  $N_{120}$  är det maximala antalet inkopplingar under en tvåtimmarsperiod,  $k_f(\Psi_k)$  är flickerstegsfaktorn som funktion av kortslutningsvinkeln.

Den sammanlagda flickeremissionen vid start förorsakad av flera kraftverk anslutna till samma punkt framgår av ekvation 5, där  $P_{lt}$  framgår av ekvation 6.

$$P_{lt,tot} = \sqrt[3,2]{\sum_k P_{lt,k}^{3,2}} \quad (\text{ekvation 5})$$

$P_{lt,k}$  är flickeremissionen från kraftverk k.

$$P_{lt} \leq 8 \cdot k_f(\Psi_k) \cdot N_{120}^{\frac{1}{3,2}} \cdot \frac{S_{ref}}{S_k} \quad (\text{ekvation 6})$$

Vindkraftverket kan även förorsaka flicker under drift. Nätets kortslutningsvinkel har stor inverkan vid flickerberäkning under drift. Utifrån tillverkarens uppgift om flickerkoefficienten  $c_f(\Psi_k)$  kan kortslutningseffekten beräknas enligt ekvation 7.

$$S_k \geq \frac{1}{P_{lt}} c_f(\Psi_k) S_{ref} \quad (\text{ekvation 7})$$

Den sammanlagda flickeremissionen från flera vindkraftverk kan summeras med hjälp av ekvation 8.

$$P_{lt,tot} = \sqrt{\sum_k P_{lt,k}^2} \quad (\text{ekvation 8})$$

$P_{lt,k}$  är flickeremissionen från vindkraftverk k.

Även under drift ska nätets kortslutningseffekt vara större än den beräknade erforderliga kortslutningseffekten.

### Spänningsövertoner:

För ett enstaka vindkraftverk används ekvation 9 för beräkning av övertoner. När fler än ett vindkraftverk är anslutet till en anslutningspunkt så används ekvation 11 för övertonsberäkningen.

$$i_n = \frac{u_n U^2}{Z_n S_{max}} \quad (\text{ekvation 9})$$

Där  $i_n$  är tillåten amplitud på strömövertoner,  $u_n$  är tillåten spänning för övertoner av ordning n, U är nominell nätspänning,  $S_{max}$  är vindkraftverkets maximala skenbara effekt och  $Z_n$  nätimpedansen för övertoner av ordning n.

$$Z_n \cong n(X_k + X_l) \quad (\text{ekvation 10})$$

$X_k$  är transformatorns kortslutningsreaktans för grundtonen,  $X_l$  är reaktansen i ledningarna för grundtonen och  $n$  är övertonens ordningstal. Transformatorn som avses är inte vindkraftverkets transformator utan överliggande näts transformator.

$$i_n = \sqrt[a]{\sum_k i_{n,k}^a} \quad (\text{ekvation 11})$$

Exponenten  $a$  väljs från Tabell 2 utifrån övertonsnumret,  $i_{n,k}$  är överton av ordning  $n$  från vindkraftverk  $k$ .

| a   | överton nummer n |
|-----|------------------|
| 1   | $n < 5$          |
| 1,4 | $5 = n = 10$     |
| 2   | $n > 10$         |

**Tabell 2. Summationsexponent för övertoner.**

## 4.2. ASP

Anslutning av större produktionsanläggning (ASP) är en rapport som fokuserar på anläggningar som är större än 25 MW anslutna till regionnätet. Vid anslutning av större produktionsanläggningar krävs mer omfattande studier än vid anslutning av mindre anläggningar. Frågeställningarna kan handla om nätens överföringsförmåga, vilka spänningsvariationer som kan förekomma, vilka förluster som blir i näten, verkan av felströmmar m.m. Skillnaden gentemot mindre anläggningar är att beräkningarna även måste göras på regionnäten.

Vid inmatning av effekt från en produktionsanläggning finns det i huvudsak tre frågeställningar som måste beaktas:

- Produktionsanläggningens påverkan på resulterande effektlöde i anslutande elnät.
- Kravet på att de resulterande felströmsnivåerna i nätet studeras.
- Enligt krav från Svenska Kraftnät ska produktionsanläggningarna klara av olika typer av drift- och felfall.

## 5. Kablar

Kablar delas upp efter användningsområdet för kabeln. Rapporten kommer att behandla kablar för spänningarna 12 och 24 kV.

Informationen om kablarna är hämtad från Kraftkabelhandboken [2] och PEXguiden [3]. Ledarmaterialet i de kablar som ska användas vid installationen av vindkraftparken är aluminium. Kablarnas isolering består av PEX (tvärbunden polyeten). Med PEX som isolationsmaterial är fördelarna bl.a. hög värmeresistens, brett temperaturområde för användning (-40°C till +90°C) och tillåten kortslutningstemperatur på 250°C.

Ur effektöverföringssynpunkt är koppar bättre än aluminium eftersom resistiviteten för koppar är lägre än den för aluminium. Resistiviteten för koppar är ungefär 2/3 av resistiviteten för aluminium. I Tabell 3 framgår densiteten för koppar respektive aluminium samt metallpriserna och växelkurs 2007-04-23 [9].

|           | Densitet kg/m <sup>3</sup> | Pris USD/ton | Pris SEK/kg<br>1 USD = 6,77 SEK |
|-----------|----------------------------|--------------|---------------------------------|
| Koppar    | 8920                       | 7995         | 54,13                           |
| Aluminium | 2700                       | 2856         | 19,34                           |

**Tabell 3. Densitet respektive pris för koppar och aluminium.**

Ur kostnadssynpunkt relaterat till överföringskapacitet är aluminium mycket billigare än koppar, se Tabell 4. Vid en märkström på 450 A för aluminium och 415 A för koppar är metallpriset per meter 5,5 ggr större för koppar. Metallviktförhållandet är ungefär 2:1 vid jämförbar märkström.

|                                                           | Material respektive ledararea <sup>3</sup> i mm <sup>2</sup> , treledarkabel |      |      |      |      |           |      |      |      |      |
|-----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|-----------|------|------|------|------|
|                                                           | Koppar                                                                       |      |      |      |      | Aluminium |      |      |      |      |
|                                                           | 95                                                                           | 150  | 240  | 300  | 400  | 95        | 150  | 240  | 300  | 400  |
| Skärmarea <sup>4</sup> mm <sup>2</sup> av koppar          | 25                                                                           | 25   | 35   | 35   | 35   | 25        | 25   | 35   | 35   | 35   |
| Märkström vid 65°C [A] i mark                             | 250                                                                          | 325  | 415  | 470  | 550  | 205       | 260  | 340  | 380  | 450  |
| Vikt i kg/m för metallen i treledarkabeln exklusive skärm | 2,54                                                                         | 4,01 | 6,42 | 8,03 | 10,7 | 0,77      | 1,22 | 1,94 | 2,43 | 3,24 |
| Metallpris i SEK/m exkl. skärm                            | 137                                                                          | 217  | 348  | 435  | 579  | 15        | 24   | 38   | 47   | 63   |

**Tabell 4. Kabelmetallkostnader per meter exklusive skärm.**

För dimensionering av kabel måste hänsyn tas till olika faktorer såsom vilken ström som ska överföras, vilka förläggningsförhållanden som råder, hur många kablar som ska förläggas och deras inbördes avstånd. Dimensionering av kabel ska göras med hänsyn till de förhållanden som ger den sämsta värmeavledningen när miljöförhållandena varierar. I Tabell 8 kan märkström, ström vid 65°C och korrektionsfaktorer fås fram.

Vid förläggning i mark måste hänsyn tas till om det är vanlig belastningstyp eller kontinuerlig last som kommer att styra strömmen i kabeln. Vid kontinuerliga laster så ska yttemperaturen i kabeln inte överstiga 50°C för att förhindra markuttorkning, eftersom det kan leda till okontrollerad temperaturstegring. Om kabeln dimensioneras för högst 65°C kommer kabelns yttemperatur inte att överstiga 50°C. För kablar som förläggs i rör, t.ex. under vägar, så måste belastningen reduceras jämfört med förläggning i mark därför att det blir stillastående luft i rören. Luft leder inte värme lika bra som mark.

#### **Korrektionsfaktor, kraftkabel:**

Om 2 eller fler kablar finns bredvid varandra så måste strömmarna korrigeras med en korrektionsfaktor som framgår av Tabell 5.

<sup>3</sup> Med ledararea menas i rapporten fasledararea.

<sup>4</sup> Med skärmarea menas arean på skärmen för varje kabel med tre ledare, om ej annat anges.

| Inbördes<br>avstånd<br>mm | Antal treledarkablar eller grupper av enledarkablar bredvid varandra |      |      |      |      |      |      |
|---------------------------|----------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
|                           | 2                                                                    | 3    | 4    | 5    | 6    | 8    | 10   |
| 0                         | 0,79                                                                 | 0,69 | 0,63 | 0,58 | 0,55 | 0,5  | 0,46 |
| 70                        | 0,85                                                                 | 0,75 | 0,68 | 0,64 | 0,60 | 0,56 | 0,53 |
| 250                       | 0,89                                                                 | 0,79 | 0,75 | 0,72 | 0,69 | 0,66 | 0,64 |
| 500                       | 0,91                                                                 | 0,84 | 0,81 | 0,79 | 0,77 | 0,75 | 0,74 |
| 1000                      | 0,95                                                                 | 0,91 | 0,89 | 0,88 | 0,87 | 0,87 | 0,86 |

**Tabell 5. Korrektionsfaktor för anhopning av kablar förlagda i samma plan.**

Korrektionsfaktor för kablar förlagda i rör framgår av Tabell 6.

| Inbördes<br>avstånd mellan<br>rören mm | Antal rör |      |      |      |      |      |      |      |
|----------------------------------------|-----------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                        | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 8    | 10   |
| 0                                      | 0,80      | 0,75 | 0,65 | 0,60 | 0,60 | 0,55 | 0,55 | 0,50 |
| 70                                     |           | 0,75 | 0,70 | 0,65 | 0,60 | 0,60 | 0,55 | 0,55 |
| 250                                    |           | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |

**Tabell 6. Korrektionsfaktor för förläggning av kablar i rör, i mark eller betong.**

Märkströmmen för PEX-isolerad kabel AXCEL framgår av Tabell 7, areorna 300- och 400 mm<sup>2</sup> är enledarkabel, de övriga är treledarkabel.

| Area mm <sup>2</sup> | Märkström i A direkt i mark<br>12-36 kV Al-ledare |                | Märkström i A i luft<br>12-36 kV Al-ledare |                |
|----------------------|---------------------------------------------------|----------------|--------------------------------------------|----------------|
|                      | 65°C ledartemp                                    | 90°C ledartemp | 65°C ledartemp                             | 90°C ledartemp |
| 50                   | 175                                               | 205            | 155                                        | 190            |
| 95                   | 205                                               | 240            | 190                                        | 230            |
| 150                  | 260                                               | 310            | 250                                        | 305            |
| 240                  | 340                                               | 400            | 330                                        | 400            |
| 300*                 | 380                                               | 450            | 375                                        | 460            |
| 400*                 | 450                                               | 530            | 450                                        | 545            |

**Tabell 7. Märkström vid olika dimensioner och temperaturer i mark eller luft.**

För vindkraftverk antas den levererade effekten vara konstant hög under längre perioder vilket gör att temperaturen i kablarna bör hålla sig under 65°C i marken. För rör och anhopningar av kablar ska korrektionsfaktorerna användas. Märkströmmen för luft är lägre än i mark för ledartemperaturen 65°C. Om inga andra korrekationer görs så redovisas den lägre märkströmmen i beräkningarna.

Maximal ström i ampere (A) vid olika ledarareor och konfigurationer med maximal ledartemperatur på 65°C framgår av Tabell 8. De strömmar som redovisas är de lägsta värdena. Förläggning antas vara i mark men ström i luft används om den är lägre.

Vid korrektion för både rör och mark redovisas i tabellen enbart korrektionen för rör ty korrektion för rör ger det lägsta värdet.

| Konfigurationer, ström i A              | Ledarareor i mm <sup>2</sup> |            |            |            |            |            |
|-----------------------------------------|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|                                         | 50                           | 95         | 150        | 240        | 300*       | 400*       |
| Enkelkabel i mark                       | <b>130</b>                   | <b>190</b> | <b>250</b> | <b>330</b> | <b>375</b> | <b>450</b> |
| Enkelkabel i mark och rör               | <b>116</b>                   | <b>164</b> | <b>208</b> | <b>272</b> | <b>304</b> | <b>360</b> |
| Två kablar i mark med c/c 70 mm         | <b>123</b>                   | <b>174</b> | <b>221</b> | <b>289</b> | <b>323</b> | <b>383</b> |
| Två kablar i mark med c/c 70 mm och rör | <b>109</b>                   | <b>154</b> | <b>195</b> | <b>255</b> | <b>285</b> | <b>337</b> |
| Tre kablar i mark med c/c 70 mm         | <b>109</b>                   | <b>154</b> | <b>195</b> | <b>255</b> | <b>285</b> | <b>337</b> |
| Tre kablar i mark med c/c 70 mm och rör | <b>102</b>                   | <b>144</b> | <b>182</b> | <b>238</b> | <b>266</b> | <b>315</b> |

**Tabell 8. Märkström vid olika kabelkonfigurationer.**

Tekniska data för PEX-isolerad 3-ledarkabel med aluminiumledare vid olika dimensioner och spänningar framgår av Tabell 9. Driftinduktansen för kabel med ledararea 300 och 400 mm<sup>2</sup> gäller för tre enledarkablar lagda i triangel.

| Ledararea, mm <sup>2</sup> | Ledarresistans, ohm/km | Driftinduktans, mH/km |       | Driftskapacitans, µF/km |       |
|----------------------------|------------------------|-----------------------|-------|-------------------------|-------|
|                            |                        | 12 kV                 | 24 kV | 12 kV                   | 24 kV |
| 50                         | 0,641                  | 0,34                  | 0,38  | 0,23                    | 0,17  |
| 95                         | 0,320                  | 0,31                  | 0,35  | 0,30                    | 0,21  |
| 150                        | 0,206                  | 0,29                  | 0,32  | 0,35                    | 0,24  |
| 240                        | 0,125                  | 0,27                  | 0,30  | 0,42                    | 0,29  |
| 300*                       | 0,100                  | 0,31                  | 0,34  | 0,47                    | 0,32  |
| 400*                       | 0,0778                 | 0,30                  | 0,32  | 0,53                    | 0,36  |

**Tabell 9. Tekniska data för 3-ledarkabel med aluminiumledare.**

## 6. Vindkraftverk

Ett vindkraftverk omvandlar vindens kinetiska energi till mekanisk energi via en vindturbin som överför energin, via en växellåda, till en generator där den omvandlas till elektricitet. Vindens energiinnehåll för en viss sveparea,  $A$  i  $\text{m}^2$ , kan beräknas med ekvation 12, där  $P$  är effekten i Watt,  $\rho$  är luftens densitet i  $\text{kg/m}^3$  och  $v$  är vindhastigheten i  $\text{m/s}$ .

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (\text{ekvation 12})$$

Hela den teoretiska effekten  $P$  kan inte utvinnas, utan den maximala utnyttjandegraden är 59 % enligt Betz lag<sup>5</sup>. Hela effekten kan dock inte utvinnas beroende på rotorns verkningsgrad och förluster i växellådor, generatorer och andra komponenter. I praktiken blir verkningsgraden endast ca 35 %.

Den vindkraftverkstyp som är vanligast förekommande idag har en turbinaxel som är horisontell. Rotorn är placerad så att den möter vinden framför tornet. Rotorn är försedd med två eller tre blad, energiproduktionen är i stort sett densamma men den mekaniska påfrestningen från en trebladig rotor blir mycket mindre. Via en växellåda omvandlas bladens långsamma rotation till en högre hastighet i generatorn. Generatorns synkrona varvtal<sup>6</sup> bestäms utifrån hur många poler den har. För en tvåpolig generator är det synkrona varvtalet 3000 rpm. Vindkraftverkens generatorer är konstruerade för att klara av en viss garanterad effekt, därefter måste effekten begränsas. För att begränsa effekten från turbinen finns det två lösningar:

- Stallreglering/överstegringsreglering, där rotorbladens aerodynamiska utformning gör att verkningsgraden minskar då en viss vindhastighet överskrids.
- Pitchreglering/bladvinkelreglering, där rotorbladen vrids kring sin egen axel vilket optimerar utnyttjandet av vinden.

Startvindhastigheten för vindkraftverk ligger på mellan 3-5  $\text{m/s}$ , märkvinden, där vindkraftverket når sin maximala produktion, ligger på 12-15  $\text{m/s}$ . Den mekaniska påfrestning som kraftiga vindar har på vindkraftverk gör att dessa stoppas när vindarna uppnår 25  $\text{m/s}$ . För vindkraftparker med många kraftverk där man vill undvika att alla verk stoppas samtidigt är det möjligt att individuellt ställa in stoppvinden för varje enskilt kraftverk, stoppvinden sätts då till mellan 24-28  $\text{m/s}$ .

Elsystemet i vindkraftverken kan delas in i två huvudgrupper [10]:

- Konstant varvtal
- Variabelt varvtal

Konstantvarvtalsmaskinerna är utrustade med asynkrongenerator, konstruktionen är förhållandevis enkel, merparten av de vindkraftverk som tillverkats har

---

<sup>5</sup> Betz lag, uppkallad efter den tyske fysikern Albert Betz, redovisar bland annat hur mycket relativ effekt som ett vindkraftverks rotor kan utvinna ur vinden.

<sup>6</sup> Det synkrona varvtalet är relaterat till nätfrekvensen som i Sverige är 50 Hz.

asynkrongenerator. Elsystem med variabelt varvtal har fördelen att elproduktionen kan bli högre och att bullret minskar. För att möjliggöra variabelt varvtal kopplas en frekvensomriktare in mellan generator och nät. På det sättet frångörs generatorns varvtalsberoende frekvens från nätets fasta frekvens.

Vindkraftverk med variabelt varvtal kan delas in i två kategorier:

- För vindkraftverk med mindre variationer i frekvens kan en frekvensomkopplare kopplas in på generatorns rotor för att kompensera för varvtalsskillnaden mellan rotorns och statorns varvtal.
- För vindkraftverk som tillåter stora varvtalsvariationer likriktas växelströmmen från generatorn för att därefter växelriktas till en nätström med fast frekvens.

Vid magnetiseringen av rotorn i en asynkrongenerator drar generatorn reaktiv effekt från nätet. Den reaktiva effekten kan kompenseras med hjälp av kondensatorbatterier. Kompensationen vid vindkraftverken sker traditionellt dock bara för det reaktiva effektbehovet vid tomgång vilket gör att reaktiv effekt kommer att konsumeras vid drift av vindkraftverk. Moderna kraftverk kan reglera det reaktiva effektbehovet ner till 0, vilket ofta krävs av nätverksägaren för att en anslutning ska tillåtas.

De mekaniska påfrestningar som finns i framförallt växellådan mellan rotorn och generator har bidragit till att det idag finns vindkraftverk där vindturbinen är direktkopplad till generatorn, som i det fallet är försedd med fler poler för att rotorhastigheten ska kunna hållas på samma nivå som med vindkraftverket försett med växellåda.

## **7. Vindkraftdata Vestas V90 - 2,0 MW**

Vid anslutning av vindkraftverk till elnät inkommer vindkraftverksleverantör tillsammans med vindkraftverksbeställare med en offertförfrågan där tekniska upplysningar ingår. De tekniska data används för beräkningar av på vilket sätt vindkraftverket/parken kan anslutas till befintligt eller nybyggt elnät.

Data för anslutning av Vestas V90 - 2,0 MW framgår nedan, Tabell 10.

|                                                          |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|-----------------------------------------------------------|------|------|------|-----------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Fabrikat                                                 |                                                                                   |      |      |      | Vestas                                                    |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Typ                                                      |                                                                                   |      |      |      | V 90 - 2,0 MW                                             |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Effektreglering                                          |                                                                                   |      |      |      | - Pitchreglering<br>- Rotorströmsreglering                |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Vindkraftverkets nominella effekt                        |                                                                                   |      |      |      | 2000 kW                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Vindkraftverkets referenseffekt (Pref)                   |                                                                                   |      |      |      | 2000 kW                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Maximal effektproduktion (10 minuters medelvärde)        |                                                                                   |      |      |      | 2041 kW                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Maximal effektproduktion (0,2 sekunders medelvärde)      |                                                                                   |      |      |      | 2174 kW                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Upptagen reaktiv effekt vid märkspänning                 |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| - Vid tomgång                                            |                                                                                   |      |      |      | 50 kVAr                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| - Vid referenseffekt med kompensering                    |                                                                                   |      |      |      | 50 kVAr                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| - Vid referenseffekt utan kompensering                   |                                                                                   |      |      |      | 50 kVAr                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| - Maximal förbrukning av reaktiv effekt under drift      |                                                                                   |      |      |      | 50 kVAr                                                   |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Vindkraftverkets märkspänning                            |                                                                                   |      |      |      | 690 V                                                     |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Generators/generatorernas märkeffekt                     |                                                                                   |      |      |      | 2001 kVA                                                  |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Maximalt antal generatorinkopplingar under 2 timmar (N)  |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| - Inkoppling av generator/lindning 1 vid startvind       |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      | 20   |      |                                                                 |      |      |      |
| - Inkoppling av generator/lindning 2 vid omkopplingsvind |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      | 10   |      |                                                                 |      |      |      |
|                                                          | Generator/lindning 1<br>Inkoppling vid<br>startvind eller stopp<br>(högsta värde) |      |      |      | Generator/lindning 2<br>Inkoppling vid<br>omkopplingsvind |      |      |      | Generator/lindning 1<br>Inkoppling vid<br>tillbakakopplingsvind |      |      |      |
| Kortslutnings-<br>vinkel ( $\varphi_k$ )                 | 30°                                                                               | 50°  | 70°  | 85°  | 30°                                                       | 50°  | 70°  | 85°  | 30°                                                             | 50°  | 70°  | 85°  |
| Inkopplingsström-<br>faktor ( $k_i$ ) =                  |                                                                                   |      |      |      |                                                           |      |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Spänningsändrings-<br>faktor ( $k_u$ ) =                 | 0,09                                                                              | 0,07 | 0,04 | 0,01 | 0,96                                                      | 0,71 | 0,39 | 0,16 | 0,24                                                            | 0,18 | 0,10 | 0,24 |
| Flickerstegs-<br>faktor ( $k_f$ ) =                      | 0,01                                                                              | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,05                                                      | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,02                                                            | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| $k_{max}$                                                |                                                                                   |      |      |      |                                                           | 0,5  |      |      |                                                                 |      |      |      |
| Kortslutningsvinkel ( $\varphi_k$ )                      |                                                                                   |      |      | 30°  |                                                           | 50°  |      |      | 70°                                                             |      | 85°  |      |
| Flickerkoefficient ( $c_f$ ) =                           |                                                                                   |      |      | 2,0  |                                                           | 2,0  |      |      | 2,1                                                             |      | 2,1  |      |

**Tabell 10. Vindkraftverksdata Vestas V90.**

## 8. Beskrivning av området för vindkraftparken

Området som vindkraftparken ska etableras i är mycket kuperat, se Karta 1. Höjdskillnaden mellan de låglänta delarna och tänkt lokalisering av vindkraftverken är uppemot 80 meter. Däremellan växer tät granskog förutom på de högsta höjderna som ser mer tallbevuxen ut. På vissa ställen syns det rena berget vilket gör att man kan misstänka att jordlagret inte är tillräckligt djupt för enbart jordkabel. De befintliga vägarna i området ser i första hand ut att ha konstruerats för timmertransport, den väg som kallas Skärsjövägen är däremot en grusväg av god kvalitet. Genom området går en vandringsled kallad Hallandsleden.

Den närmsta sträckningen mellan vindkraftparken och Fjärås innehåller, enligt kartmaterial, fornlämningar. Dessutom finns det näringsverksamhet i form av grustag i området vilket gör att kabelsträckningen inte kan gå efter befintlig väg. Mellan Fjärås och vindkraftparken respektive Idala och vindkraftparken finns det en gasledning som hänsyn måste tas till vid nedgrävning av kabel. Vid val av längre kabelsträckning kan hela kablifieringen fram till vindkraftsområdet gå efter befintliga vägar.



Karta 1. Karta över området där vindkraftparken ska uppföras.

## 9. Befintliga och föreslagna fördelningsstationer

### 9.1. Fördelningsstation Fjärås

Ställverket har två transformatorer, en 15 MVA transformator från 1976 och en 10 MVA transformator med tillverkningsår 1965. Respektive transformator är kopplad till 55 kV ställverksskena via brytare och frånskiljare. Det finns kondensatorer som kopplas in alltefter behov av reaktanskompensation. Transformatorerna går sällan eller aldrig samtidigt för effektbehovet överstiger inte 10 MW med den förbrukning som finns idag. Ställverket är av äldre datum och utrustningen är något föråldrad. Det finns två lediga fack i ställverket. I kontrollrummet finns det plats för anslutning av ett mätarskåp för vindkraftelen men i övrigt upplevs kontrollrummet som trångt med liten utbyggnadsmöjlighet, även här är mycket av utrustningen av äldre datum.

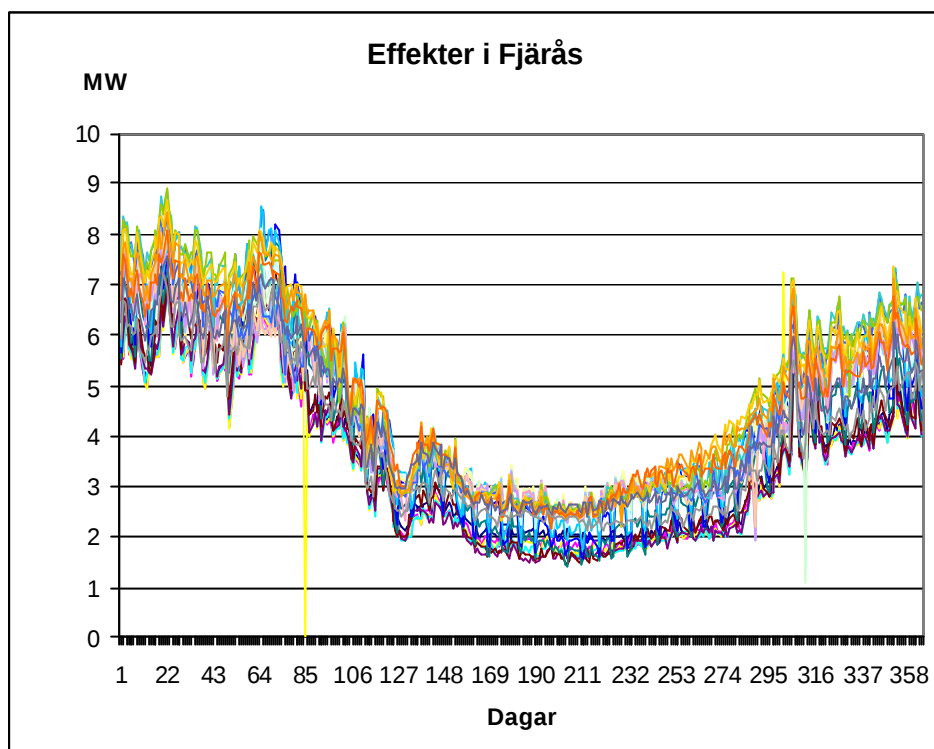
För anslutning av vindkraft så finns det ett flertal möjligheter när det gäller transformeringen:

1. Ansluta vindkraften via befintliga fack till befintlig 10 kV-skena.
2. Bygga om befintligt ställverk med nya fack som tar mindre plats än de gamla och samtidigt lägga till en 10 kV-skena som är skild från den första skenan. Då kan den ena transformatorn försörja den första skenan och den andra transformatorn används för distribution av ström från/till vindkraftverken via den andra skenan. Vid transformatorunderhåll kan en transformator användas för både vindkraft och övriga konsumenter av el om kvalitén på den levererade elen kan bibehållas.
3. Bygga om befintligt ställverk med nya fack som tar mindre plats än de gamla och samtidigt lägga till en 10 kV-skena som är skild från den första skenan. Till den nya skenan kopplas en ny transformator som placeras på lämplig plats inom tomtgränsen.
4. Bygga till ställverket med en tillbyggnad som innehåller några fack för anslutning av vindkraftverken och därifrån ansluta till ny eller befintlig transformator.

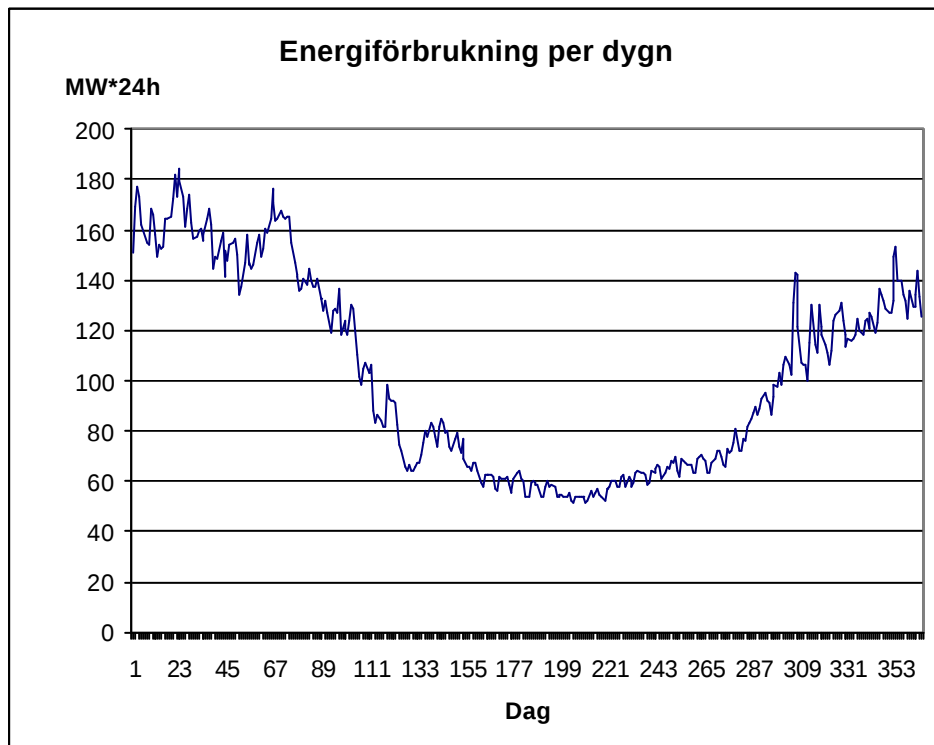
Det är önskvärt att kontrollutrustningen även fortsättningsvis finns i samma rum varför kontrollrummet bör byggas om, alternativt kompletteras, vid en anslutning av vindkraftverken till fördelningsstationen i Fjärås.

#### 9.1.1. Effektbehov i Fjärås 2006

Effektbehovet i Fjärås varierar både dygns- och årsvis. Det maximala effektbehovet finns vintertid mellan klockan 17 och 20. Effekterna per timme framgår av Figur 1. Dygnsenergiförbrukningen framgår av Figur 2.



Figur 1. Effektbehov i Fjärås under 2006



Figur 2. Dygnsenergi som levererats via Fjärås fördelningsstation under 2006

## **9.2. Fördelningsstation i Idala**

Ställverket har en transformator på 15 MVA. Transformatorn är kopplad till 130 kV ställverksskena via brytare och frångiljare. Det finns kondensatorer som kopplas in alltefter behov av reaktanskompensation. Effektbehovet för området som ställverket försörjer är c:a 3 MW med den förbrukning som finns idag. Ställverket är byggt 1995 med modern utrustning. Stationen är placerat i ett inhägnat område där utbyggnadsmöjligheterna är begränsade, vid en utbyggnad måste mark på utsidan av inhägnaden användas. En om/tillbyggnad av ställverket för att rymma två transformatorer kan jämföras med en nybyggnation av ett ställverk. Det behövs transformator, brytare, frångiljare, eventuellt kondensatorbatteri och en byggnad med kontrollrum och kabelfack för anslutning av ny 10 eller 20 kV kabel till ställverket.

## **9.3. Ny fördelningsstation**

En ny station som byggs i anslutning till vindkraftverken för inkoppling på 130 kV ledningsnät finns i rapporten med som ett alternativ. I beräkningarna för kostnaderna av anslutningsalternativen kommer jämförelser av överföringsförluster att göras, vilket är till fördel för korta kabelsträckor. Kostnaden för uppförande av ett nytt ställverk beräknas vara 14 miljoner kr. Till kostnaden kan kostnader för anslutningsväg och inlösen av mark tillkomma.

## **10. Förslag på kabelsträckningar och förläggningar**

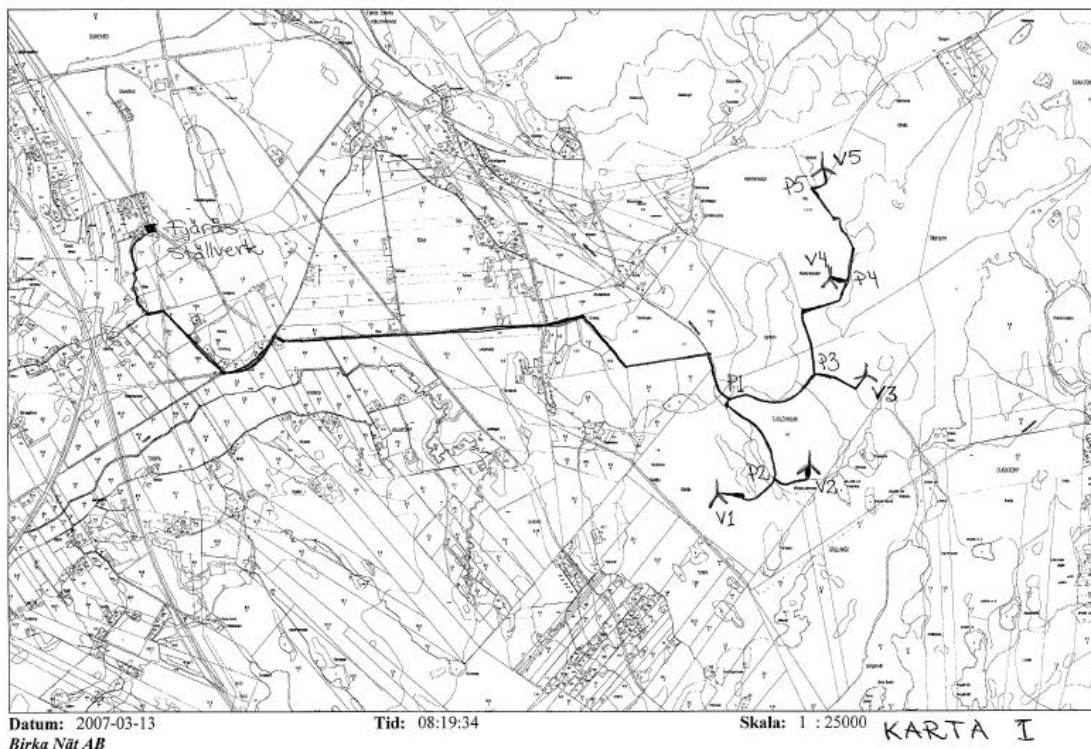
Den energi som produceras i vindkraftverken ska transporteras och transformeras upp till överliggande nät med minimering av förluster och anläggningskostnader. Det primära förslaget är att energin ska ledas till fördelningsstationen i Fjärås för transformering till överliggande spänningsnivå. I rapporten kommer två alternativa kabelsträckningar mellan Fjärås och vindkraftverken att redovisas. För jämförelser kommer även en kabeldragning till stationen i Idala samt en nybyggnation av en fördelningsstation i anslutning till vindkraftparken att redovisas. Kabelsträckningarna kommer företrädesvis att tangera befintliga vägar och ägo gränser där vägar saknas.

Från Fjärås ställverk kan ett flertal kabelsträckningar projekteras. I rapporten kommer två av dessa att redovisas. Den första kabelsträckningen, kallad kabelsträckning via Hallandsleden, är den kortaste men kommer inte i sin helhet att dras efter befintliga vägar. Den andra kabelsträckningen kommer att dras efter befintliga vägar. I bägge kabelsträckningarna finns det ett parti som saknar väg. Där föreslås att kabeln har sträckning som går parallellt med Angsjön, närmsta sträcka mellan befintliga vägar.

Alla beräkningar av kabel kommer initialt att ske med kabeldimensionen 240 mm<sup>2</sup>. För det fall som är ekonomiskt fördelaktigast kommer även beräkning med optimala kabeldimensioner att ske. I beräkningarna används kabelskåpet QUICKSEC istället för T-kopplingar och/eller dubbel kabeldragning via vindkraftverk, om kabeln inte passerar i omedelbar närhet av vindkraftverket. Fördelen med QUICKSEC jämfört med en T-koppling är att det är möjligt att sektionera kablarna vid reparation eller fel. Kabelförläggningen kommer att göras i gemensam kabelgrav så långt det är möjligt.

### 10.1. Från vindkraftverken till Fjärås via Hallandsleden

Kabelsträckningen framgår av Karta 2. Kabellängden från stationen i Fjärås till det vindkraftverk som ligger längst bort är 7220 meter. Avstånd mellan punkter på kartan framgår av Tabell 11.



Karta 2. Karta över föreslagen kabeldragning mellan vindkraftverken och Fjärås.

|       |        |     |     |     |     |     |     |     |     |
|-------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Från  | Fjärås | P1  | P1  | P2  | P2  | P3  | P3  | P4  | P4  |
| Till  | P1     | P2  | P3  | V1  | V2  | V3  | P4  | V4  | V5  |
| Meter | 4960   | 620 | 620 | 400 | 250 | 330 | 760 | 100 | 780 |

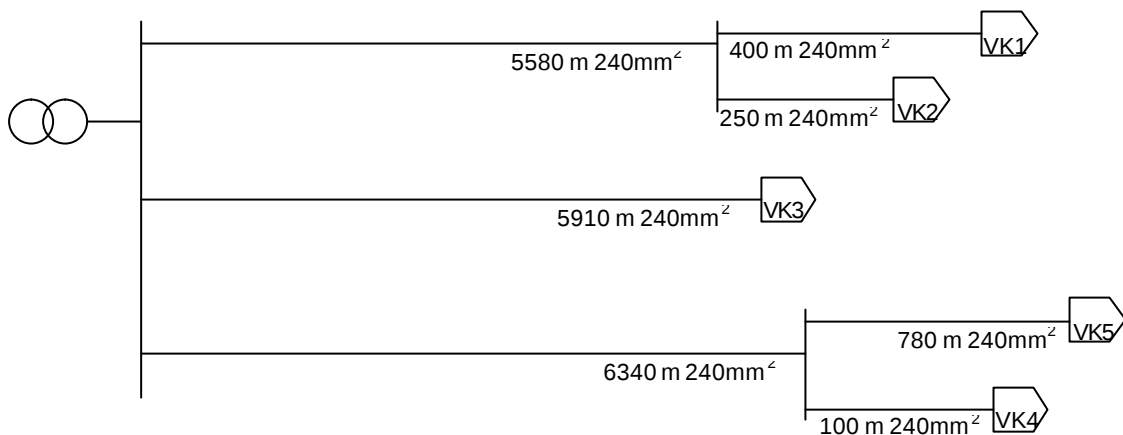
Tabell 11. Avstånd mellan punkter på kartan.

#### 10.1.1. Alternativ 1, 12 kV

Detta alternativ är det enklaste för inkoppling till ställverket i Fjärås. Tre kablar ansluts till varsitt kabelfack i Fjärås ställverk. Två kablar kommer vardera att leverera effekten från två vindkraftverk, den tredje från ett verk. Kabelmängd, nätstationer och frånskiljare framgår av Tabell 12 och elschema av Figur 3

|             | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | singel-kabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nät-station |
|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------|-------------------|----------------------|-------------|
| Antal meter | 4960                       | 620                        | 3240         | 19980             |                      |             |
| Antal styck |                            |                            |              |                   | 2                    |             |

**Tabell 12. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 1.**



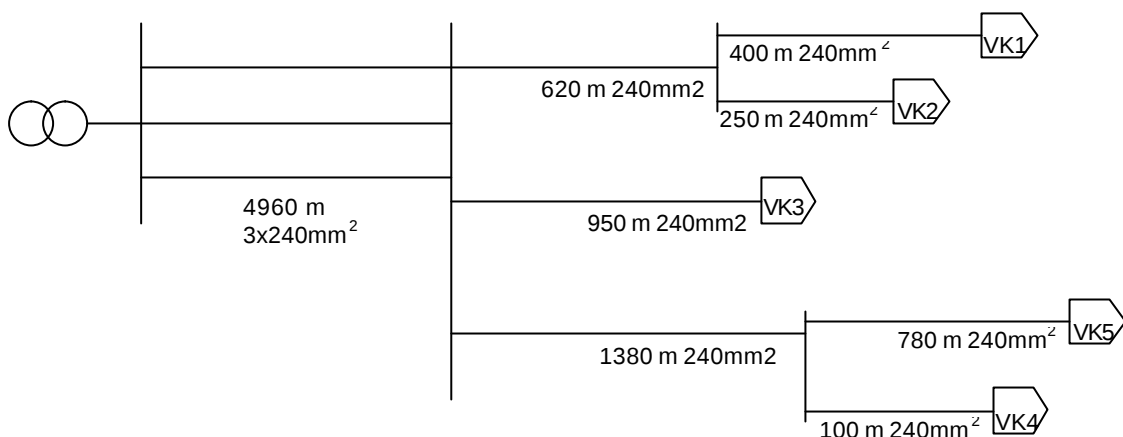
**Figur 3. Alternativ 1.**

### 10.1.2. Alternativ 2, 12 kV

Det här alternativet liknar till stor del alternativ 1, skillnaden är att det tillkommit en nätstation där fördelningen till vindkraftverken kan ske. Mellan Fjärås och nätstationen fördelas effekten på de tre kablarna för att minimera effektförlusterna vid drift. Att använda en nätstation innebär att effektförlusterna minskar eftersom resistansen mellan ställverket och nätstation blir lägre. Kabelmängd, nätstationer och frångiljare framgår av Tabell 13 och elschema av Figur 4

|             | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | singel-kabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nät-station |
|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------|-------------------|----------------------|-------------|
| Antal meter | 4960                       | 620                        | 3240         | 19980             |                      |             |
| Antal styck |                            |                            |              |                   | 2                    | 1           |

**Tabell 13. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 2.**



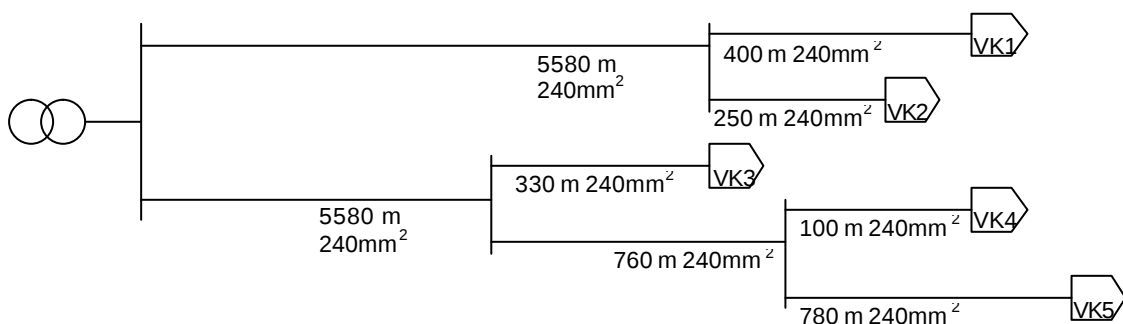
Figur 4. Alternativ 2.

### 10.1.3. Alternativ 3, 24 kV

I det här alternativet kommer spänningsnivån att ligga på en högre nivå vilket leder till att samma effekt kan överföras samtidigt som effektförlusterna blir lägre. Alternativet innebär även att det krävs färre kablar för effektöverföringen. Kabelmängd, nätstationer och frångiljare framgår av Tabell 14 och elschema av Figur 5

|             | 2 kablar i<br>samma<br>kabelgrav | singel-<br>kabel | total<br>mängd<br>kabel | QUICKSEC<br>frångiljare | nät-<br>station |
|-------------|----------------------------------|------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|
| Antal meter | 4960                             | 3960             | 13880                   |                         |                 |
| Antal styck |                                  |                  |                         | 3                       |                 |

Tabell 14. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 3.



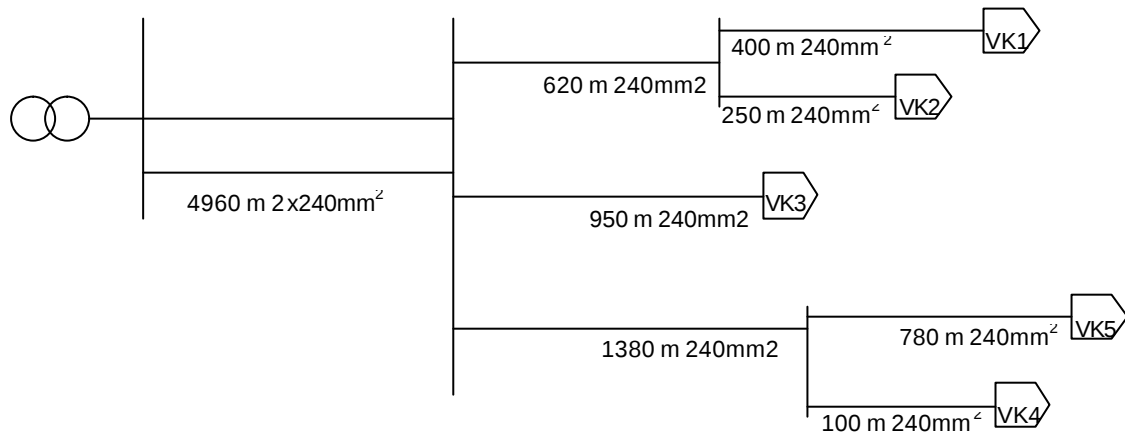
Figur 5. Alternativ 3.

#### 10.1.4. Alternativ 4, 24 kV

Det här alternativet liknar till stor del alternativ 3, skillnaden är att det tillkommit en nätstation där fördelningen till vindkraftverken kan ske. Mellan Fjärås och nätstationen fördelas effekten på de tre kablarna för att minimera effektförlusterna vid drift. Liksom i alternativ 2 så minskar effektförlusterna jämfört med alternativet utan nätstation. Kabelmängd, nätstationer och frångiljare framgår av Tabell 15 och elschema av Figur 6.

|             | 2 kablar i samma kabelgrav | singelkabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nätstation |
|-------------|----------------------------|-------------|-------------------|----------------------|------------|
| Antal meter | 4960                       | 3960        | 13880             |                      |            |
| Antal styck |                            |             |                   | 3                    | 1          |

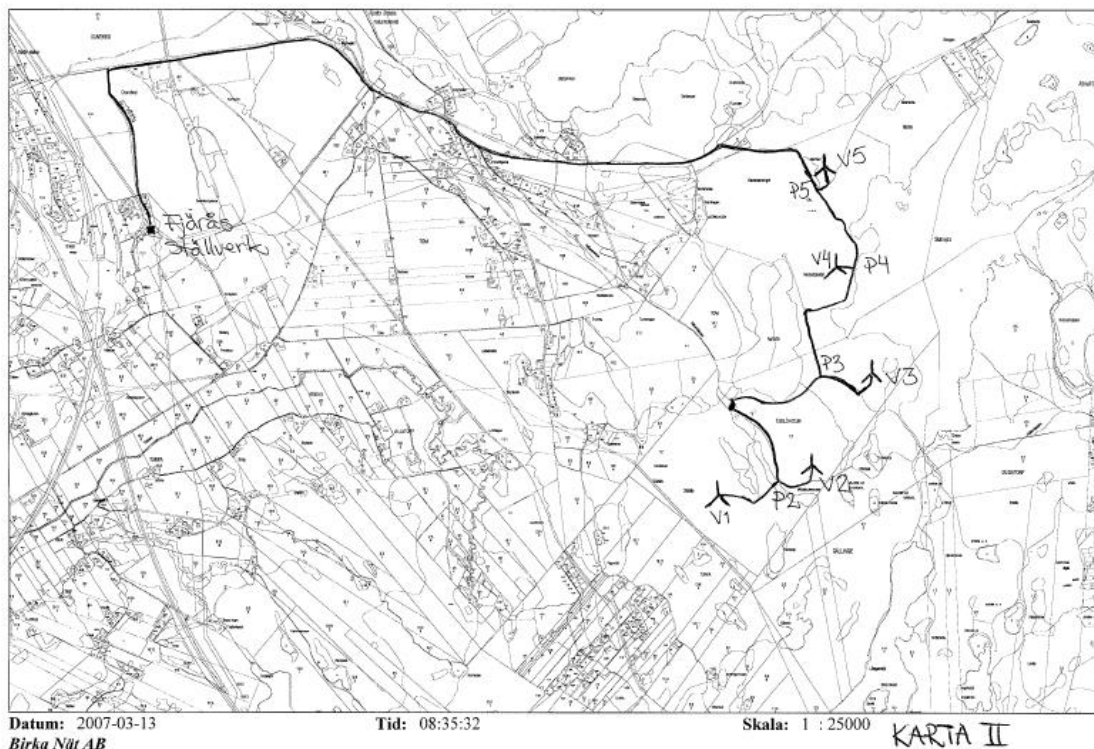
Tabell 15. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 4.



Figur 6. Alternativ 4.

## 10.2. Från vindkraftverken till Fjärås via Eneliden

Kabelsträckningen framgår av Karta 3. Kabellängden från stationen i Fjärås till det vindkraftverk som ligger längst bort är 9070 meter. Avstånd mellan punkter på kartan framgår av Tabell 16.



Karta 3. Karta över alternativ kabeldragning mellan vindkraftverken och Fjärås.

|       |        |     |     |     |     |     |      |     |     |
|-------|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|
| Från  | Fjärås | P5  | P5  | P4  | P4  | P3  | P3   | P2  | P2  |
| Till  | P5     | V5  | P4  | V4  | P3  | V3  | P2   | V1  | V2  |
| Meter | 5990   | 100 | 680 | 100 | 760 | 330 | 1240 | 400 | 250 |

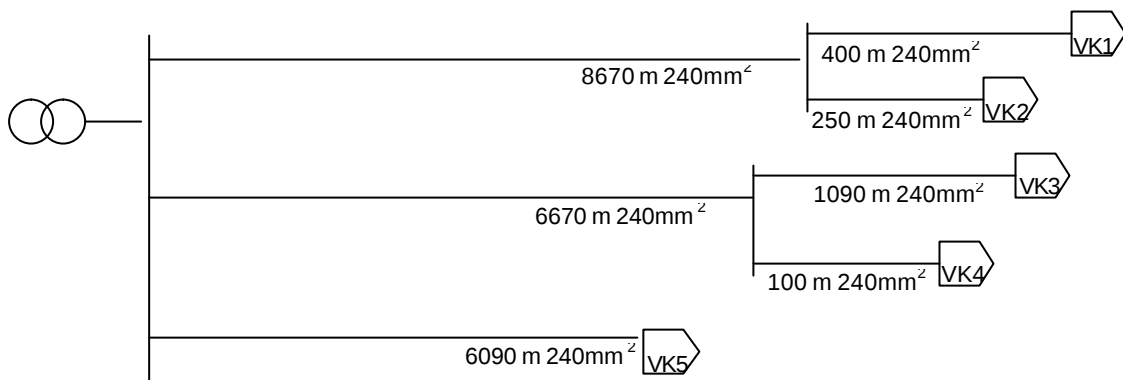
Tabell 16. Avstånd mellan punkter på kartan.

### 10.2.2. Alternativ 5, 12 kV

I det här fallet kommer kabelsträckningen helt att gå efter befintliga vägar. Alternativet överensstämmer i stora delar med alternativ 1 förutom att sträckorna har blivit längre. Kabelmängd, nätstationer och fränksiljare framgår av Tabell 17 och elschema av Figur 7.

|             | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | singel-kabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nät-station |
|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------|-------------------|----------------------|-------------|
| Antal meter | 5990                       | 1440                       | 2420         | 23290             |                      |             |
| Antal styck |                            |                            |              |                   | 2                    |             |

**Tabell 17. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 5.**



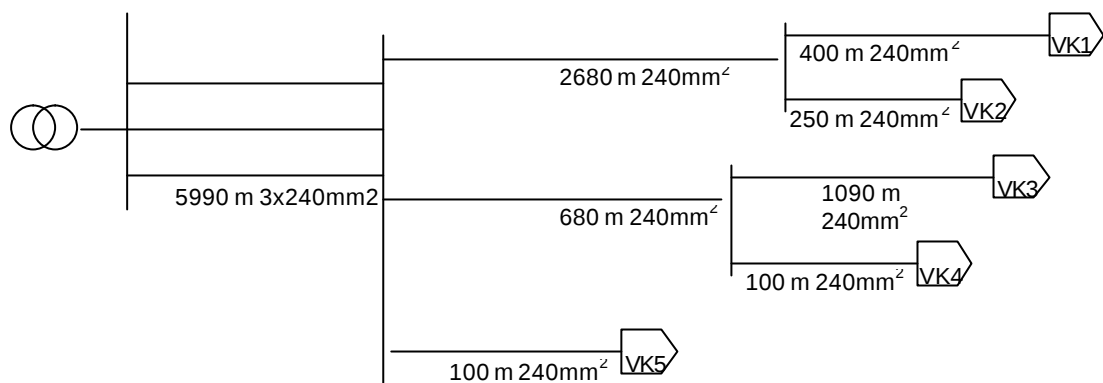
**Figur 7. Alternativ 5.**

### 10.2.3. Alternativ 6, 12 kV

I det här fallet kommer kabelsträckningen helt att gå efter befintliga vägar. Alternativet överensstämmer i stora delar med alternativ 2 förutom att sträckorna har blivit längre. Kabelmängd, nätstationer och frångiljare framgår av Tabell 18 och elschema av Figur 8.

|             | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | singel-kabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nät-station |
|-------------|----------------------------|----------------------------|--------------|-------------------|----------------------|-------------|
| Antal meter | 5990                       | 1440                       | 2420         | 23290             |                      |             |
| Antal styck |                            |                            |              |                   | 2                    | 1           |

**Tabell 18. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 6.**



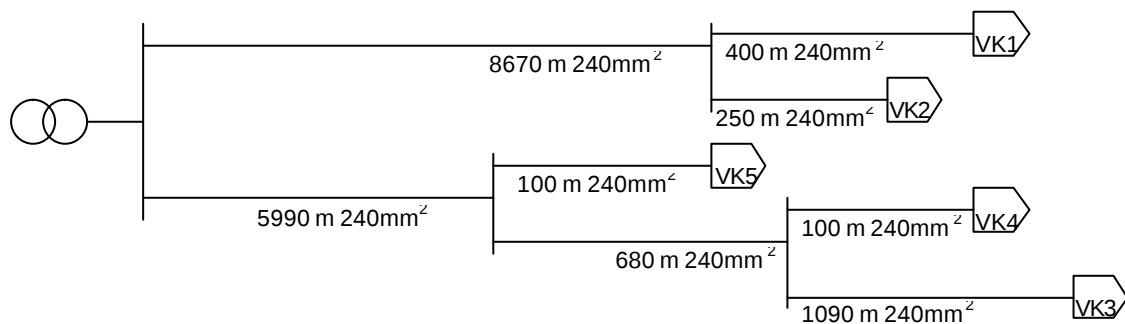
Figur 8. Alternativ 6.

#### 10.2.4. Alternativ 7, 24 kV

I det här fallet kommer kabelsträckningen helt att gå efter befintliga vägar. Alternativet överensstämmer i stora delar med alternativ 3 förutom att sträckorna har blivit längre. Kabelmängd, nätstationer och frånskiljare framgår av Tabell 19 och elschema av Figur 9.

|             | 2 kablar i samma kabelgrav | singelkabel | total mängd kabel | QUICKSEC frånskiljare | nätstation |
|-------------|----------------------------|-------------|-------------------|-----------------------|------------|
| Antal meter | 7430                       | 2420        | 17280             |                       |            |
| Antal styck |                            |             |                   | 3                     |            |

Tabell 19. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frånskiljare för alternativ 7.



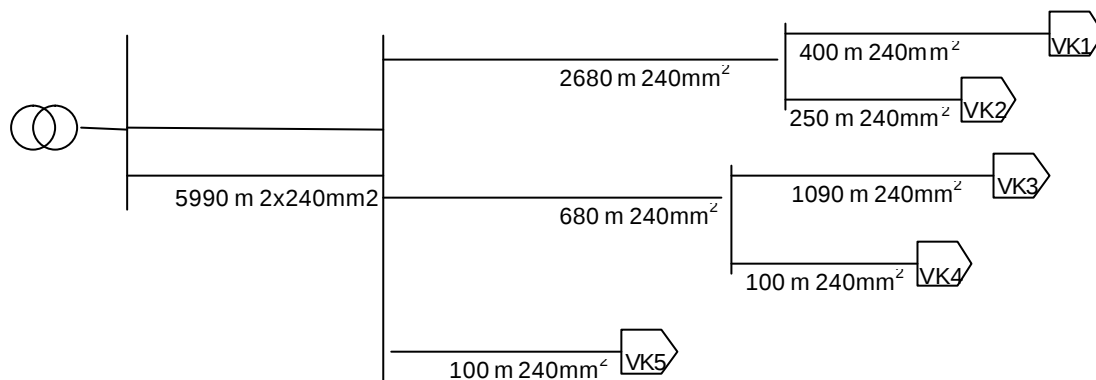
Figur 9. Alternativ 7.

### 10.2.5. Alternativ 8, 24 kV

I det här fallet kommer kabelsträckningen helt att gå efter befintliga vägar. Alternativet överensstämmer i stora delar med alternativ 4 förutom att sträckorna har blivit längre. Kabelmängd, nätstationer och frånskiljare framgår av Tabell 20 och elschema av Figur 10.

|             | 2 kablar i samma kabelgrav | singelkabel | total mängd kabel | QUICKSEC frånskiljare | nätstation |
|-------------|----------------------------|-------------|-------------------|-----------------------|------------|
| Antal meter | 7430                       | 2420        | 17280             |                       |            |
| Antal styck |                            |             |                   | 2                     | 1          |

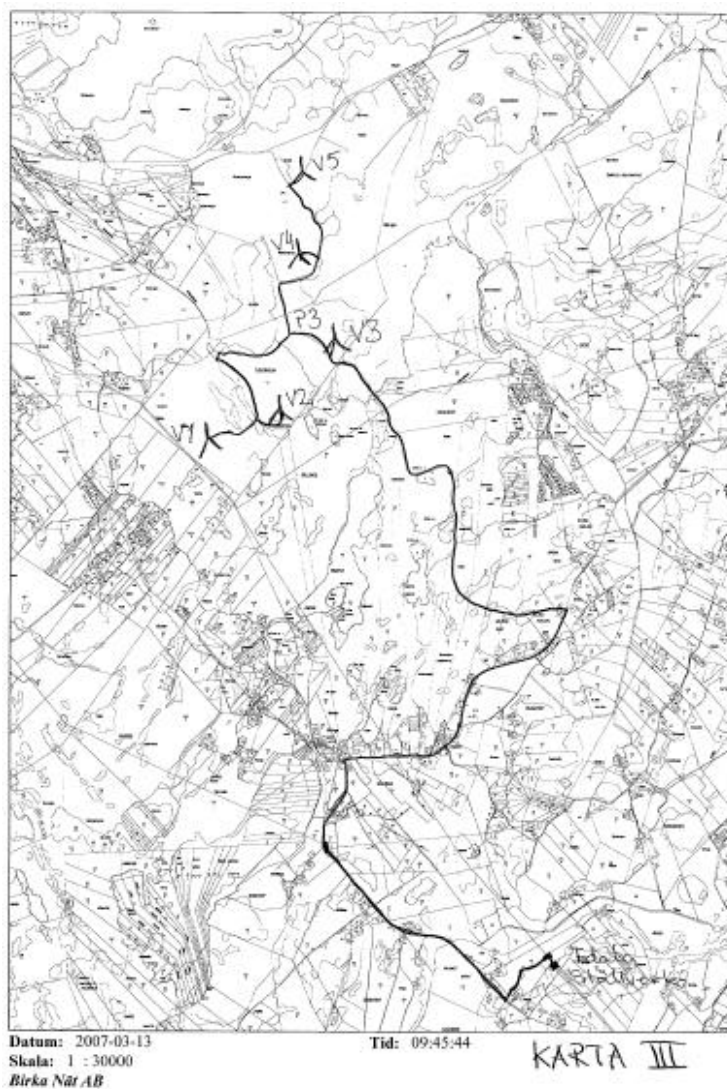
Tabell 20. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frånskiljare för alternativ 8.



Figur 10. Alternativ 8.

### 10.3. Från vindkraftverken till Idala

Kabelsträckningen framgår av Karta 4. Kabellängden från stationen i Idala till det vindkraftverk som ligger längst bort är 11540 meter. I rapporten redovisas enbart ett alternativ, 24 kV med nätstation. Om en byggnation med 12 kV skulle genomföras skulle den hamna i samma kostnadsnivå som att bygga 24 kV. Avstånd mellan punkter på kartan framgår av Tabell 21.



Karta 4. Karta över föreslagen kabeldragning mellan vindkraftverken och Idala.

|       |       |     |      |     |     |     |
|-------|-------|-----|------|-----|-----|-----|
| Från  | Idala | P3  | P3   | V2  | P3  | V4  |
| Till  | P3    | V3  | V2   | V1  | V4  | V5  |
| Meter | 9400  | 330 | 1590 | 650 | 860 | 880 |

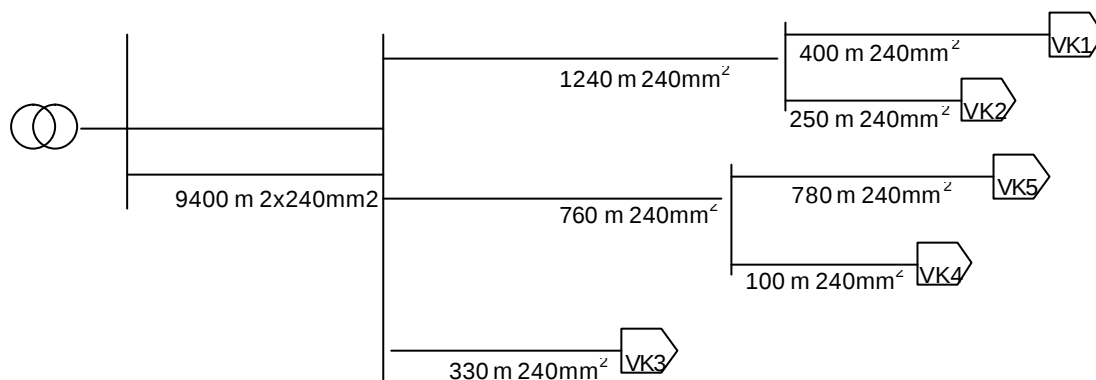
Tabell 21. Avstånd mellan punkter på kartan.

### 10.3.2. Alternativ 9, 24 kV

För alternativ 9 kommer kabel att grävas ner från stationen i Idala till punkt 3 på Karta 4 där en nätstation uppförs. Från nätstationen grävs kablarna till vindkraftverken ner efter befintliga vägar eller närmsta sträcka mellan befintliga vägar. Kabelmängd, nätstationer och frångiljare framgår av Tabell 22 och elschema av Figur 11.

|             | 2 kablar i samma kabelgrav | singelkabel | total mängd kabel | QUICKSEC frångiljare | nätstation |
|-------------|----------------------------|-------------|-------------------|----------------------|------------|
| Antal meter | 9400                       | 3860        | 22660             |                      |            |
| Antal styck |                            |             |                   | 2                    | 1          |

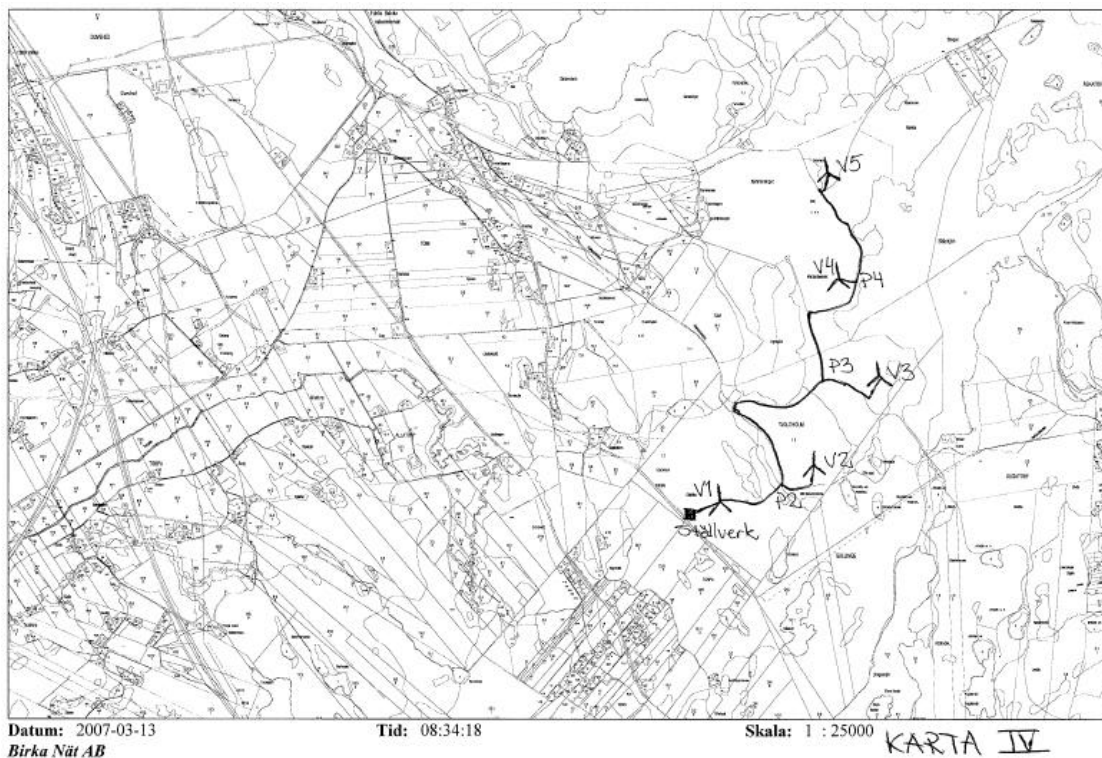
Tabell 22. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frångiljare för alternativ 9.



Figur 11. Alternativ 9.

### 10.4. Från vindkraftverken till närmsta högspänningsledning

Närmsta högspänningsledning passerar 300 meter från tänkt placering av ett vindkraftverk. Med ett ställverk liggande under högspänningsledningen blir kabellängden till det vindkraftverk som ligger längst bort 3680 meter som längst. Avstånd mellan punkter på kartan framgår av Tabell 23. Kabelsträckningen framgår av Karta 5.



Karta 5. Karta över föreslagen kabeldragning till ny fördelningsstation.

|       |             |     |             |             |     |
|-------|-------------|-----|-------------|-------------|-----|
| Från  | Ställverket | V1  | Ställverket | Ställverket | V4  |
| Till  | V1          | V2  | V3          | V4          | V5  |
| Meter | 300         | 650 | 2270        | 2800        | 880 |

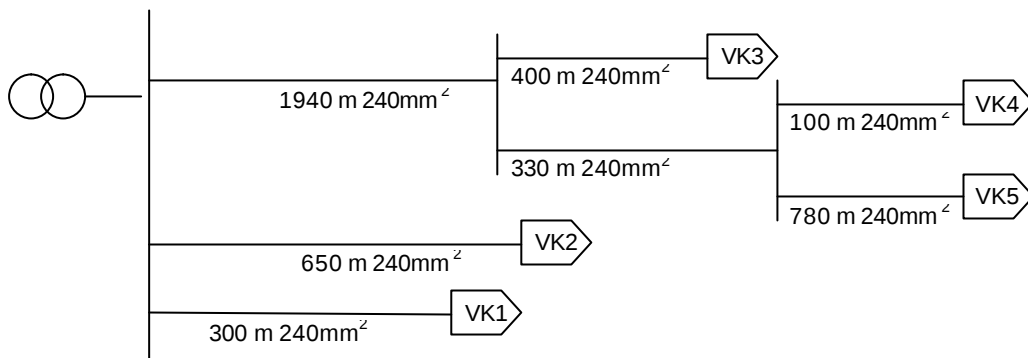
Tabell 23. Avstånd mellan punkter på kartan.

#### 10.4.2. Alternativ 10, 24 kV

Det här är det alternativ som kommer att kräva största initiala investeringskostnad för genomförande, i gengäld kommer kabelsträckorna och effektförlusterna att minimeras. Kabelmängd, nätstationer och frånskiljare framgår av Tabell 24 och elschema av Figur 12.

|             | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | singelkabel | total mängd kabel | QUICKSEC frånskiljare |
|-------------|----------------------------|----------------------------|-------------|-------------------|-----------------------|
| Antal meter | 300                        | 400                        | 3460        | 5160              |                       |
| Antal styck |                            |                            |             |                   | 2                     |

Tabell 24. Tabell över kabelmängd, nätstationer och frånskiljare för alternativ 10.



Figur 12. Alternativ 10, kabelsträckning från nytt ställverk.

## 11. Elkvalitetsberäkningar med hjälp av AMP

Elkvalitetsberäkningarna som redovisas i detta kapitel kommer uteslutande att vara för en anslutning till ställverket i Fjärås. Vid de övriga alternativen kommer anslutningen att ske till betydligt starkare nät. En simulering av spänningsvariationen har gjorts med PSS/E, resultatet redovisas sist i detta kapitel.

### 11.1. Långsamma spänningsvariationer

De långsamma spänningsvariationerna vid sammankopplingspunkten i Fjärås som orsakas av vindkraftverken får inte överstiga 1,5 %. Vid beräkning av variationen används överliggande natts impedans samt respektive befintliga transformators impedans. För överliggande nät är impedanserna givna i ohm men för transformatorerna är dessa givna i per unit (p.u.). Spänningsvariationerna kommer att beräknas med hjälp av p.u.-beräkningar. Överliggande natts impedans kommer att göras om till p.u. I Tabell 25 framgår impedanserna för överliggande nät och respektive transformator sedda från nedspänningssidan. Överliggande natts impedans kommer att räknas om i p.u.

|                      | Resistans   | Reaktans    |
|----------------------|-------------|-------------|
| Överliggande nät     | 1,3645 ohm  | 7,6901 ohm  |
| Transformator 10 MVA | 0,4022 p.u. | 6,7041 p.u. |
| Transformator 15 MVA | 0,4684 p.u. | 4,6482 p.u. |

Tabell 25. Resistanser och reaktanser vid Fjärås ställverk

Vid p.u.-beräkningar används baseffekt och basspänning. För transformatorerna har  $S_b=1000$  MVA och  $U_b=55$  kV använts. Överliggande nät kommer också att räknas om med hjälp av dessa baser. Effekten från vindkraftverken kommer att räknas om med  $S_b=1000$  MVA. I beräkningarna för  $U$  används maximal effekt,  $P_{\max}=10,205$  MW,  $Q_{\max}=-0,25$  MVar. I Tabell 26 framgår impedanser och effekter omräknade i p.u.

|                                         | Resistans p.u.    | Reaktans p.u.       |
|-----------------------------------------|-------------------|---------------------|
| Total impedans med 10 MVA transformator | 0,853             | 9,246               |
| Total impedans med 15 MVA transformator | 0,919             | 7,190               |
|                                         | Aktiv effekt p.u. | Reaktiv effekt p.u. |
| Total effekt för 5 st vindkraftverk     | 10,205E-3         | -0,25E-3            |

**Tabell 26. Impedanser och effekter i p.u.**

Vid beräkning av spänningsvariationen används ekvation 13.

$$\frac{\Delta U}{U_1} \cong \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_1^2} \cdot 100\% \Rightarrow \Delta U \cong (R_{pu} \cdot P_{pu} + X_{pu} \cdot Q_{pu}) \cdot 100\% \quad (\text{ekvation 13})$$

Spänningsvariationen med 10 MVA transformator blir vid sammankopplingspunkten (nedspänningssidan Fjärås ställverk):

$$\Delta U = (0,853 \cdot 10,205 \cdot 10^{-3} - 9,246 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}) \cdot 100\% = 0,64\%$$

Spänningsvariationen med 15 MVA transformator blir vid sammankopplingspunkten (nedspänningssidan Fjärås ställverk):

$$\Delta U = (0,919 \cdot 10,205 \cdot 10^{-3} - 7,190 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3}) \cdot 100\% = 0,76\%$$

Vid anslutning av en hel vindkraftpark kräver Fortum att  $\cos \phi$  ska vara 1 vilket ger en spänningsvariation på:

$$\Delta U = 0,853 \cdot 10,205 \cdot 100\% = 0,87\% \text{ respektive}$$

$$\Delta U = 0,919 \cdot 10,205 \cdot 100\% = 0,94\%$$

Som framgår av ekvationerna är spänningsvariationen klart under 1,5 % för bägge transformatorerna.

Spänningsvariationen mellan sammankopplingspunkten och det vindkraftverk som ligger längst bort får inte variera mer än -10-6 %, dock så används av säkerhetsskäl -10-5 % på Fortum. Samtliga lösningsförslag har en spänningsvariation som understiger 5 %, den högsta spänningsvariationen, 4 %, återfinns i alternativ 5.

## **11.2. Snabba spänningsvariationer**

Vid beräkning av de snabba spänningsvariationerna används kortslutningseffekten vid anslutningspunkten, i beräkningarna som följer kommer kortslutningseffekten vid Fjärås ställverk att användas. Flickeremissionen  $P_{lt}$  kommer att beräknas för att visa att den inte överstiger värdet 0,25. I de beräkningar som följer kommer däremot värdet för  $P_{lt}$  att sättas till 0,25.

Kortslutningseffekten vid Fjärås ställverk är 108 MVA, vindkraftverkens sammanlagda referenseffekt är 10 MVA. Kortslutningsvinkeln vid Fjärås ställverk är mellan 80° och 85° beroende på vilken transformator som är inkopplad. Vid beräkningar kommer

kortslutningsvinklarna 70° och 85°, från vindkraftdata, att användas eftersom kortslutningsvinkeln i Fjärås ligger i det intervallet.

|                                    | Vid startvind |      |      |      | Vid omkopplingsvind |      |      |      | Vid tillbaka-kopplingsvind |      |      |      |
|------------------------------------|---------------|------|------|------|---------------------|------|------|------|----------------------------|------|------|------|
| Kortslutningsvinkel<br>$\varphi_k$ | 30            | 50   | 70   | 85   | 30                  | 50   | 70   | 85   | 30                         | 50   | 70   | 85   |
| Spänningsändringsfaktor ( $k_u$ )  | 0,09          | 0,07 | 0,04 | 0,01 | 0,96                | 0,71 | 0,39 | 0,16 | 0,24                       | 0,18 | 0,1  | 0,24 |
| Flickerstegsfaktor ( $k_f$ )       | 0,01          | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,05                | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,02                       | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Flickerkoefficient ( $c_f$ )       | 2             | 2    | 2,1  | 2,1  |                     |      |      |      |                            |      |      |      |

**Tabell 27. Faktorer som används vid beräkningar.**

#### **Flickeremissionen $P_{lt}$ vid start:**

För ett vindkraftverk:

$$P_{lt} \approx 8 N_{120}^{\frac{1}{3,2}} k_f \frac{S_{ref}}{S_k} = 8 \cdot 20^{\frac{1}{3,2}} \cdot 0,01 \cdot \frac{2}{108} = 0,00378$$

För 5 vindkraftverk:

$$P_{lt,tot} = \sqrt[3,2]{\sum_k P_{lt,k}^{3,2}} = \sqrt[3,2]{\sum_1^5 0,00378^{3,2}} = 0,0063$$

#### **Flickeremissionen $P_{lt}$ vid drift:**

För ett vindkraftverk:

$$P_{lt} = c_f(70^\circ) \frac{S_{ref}}{S_k} = 2,1 \cdot \frac{2}{108} \approx 0,04$$

För 5 vindkraftverk:

$$P_{lt,tot} = \sqrt{\sum_k P_{lt,k}^2} = \sqrt{\sum_1^5 0,04^2} = 0,087$$

#### **Startförlopp:**

Kortslutningseffekten måste vid enkel inkoppling överstiga:

$$S_k \geq 25 k_u(70^\circ) \cdot S_{ref} = 25 \cdot 0,04 \cdot 10 = 10 \text{ MVA}$$

I värsta fall kan vindkraftverken starta 20 gånger under en tvåtimmarsperiod. För att inkopplingarna inte ska orsaka flicker måste kortslutningseffekten överstiga:

$$S_k \geq 8 \frac{1}{P_{lt}} k_f(70^\circ) N_{120}^{\frac{1}{3,2}} S_{ref} = 8 \cdot \frac{1}{0,25} \cdot 0,01 \cdot 20^{\frac{1}{3,2}} \cdot 10 \approx 9 \text{ MVA}$$

### Drift:

Vid anslutning av flera vindkraftverk till samma anslutningspunkt ska kortslutningseffekten vara:

$$S_k \geq 4c_f(70^\circ)S_{ref}\sqrt{k} = 4 \cdot 2,1 \cdot 2 \cdot \sqrt{5} = 38 \text{ MVA}$$

Den högsta beräknade kortslutningseffekten som fordras för anslutning av vindkraftparken är 38 MVA. Detta värde är klart under kortslutningseffekten i sammankopplingspunkten.

### 11.3. Strömövertoner

Den totala harmoniska störningen THD är enligt Tabell 28, 1,1 % av märkströmmen. Vid en jämförelse med normen på maximalt 6 %, ligger THD för Vestas V 90 klart under det värdet.

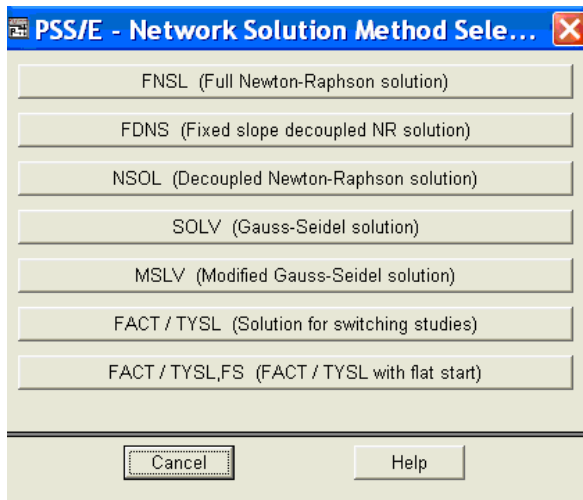
| Harmonics:                         |              |                                | □ not measured □ not relevant |              |                                |
|------------------------------------|--------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------|--------------------------------|
| Order                              | Output power | Harmonic current [% of $I_N$ ] | Order                         | Output power | Harmonic current [% of $I_N$ ] |
| 2                                  | 2000.9       | 0.2                            | 3                             | 1030.9       | 0.1                            |
| 4                                  | 1214.8       | 0.2                            | 5                             | 605.7        | 0.8                            |
| 6                                  | 259.1        | 0.2                            | 7                             | 605.7        | 0.2                            |
| 10                                 | 1877.6       | 0.1                            | 11                            | 1735.4       | 0.5                            |
| 32                                 | 46.5         | 0.1                            | 13                            | 1366.8       | 0.2                            |
| 46                                 | 1646.1       | 0.1                            | 29                            | 480.6        | 0.1                            |
| 48                                 | 1999.6       | 0.2                            | 31                            | 38.4         | 0.2                            |
| 50                                 | 45.9         | 0.1                            | 33                            | 280.5        | 0.1                            |
|                                    |              |                                | 35                            | 852.9        | 0.1                            |
| Maximum THD [% from rated current] |              |                                | 1.1                           |              |                                |
| Power at maximum THD [kW]          |              |                                | 605                           |              |                                |

Tabell 28. Tabell över strömövertoner i Vestas vindkraftverk V90, 2MW.

### 11.4. Simulering av spänningsvariation med hjälp av PSS/E

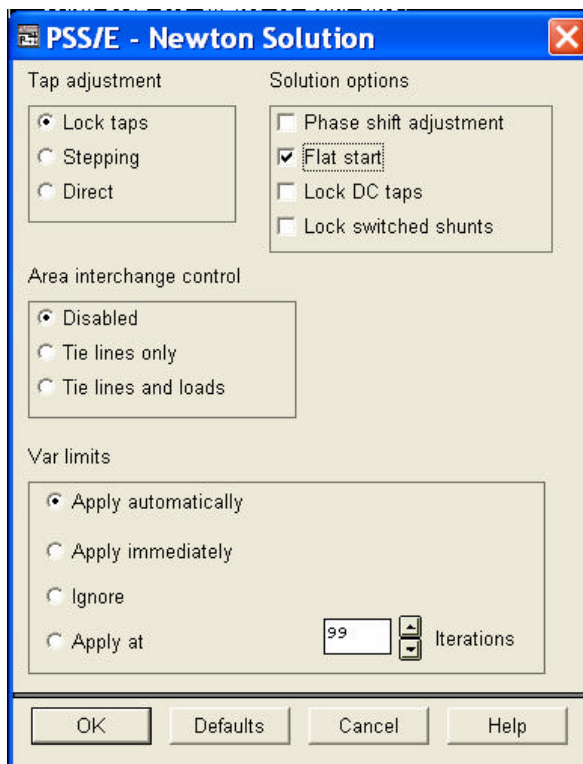
PSS/E är en programvara för simulering av större elnät, det svenska elnätet fanns representerat på versionen som följande simulationer gjordes i. Elschema över 130 kV-nätet med Hanhals som förser Fjärås med ström och 55 kV-nätet med ställverket i Fjärås finns i bilaga 18.2. Simuleringen gjordes i Fjärås ställverk med transformatorernas spänningsreglering bortkopplad, även kondensatorbatteriet var bortkopplat under simuleringen.

Simuleringen, med en transformator i taget inkopplad, genomfördes i tre steg. Först med elkonsumenterna inkopplade och vindgenereringen bortkopplad, därefter med både elanvändare och vindgenerering inkopplad, slutligen med elkonsumenterna bortkopplade och vindgenereringen inkopplad. Vid inkopplade elanvändare användes en konsumtion av 9 MW och 1 MVar, vid inkopplad vindgenerering användes en tillförsel av 10 MW och en konsumtion av 0,25 MVar. Resultatet redovisas för både ned- och uppspänningssidan. Vid simuleringen har Full Newton-Raphson metoden använts, Bild 1.



**Bild 1. Metoder för lösning av problem i PSS/E.**

Valet av hur simuleringen genomförts framgår av Bild 2.



**Bild 2. Val av lösningsoptioner i PSS/E.**

Vid simuleringen användes förhållandet 1:1 mellan upp- och nedspänningssidan istället för de förinställda värdena.

De simulerade spänningvärdena framgår av Tabell 29. I tabellen framgår att den maximala spänningsskillnaden på nedspänningssidan är 2,8 % för båda transformatorerna. Den maximala spänningsskillnaden på uppspänningssidan är 1,5 %.

Spänningsskillnaden är 1,3 % för båda transformatorerna för det fall att konsumtionen av el är konstant och vindkraftparken går från stillastående till maximal produktion.

| Spänning i per unit (p.u.)               | Transformator 10 MVA |                  | Transformator 15 MVA |                  |
|------------------------------------------|----------------------|------------------|----------------------|------------------|
|                                          | Nedspänningssida     | Uppspänningssida | Nedspänningssida     | Uppspänningssida |
| Elanvändare inkopplade                   | 0,94672              | 0,95976          | 0,94994              | 0,96027          |
| Elanvändare och vindgenerering inkopplad | 0,95991              | 0,96862          | 0,96306              | 0,96862          |
| Vindgenerering inkopplad                 | 0,97513              | 0,97516          | 0,97813              | 0,97573          |

**Tabell 29. Spänningar på upp- respektive nedspänningssida i transformatorerna.**

Vid simuleringarna var felvärdena för simulering på hela systemet 0,25 MVA vid konsumtion av el, 2,85 MVA vid konsumtion tillsammans med generation och 1,7 MVA vid enbart generation av effekt.

### **11.5. Spänningsvariation vid kraftverken**

Vid beräkning av spänningsvariationen vid vindkraftverken var den inte i något av alternativen utanför gränsvärdena. Den största skillnaden fanns för alternativen 5 och 6 där skillnaden, för 12 kV, mellan fördelningsstationen och det kraftverk som låg längst bort uppgick till knappt 4 %. Kraftverken ska utan problem klara en spänningsvariation på -6-10 % av nominell spänning.

## **12. Vindkartor**

När vindkraftverk eller vindkraftparker ska byggas så är det av stor vikt att dessa byggs på platser där vindförhållandena är optimala. Vindenergikartorna som SMHI [6] sammanställer innehåller både vindenergiinnehåll och vindstyrkor. För att kunna beräkna framtida energiproduktion är det bra att ha tillgång till sådan information. I denna rapport kommer observationer från Landsort utanför Nynäshamn att ligga till grund för de förlustberäkningar som redovisas.

I Tabell 30 framgår den procentuella fördelningen av vindstyrka i perioden 1991-2001. Tabellen är komprimerad för att passa data från vindkraftverket.

| Vindhastighet i m/s |      | % av perioden |
|---------------------|------|---------------|
| Från                | Till |               |
| 14,5                | 25   | 2,01          |
| 12,5                | 14,4 | 3,17          |
| 10,5                | 12,4 | 7,7           |
| 8,5                 | 10,4 | 13,9          |
| 6,5                 | 8,4  | 20,57         |
| 4,5                 | 6,4  | 24,99         |
| 2,5                 | 4,4  | 20,82         |
| 0                   | 2,4  | 6,84          |

**Tabell 30. Procentuell fördelning av vindstyrka**

## 13. Förlustberäkningar

Med förluster avses i detta kapitel de resistiva förluster som uppkommer i kablarna mellan vindkraftverken och det ställverk där transformation till överliggande spänningsnivå görs. För förlustberäkningarna har vindkraftdata använts.

### ***13.1. Effektberäkning utifrån vindkraftdata***

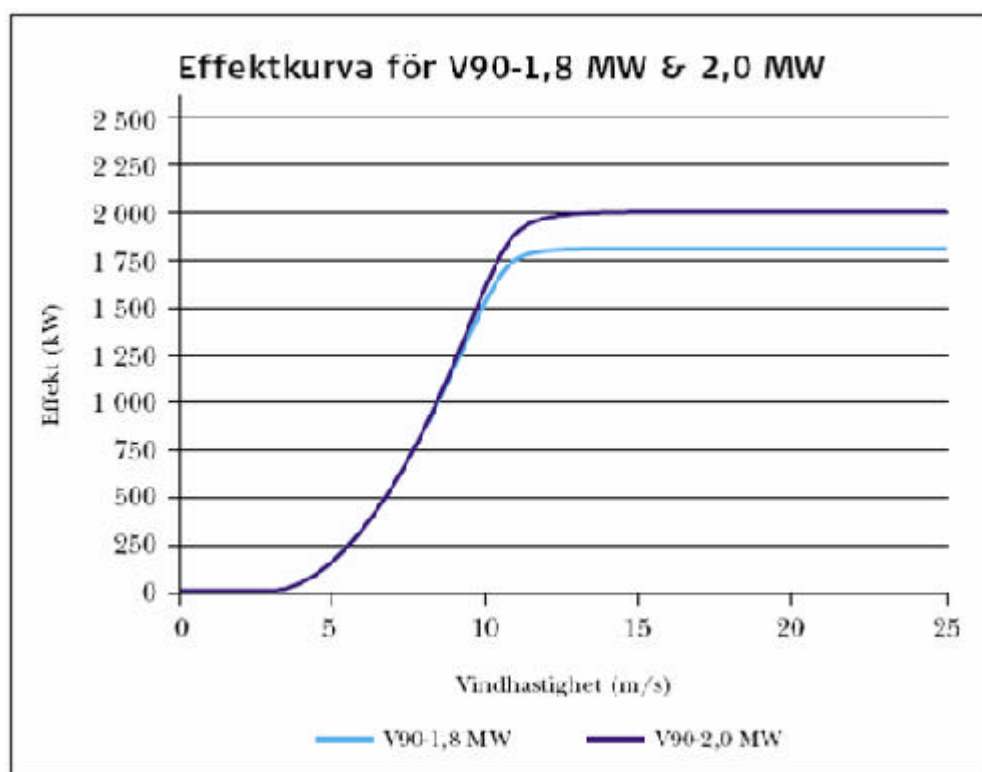
För att få användbara vindhastigheter vid beräkning av effekter och effektförluster användes data från Tabell 30. Från dessa data togs medelvärdet fram vilket gav värdena i Tabell 31.

Effekten är framräknad utifrån inkopplingsvinden och märkvinden för vindkraftverket Vestas V90-2,0 MW. Med en märkeffekt på 2000 kW vid märkvinden 13 m/s och inkopplingsvinden 3,5 m/s fick man en faktor på 210 kW gånger vindhastigheter överstigande 3,5 m/s. De framräknade värdena är inte exakta men kommer att användas för att få fram ungefärliga värden på energiförluster och energiproduktion. Vid jämförelse med effektkurvan Figur 13, är de framräknade värdena i Tabell 31 lägre vid vindar över 7,5 m/s och högre vid vind på 5 m/s.

| Vindhastighet i m/s | % av perioden | Timmar/år | Effekt i kW |
|---------------------|---------------|-----------|-------------|
| 13                  | 3,1           | 271       | 2000        |
| 11,5                | 7,7           | 675       | 1680        |
| 9,5                 | 13,9          | 1217      | 1260        |
| 7,5                 | 20,6          | 1805      | 840         |
| 5                   | 35,3          | 3092      | 315         |
| 0                   | 19,4          | 1700      | 0           |

**Tabell 31. Beräknade effekter vid olika vindhastigheter**

Vindkraftverkets effektkurva framgår av Figur 13.



**Figur 13. Effektkurva Vestas V90-2,0 MW**

## 13.2. Energiförluster

Vid beräkning av energiförlusterna användes den momentana effektförlusten vid de olika vindhastigheterna. Effektförlusten beror på den totala resistansen i kablarna och vilken momentan ström som flyter i respektive kabel.

$$P_{förlust} = R \cdot I^2 \quad (\text{ekvation 14})$$

Strömmen som används i beräkningarna beror på den momentana effekten.

$$P_{momentan} = \sqrt{3} \cdot I_{momentan} \cdot U \Rightarrow I_{momentan} = \frac{P_{momentan}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (\text{ekvation 15})$$

Strömmen för de olika effekterna från ett vindkraftverk framgår av Tabell 32. När mer än ett vindkraftverk är anslutet via samma kabel är strömmen i beräkningarna multiplicerad med antalet vindkraftverk.

|                   |      |      |      |     |     |
|-------------------|------|------|------|-----|-----|
| Effekt (kW)       | 2000 | 1650 | 1260 | 840 | 315 |
| Ström (A) 10,5 kV | 110  | 91   | 69   | 46  | 17  |
| Ström (A) 21 kV   | 55   | 45   | 35   | 23  | 9   |

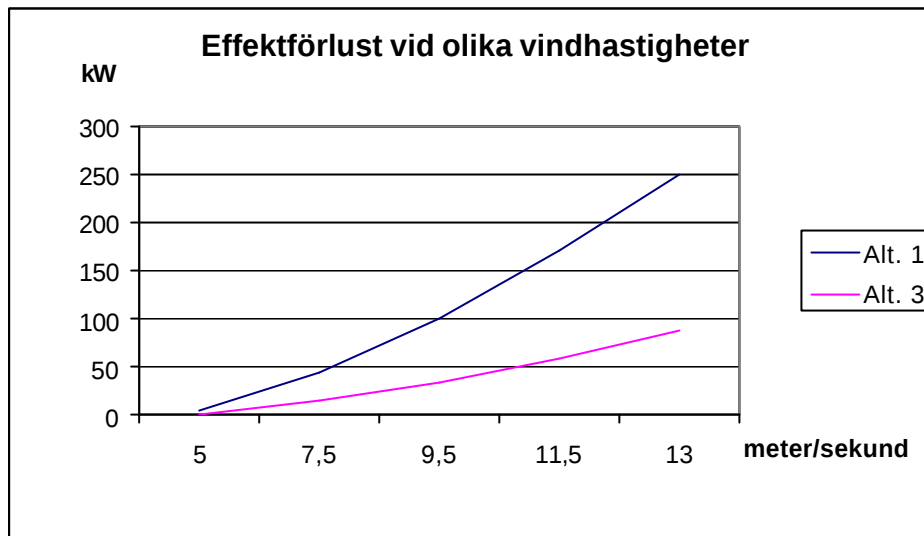
**Tabell 32. Ström vid olika vindkrafteffekter**

De momentana avrundade effektförlusterna i kW framgår av Tabell 33. De olika kabelsträckningarna med nominell spänning 10,5 respektive 21 kV redovisas.

|                               |      |      |      |     |     |
|-------------------------------|------|------|------|-----|-----|
| Alternativ \ effekt (kW)/verk | 2000 | 1650 | 1260 | 840 | 315 |
| Alternativ 1 (10,5 kV)        | 250  | 170  | 99   | 44  | 6   |
| Alternativ 2 (10,5 kV)        | 235  | 160  | 93   | 41  | 6   |
| Alternativ 3 (21 kV)          | 88   | 60   | 35   | 15  | 2   |
| Alternativ 4 (21 kV)          | 82   | 56   | 33   | 14  | 2   |
| Alternativ 5 (10,5 kV)        | 314  | 214  | 125  | 55  | 8   |
| Alternativ 6 (10,5 kV)        | 296  | 202  | 118  | 52  | 7   |
| Alternativ 7 (21 kV)          | 106  | 72   | 42   | 19  | 3   |
| Alternativ 8 (21 kV)          | 102  | 70   | 41   | 18  | 3   |
| Alternativ 9 (21 kV)          | 144  | 98   | 57   | 25  | 4   |
| Alternativ 10 (21 kV)         | 24   | 16   | 9    | 4   | 1   |

**Tabell 33. Effektförluster i kW**

Som framgår av Tabell 33 är effektförlusterna starkt kopplade till vilken spänningsnivå som valts och vilka vindförhållanden som råder i området för vindkraftparken. I Figur 14 redovisas alternativen 1 och 3 vid olika vindhastigheter. I grafen kan man se att effektförlusterna i kablarna är upp till 250 kW när det blåser 13 meter/sekund.

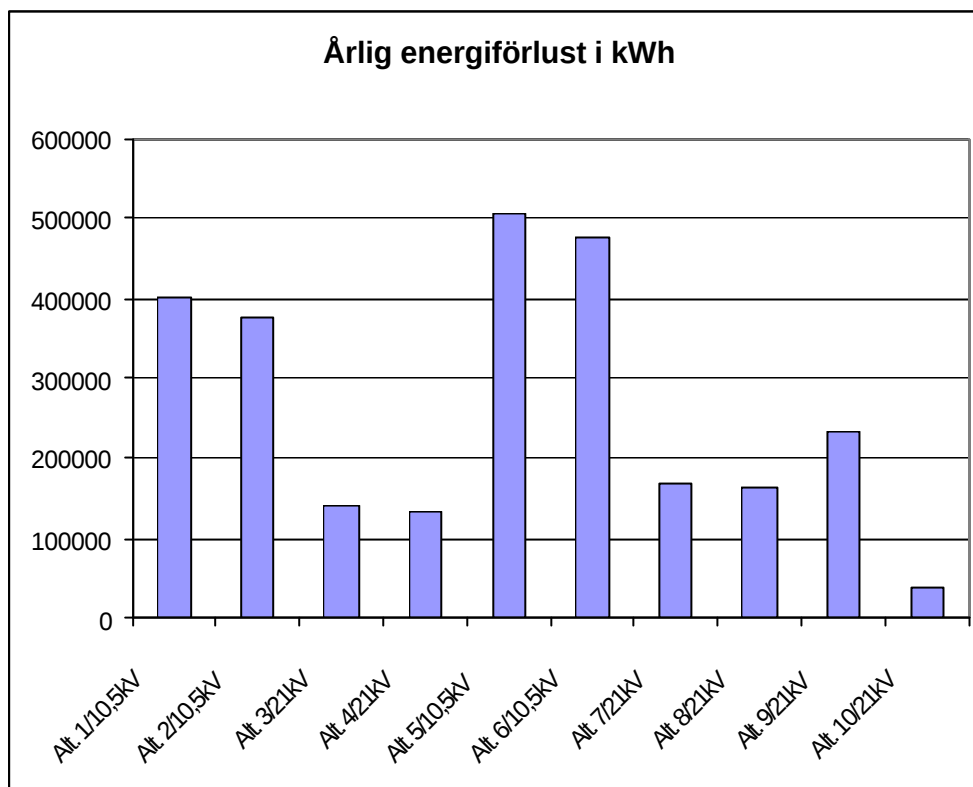


**Figur 14. Effektförluster i kablarna vid olika vindhastigheter.**

För att få fram de årliga energiförlusterna användes data från Tabell 31 där det framgår hur många timmar per år som det blåser i respektive vindstyrka. Beräkningen framgår av ekvation 16.

$$E_{\text{förlust}} = P_{\text{förlust}} \cdot t \quad (\text{ekvation 16})$$

De årliga energiförlusterna framgår av Figur 15, noterbart är att skillnaden i energiförluster mellan alternativ 1 och 2 är 24000 kWh (med eller utan nätstation). Ur figuren kan också utläsas att en högre spänningsnivå, jämför alternativ 1 och 3, innebär att förlusterna minskar med 261000 kWh per år.



Figur 15. Årlig energiförlust i kWh

## 14. Investeringsberäkning

För beräkningarna av kostnader vid vindkraftparksanslutningen har arbets- och materialkostnader för kablar tagits från ebr-katalogen [7], planeringskatalog p1 och p2. Kostnader för ställverk och transformatorer är tagna från ebr-katalogen [8], p1 och p2. I Tabell 34 framgår de olika kostnaderna för material och arbete. I summorna är alla kostnader inräknade.

Vid tillbyggnation av ställverk ingår i kostnaden en liten byggnad, mätskåp och 3 linjefack.

En ombyggnation innebär i detta fall att det kommer att finnas två utgående spänningsnivåer i ställverket. Vid ombyggnation ingår kostnader för brytare, frångiljare, kondensatorbatteri, mätutrustning, liten byggnad, 3 linjefack och transformator 15 MVA.

Ett nytt ställverk beräknas med avseende på transformering från 130 till 24 kV. I kostnaden ingår markarbeten, linjefack, transformatorfack, transformator 15 MVA med kringutrustning, 5 linjefack, lokaltransformatorfack med transformator, kondensatorbatteri med utrustning, mätack, liten byggnad, stationskontrollutrustning, mätskåp och hjälpkraft.

| Arbete/konstruktion                                               | Enhet | Kronor     |
|-------------------------------------------------------------------|-------|------------|
| Grävning av kabelgrav och nedläggning av 1 kabel, PEX 3*240 24 kV | km    | 343 000    |
| Kabel, PEX 3*240 24 kV                                            | km    | 168 000    |
| Grävning av kabelgrav och nedläggning av 1 kabel, PEX 3*240 12 kV | km    | 313 000    |
| Kabel, PEX 3*240 12 kV                                            | km    | 140 000    |
| Nätstation 800 kVA, utan transformator                            | st    | 180 000    |
| QUICKSEC frånskiljare                                             | st    | 20 000     |
| Nytt ställverk                                                    | st    | 12 000 000 |
| Tillbyggnation ställverk                                          | st    | 1 300 000  |
| Ombyggnation ställverk med trafo                                  | st    | 5 000 000  |
| Transformator 55/24 kV 15 MVA                                     | st    | 2 181 000  |
| Transformator 130/24 kV 15 MVA                                    | st    | 2 580 000  |

**Tabell 34. Kostnader för arbeten och material**

I Tabell 35 framgår de summor som är direkt hänförliga till kabeldragning och installation av nätstation och/eller frånskiljare för de olika alternativen.

| Alternativ \ kostnad | 3 kablar i samma kabelgrav | 2 kablar i samma kabelgrav | 1 kabel i kabelgrav | QUICKSEC | Nätstation | Totalsumma i kkr |
|----------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------|----------|------------|------------------|
| Alternativ 1         | 2941                       | 281                        | 1014                | 40       |            | 4 276            |
| Alternativ 2         | 2941                       | 281                        | 1014                | 40       | 180        | 4 456            |
| Alternativ 3         |                            | 2535                       | 1358                | 60       |            | 3 953            |
| Alternativ 4         |                            | 2535                       | 1358                | 60       | 180        | 4 133            |
| Alternativ 5         | 3552                       | 652                        | 757                 | 40       |            | 5 002            |
| Alternativ 6         | 3552                       | 652                        | 757                 | 40       | 180        | 5 182            |
| Alternativ 7         |                            | 3797                       | 830                 | 60       |            | 4 687            |
| Alternativ 8         |                            | 3797                       | 830                 | 40       | 180        | 4 847            |
| Alternativ 9         |                            | 4803                       | 1324                | 40       | 180        | 6 347            |
| Alternativ 10        | 204                        | 204                        | 1187                | 40       |            | 1 635            |

**Tabell 35. Kostnad för de olika alternativen enligt EBRs planeringskatalog p1 och p2 i kkr**

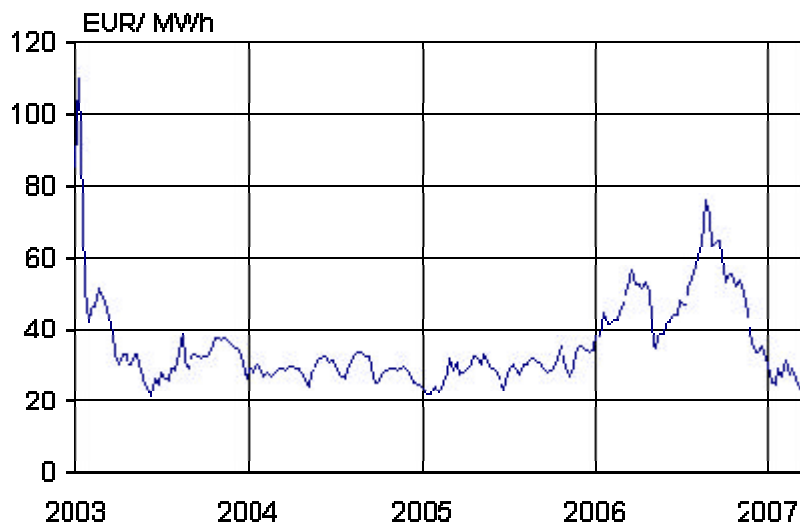
Den totala kostnaden för anslutning av vindkraftverken till respektive ställverkslösning framgår av Tabell 36. I tabellen redovisas valda lösningsförslag. Det framgår i tabellen att anslutningskostnaden för vindkraftverken varierar kraftigt beroende på vilka åtgärder som måste vidtas för de olika alternativen. Anslutningskostnaden måste i sin tur ställas i relation till de effektförluster som respektive alternativ kommer att orsaka. När det gäller alternativ 1 och alternativ 2 så är skillnaden i anslutningskostnad 180 000 kr men de beräknade förlusterna mellan de alternativen under 30 år med ett elpris på 30 öre/kWh är 216 000 kr till alternativ 2:s fördel, utan hänsyn tagen till ränteeffekter.

|                                                                                                                                       |            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Alternativ 1 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 5 600 kkr  |
| Alternativ 1 inklusive tillbyggnation av ställverk och en ny transformator                                                            | 7 800 kkr  |
| Alternativ 3 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 000 kkr  |
| Alternativ 5 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 6 300 kkr  |
| Alternativ 7 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 700 kkr  |
| Alternativ 9 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator, omfattningen av ombyggnationen är större än i ovanstående fall | 13 000 kkr |
| Alternativ 10, ny fördelningsstation                                                                                                  | 14 000 kkr |

**Tabell 36. Total kostnad för anslutning av vindkraftpark till respektive ställverkslösning**

## 15. Förlustkostnader och investeringskalkyler

För att kunna beräkna den totala kostnaden för energiförlusterna under ett vindkraftverks beräknade livstid måste ett pris för elen beräknas. Under de senaste 4 åren har elpriset på elbörsen varierat mellan 18 öre och upp till en krona per kWh, se Figur 16. Priset på elektricitet styrs av tillgång och efterfrågan. Historiskt kan sägas att långa kalla vintrar driver upp elpriset. Tillgången på vatten i vattenkraftmagasinen i norrlandsälvarna är också en faktor som i stor grad påverkar priset.

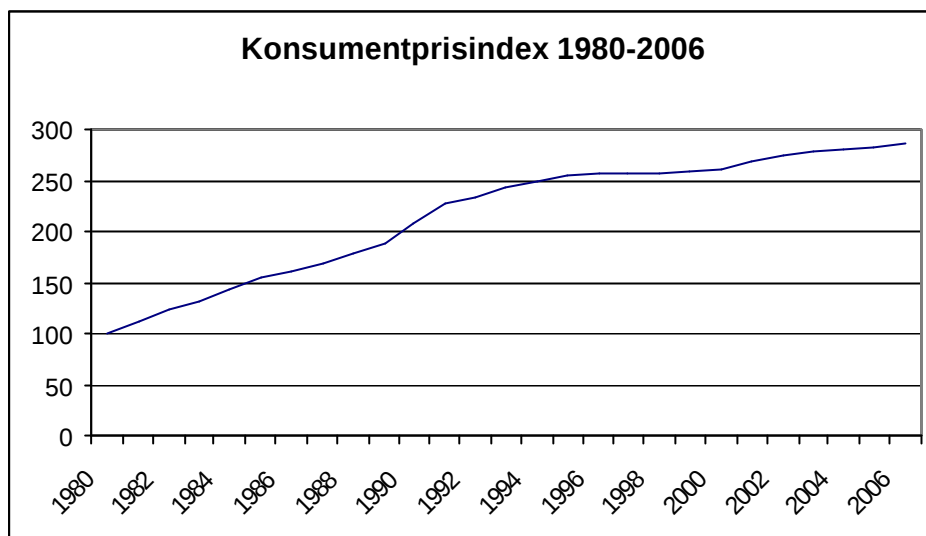


Figur 16. Spotpriset på elektricitet i euro/MWh

### 15.1. Framtida prisutveckling

Det finns många faktorer som påverkar det framtida elpriset. Den klart viktigaste faktorn är tillgången på elektricitet. Så länge det finns tillgång till elektricitet som kan produceras till en låg kostnad kommer inte heller priset att förändras alltför mycket. Efterfrågan på el är beroende på hur konsumtionen av densamma ser ut, en högre elektrifieringsgrad leder till att efterfrågan ökar vilket i sin tur leder till att priset ökar. Sverige har tagit beslut om att avveckla kärnkraften vilket gör att den el som produceras i kärnkraftverken måste ersättas med annan produktion eller import. Kärnkraften står idag för 50 % av Sveriges elproduktion. Kostnaden för produktion av el i befintliga anläggningar för vattenkraft eller kärnkraft är betydligt billigare än el från nyproducerade anläggningar.

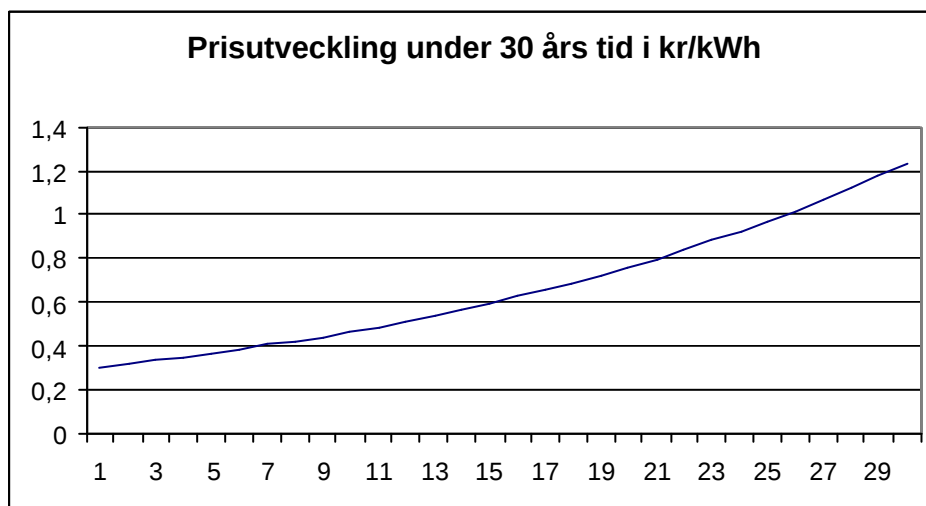
En annan viktig faktor för prisutvecklingen är inflationen, inflationen är i regel i nivå med ökningen av konsumentprisindex [11]. Konsumentpriserna i Sverige för tiden 1980-2006 framgår av Figur 17 där indexåret 1980 har värdet 100.



**Figur 17. Konsumentpriser för Sverige under tiden 1980-2006.**

Som man kan utläsa av Figur 17 är inflationen inte konstant, under tiden 1980-1994 var inflationstakten mycket högre än åren därefter. Det går inte säkert att säga om inflationen kommer att bli högre eller lägre i framtiden. Det som dock kan sägas är att elpriset kommer att bli högre än det är idag.

I de kalkyler som följer kommer elpriset att sättas till 30 öre/kWh för år 1. Den årliga elprisökningen sätts till 5 %. Elprisutvecklingen för de följande 30 åren framgår av Figur 18.



**Figur 18. Prisutveckling för elpris under 30 år.**

## 15.2. Nuvärdesanalys

Nuvärdesanalys är ett sätt att beräkna framtida intäkter eller kostnader och presentera dessa som om intäkten eller kostnaden skulle ha inträffat idag. Vid en investering kan man använda förlusterna som genereras i kablarna för att bestämma om investeringen är ekonomiskt försvarbar. Vid beräkningen tas hänsyn till vilken livslängd investeringen har, investeringens restvärde, inflationen, intäktsökningar samt företagets kalkylränta<sup>7</sup>. En minskning av förluster är ekvivalent med en ökning av intäkterna. En nuvärdeskalkyl av intäkter under  $n$  år med  $b$  = värdet av försäljningen år 1 och  $i$  = prisökningen, framgår av ekvation 17. Prisutvecklingen där grundpriset 30 öre/kWh ökar med 5 % varje år framgår av Figur 18.

$$\sum_{k=1}^n b_k \text{ där } b_k = b \cdot (1+i)^{k-1} \quad (\text{ekvation 17})$$

Nuvärdet av en enstaka inbetalning beror på vilken kalkylränta  $r$  som företaget har, nuvärdesfaktorn,  $nv$ , framgår av ekvation 18.

$$nv_k = \frac{1}{(1+r)^k} \quad (\text{ekvation 18})$$

Inflationen antas ingå i prisökningen, restvärdet antas vara 0 kr. Den sammansatta ekvationens nuvärde (NV), framgår av ekvation 19.

$$NV = \sum_{k=1}^n b_k \cdot nv_k = \sum_{k=1}^n \frac{b}{1+i} \cdot \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^k = \frac{b}{1+i} \sum_{k=1}^n \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^k \quad (\text{ekvation 19})$$

Med en kalkylränta på 7 %, årlig prisökning på 5 % och en beräknad livslängd på 30 år blir  $NV = b \cdot 21,61$  där  $b$  = priset per kWh år ett gånger energiförlusten.

## 15.3. Investeringskalkyl

De beräknade förlustkostnaderna kan vara ett incitament för att genomföra en överdimensionering av kablarna redan initialt om kostnaderna som förlusterna orsakar kommer att överstiga investeringskostnaden som förstärkningen innebär.

Livslängden på vindkraftverk beräknas att vara mellan 20 till 30 år. I rapporten redovisas förlustkostnaderna för de livslängderna samt för 40 och 50 år. Ett vindkraftverks livslängd beror på vilka vindförhållanden som råder på platsen och vilken konstruktion det är på kraftverket. Det är möjligt att livslängden på framtida kraftverk kommer att vara betydligt längre än dagens beräknade. Vestas vindkraftverk har en kalkylerad säker livstid på 20 år.

I Tabell 37 framgår kostnaderna för respektive alternativ. I kalkylerna redovisas endast en ställverkskonfiguration per alternativ. Alternativ 1 har den lägsta investeringskostnaden och alternativ 10 den högsta.

---

<sup>7</sup> Kalkylränta är ett uttryck för det krav på förräntning företaget ställer på satsat kapital.

|                                                                                                                                       |            |                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------------|
| Alternativ 1 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 5 600 kkr  | Skillnad jmf alt1 |
| Alternativ 2 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 5 780 kkr  | 180 kkr           |
| Alternativ 3 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 000 kkr  | 3 400 kkr         |
| Alternativ 4 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 180 kkr  | 3 580 kkr         |
| Alternativ 5 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 6 300 kkr  | 700 kkr           |
| Alternativ 6 inklusive tillbyggnation av ställverk, befintliga transformatorer behålles                                               | 6 480 kkr  | 880 kkr           |
| Alternativ 7 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 700 kkr  | 4 100 kkr         |
| Alternativ 7 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator                                                                 | 9 880 kkr  | 4 280 kkr         |
| Alternativ 9 inklusive ombyggnation av ställverk och ny transformator, omfattningen av ombyggnationen är större än i ovanstående fall | 13 000 kkr | 7 400 kkr         |
| Alternativ 10, ny fördelningsstation                                                                                                  | 14 000 kkr | 8 400 kkr         |

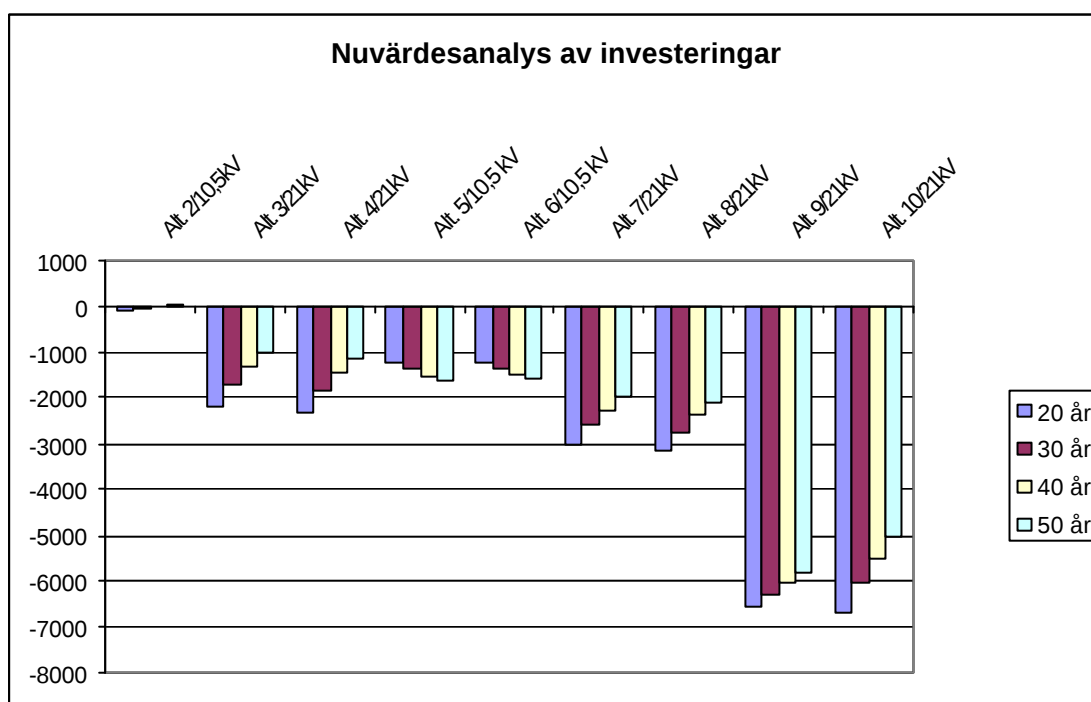
**Tabell 37. Kostnad för respektive alternativ**

|               | 20 år     | 30 år     | 40 år     | 50 år     |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Alternativ 1  | 0         | 0         | 0         | 0         |
| Alternativ 2  | 114 kkr   | 156 kkr   | 192 kkr   | 221 kkr   |
| Alternativ 3  | 1 230 kkr | 1 691 kkr | 2 073 kkr | 2 390 kkr |
| Alternativ 4  | 1 273 kkr | 1 750 kkr | 2 145 kkr | 2 473 kkr |
| Alternativ 5  | -487 kkr  | -670 kkr  | -822 kkr  | -947 kkr  |
| Alternativ 6  | -350 kkr  | -481 kkr  | -590 kkr  | -680 kkr  |
| Alternativ 7  | 1 094 kkr | 1 504 kkr | 1 844 kkr | 2 126 kkr |
| Alternativ 8  | 1 120 kkr | 1 540 kkr | 1 888 kkr | 2 176 kkr |
| Alternativ 9  | 801 kkr   | 1 101 kkr | 1 350 kkr | 1 556 kkr |
| Alternativ 10 | 1 715 kkr | 2 359 kkr | 2 891 kkr | 3 332 kkr |

**Tabell 38. Minskade förluster jämfört med alternativ 1**

De minskade förlusterna jämfört med alternativ 1 framgår av Tabell 38. Värdena presenteras för 20, 30, 40 och 50 år. Ett negativt värde indikerar en ökad kostnad för förluster, positivt värde för en minskning.

Vid kalkyleringen av investeringarna kommer alternativ 1 att användas som jämförelsevärde. Värdena fås fram genom att räkna om kostnaderna för de minskade förlusterna till ett nuvärde, därefter dras skillnaden i investeringskostnad jämfört med alternativ 1 bort. För de redovisade alternativen, Figur 19, finns det inget i kalkylerna som tyder på att en investering i högre spänning kan finansieras under överskådlig tid.



Figur 19. Nuvärdesanalys av investering i kkr.

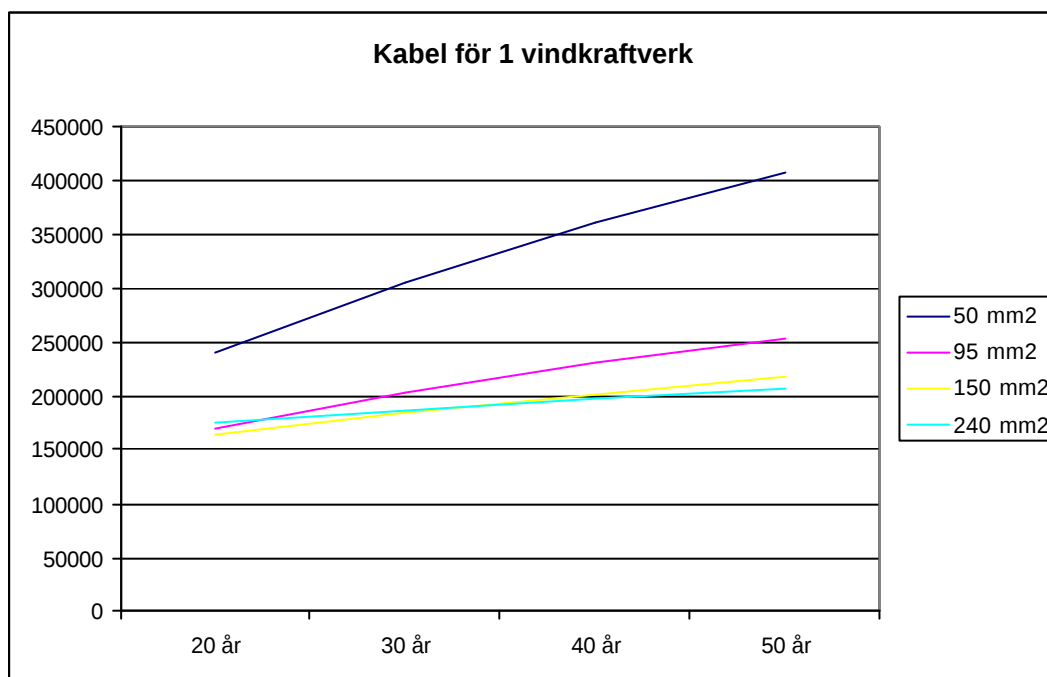
## 16. Dimensioneringsoptimering av alternativ 2

För att optimera dimensionerna på kablar behövs jämförelser mellan de olika kabelalternativen kopplad till hur länge vindkraftverken antas hålla. För Vestas V-90 beräknas livslängden vara minst 20 år. Överföringskapaciteten framgår av Tabell 8, resistansen av Tabell 9 och kabelpriset av Tabell 39. Kostnaderna i graferna är summan av investering och förlust per km. För effektförlusterna i kablarna har nuvärdesberäkning använts. Vid beräkningarna har värdet på el per kWh satts till 30 öre, den årliga prisökningen har satts till 5 %. Inflationen har satts till 7 % vilket gör att nettoprisökningen blir negativ.

|                             |    |    |     |     |                  |                  |
|-----------------------------|----|----|-----|-----|------------------|------------------|
| Ledararea i mm <sup>2</sup> | 50 | 95 | 150 | 240 | 300 <sup>8</sup> | 400 <sup>9</sup> |
| Pris per km i kkr           | 63 | 82 | 107 | 140 | 255              | 300              |

**Tabell 39. Kabelpris per kilometer.**

Vid optimeringen av en kabel för överföring av effekt från ett vindkraftverk räcker det dimensionsmässigt att sätta en kabel med ledararean 50 mm<sup>2</sup>. Resultatet av de beräknade kostnaderna där även förlusterna är inräknade framgår av Figur 20. I figuren kan man se att valet av större dimension innebär en besparing på lång sikt.

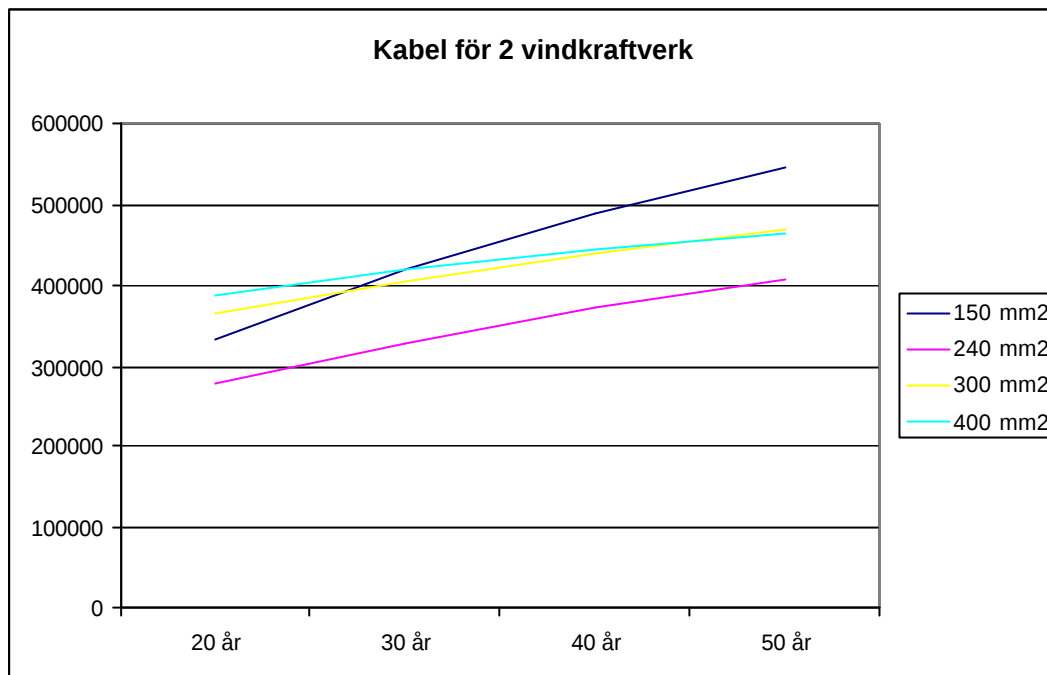


**Figur 20. Kabel för överföring av effekt från ett vindkraftverk.**

För överföring av effekten från två vindkraftverk framgår kostnaderna av Figur 21. Även här är det kabelarean 240 mm<sup>2</sup> som är den mest kostnadseffektiva.

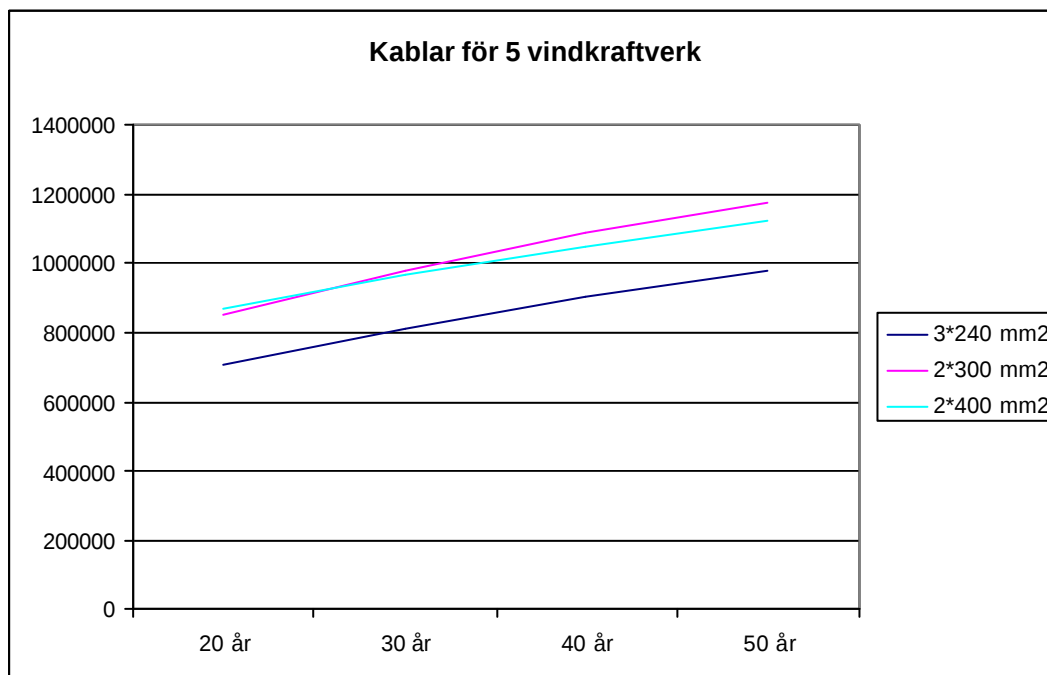
<sup>8</sup> För ledararean 300 mm<sup>2</sup> är priset beräknat på 3 enledare.

<sup>9</sup> För ledararean 400 mm<sup>2</sup> är priset beräknat på 3 enledare.



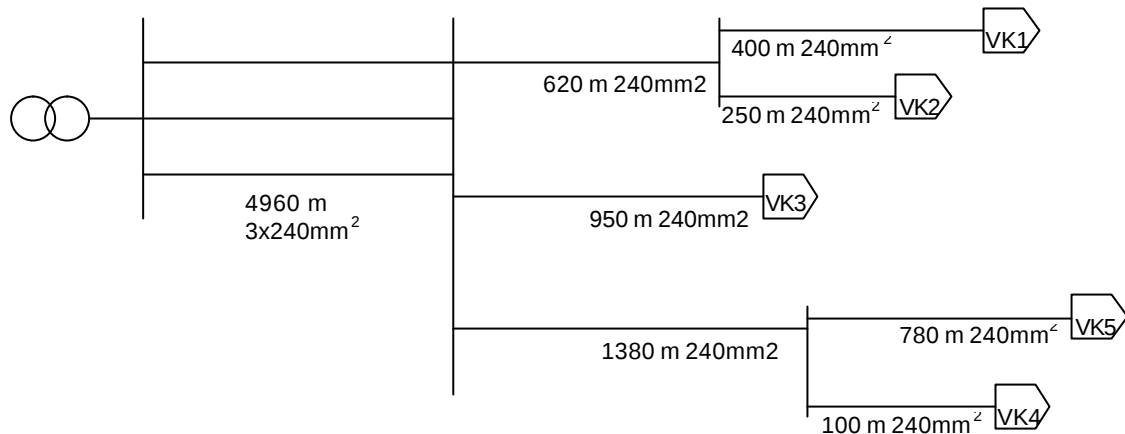
**Figur 21. Kabel för överföring av effekt från två vindkraftverk.**

För överföring av effekten mellan nätstationen och fördelningsstationen i Fjärås kan alternativt 3 kablar med ledararean 240 mm<sup>2</sup>, 2 kabelförband med ledararean 300 mm<sup>2</sup> eller 2 förband med ledararean 400 mm<sup>2</sup> användas. Även i detta fall är det mest ekonomiskt att använda 240 mm<sup>2</sup> kabel, se Figur 22.



**Figur 22. Kablar för överföring av effekt från 5 vindkraftverk.**

Sammantaget kan sägas att det är mest kostnadseffektivt att använda kablar med ledararean  $240 \text{ mm}^2$  även när den dimensionen inte behövs för att säkerställa effektöverföringen. Elschema med sträckor och dimensioner för det bästa förslaget framgår av Figur 23.



Figur 23. Elschema.

## 17. Slutsatser och förslag

En anslutning av vindkraftverken till fördelningsstationen i Fjärås går att göra utan att elkvaliteten påverkas hos övriga kunder anslutna till Fjärås. Med en total anslutningseffekt på 10 MVA ligger störningsvärdena under rekommendationerna för långsamma och snabba spänningsvariationer samt för strömövertoner.

Anslutningen av vindkraftverken till fördelningsstationen i Fjärås med konstruktionsspänningen 12 kV är det ekonomiskt fördelaktigaste ur investerings och förlustsynpunkt. Med en kabeldragning enligt alternativ 1, via Hallandsleden, kommer den totala kabelmängden att vara ca 20 km.

Som kabel föreslås PEX-kabel med ledararea  $240 \text{ mm}^2$  för hela sträckningen. Det kabelalternativet är det lönsammaste med tanke på investeringskostnad och kalkylerade förluster inom överskådlig tid. Med tanke på att vindkraftverkens livslängd är beräknad till 20 år bör kablarna hålla minst lika länge.

För anslutningen föreslås alternativ 2 med nätstation och QUICKSEC -brytare. Med en nätstation i närheten av vindkraftverken kan kortare kabelsträckor brytas samtidigt som överföringen på sträckan mellan nätstation och fördelningsstation bibehålls.

När det gäller fördelningsstationen i Fjärås måste den byggas om eller byggas till för att en anslutning av vindkraftverken ska kunna ske. Vid anslutning av vindkrafttellen kan den ske till samma 10 kV-skena som förbrukarna men vid ombyggnation bör ett 2-skenssystem anläggas. Fördelen med att ha två separata 10 kV-skenor är att kunna ha elkonsumenterna på en skena och vindkraftverkens produktion på den andra om

oförutsedda störningar inträffar. Med ett 2-skenesystem kommer bägge transformatorerna att kunna köras samtidigt.

Den totala investeringskostnaden för alternativ 2 med tillbyggnad av ställverk hamnar på ca 5,8 Mkr. För alternativet med ombyggnation blir kostnaden ca 7 Mkr. Kostnaderna förutsätter att befintliga transformatorer behålls.

## Referenser

- [1] Elkvalitetsguide, Sven-Erik Berglund, SEB-Elkonsult, John Åkerlund, Avbrottsfria kraftnät UPN AB, 2004.
- [2] Kraftkabelhandboken, Ericsson Network Technologies, 2004.
- [3] PEXguiden, Ericsson Cables, 1997.
- [4] Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet, Svensk Energi, 2006.
- [5] Anslutning av större produktionsanläggning till elnätet, Elforsk rapport 06:79, 2006.
- [6] [www.smhi.se](http://www.smhi.se)
- [7] EBR, KLG 1:06, Svensk Energi, 2006
- [8] EBR, KLG 2:06, Svensk Energi, 2006
- [9] [www.di.se](http://www.di.se), 2007-04-23
- [10] Vind- Sol och Vågekraftverk, Ola Carlson, Institutionen för elteknik Chalmers tekniska högskola, 2002.
- [11] [http://www.scb.se/templates/tableOrChart\\_\\_\\_\\_33847.asp](http://www.scb.se/templates/tableOrChart____33847.asp), 2007-05-02

## 18. Bilagor

### 18.1. Ordlista

**Anslutningspunkt:**

Den punkt där elektrisk energi överförs till en installation.

**EMC (Elecromagnetic compatibility):**

"Elektromagnetisk förenlighet". På vardagssvenska kan det uttryckas som: "apparaters förmåga att arbeta tillsammans utan att störa varandra".

**Flicker:**

Fluktuationer i ljusintensitet hos en glödlampa beroende på variationer i spänningen. Benämns ibland flimmar i svensk litteratur.

**Lindningskopplare:**

Varierande spänning i nätet kan kompenseras genom att omsättningen på transformatorer regleras. För att reglering inte ska ske kontinuerligt finns vissa triggingsnivåer för när lindningskopplaren ska stega om.

**Maximal avgiven effekt:**

Den maximala effekt, mätt som ett 10 minuters medelvärde, som vindkraftverken inte överskrider oberoende av väder- och nätförhållanden.

**Pitchreglering (bladvinkelreglering):**

Metod för att reglera momentet från turbinen på generatoren i ett vindkraftverk genom att vrida vingarna.

**Referenseffekt:**

Referenseffekten är ett 10 minuters medelvärde av effekten vid en lufttemperatur på 15° C och ett lufttryck på 1013,3 mbar.

**Reservdrift (redundans):**

Alternativ driftläggning med andra ledningar än de som i normala fall nyttjas.

**Sammankopplingspunkt (PCC):**

Den punkt i nätet som är elektriskt närmast till en specifik anläggning till vilken andra producenter eller konsumenter är eller kommer att anslutas.

**Spänningsregulatorns dödband:**

Bestäms av storleken på stegen i transformatorns lindningskopplare. För en transformator vars lindningskopplare har stegen  $\pm 1,67\%$  är dödbandet  $\pm 1\%$ .

**Stallreglering (överstegringsreglering):**

Metod för att begränsa momentet från turbinen på generatoren i ett vindkraftverk. Bladens aerodynamiska form åstadkommer turbulens och därigenom en momentminskning vid höga vindhastigheter.

**Stoppvind:**

Avser höga vindhastigheter ( $>25$  m/s) när vindkraftverken stoppas för att undvika orimlig mekanisk påkänning.

**Transmissionskabel:**

Elektrisk förbindelse mellan produktionsanläggning och anslutningspunkt.

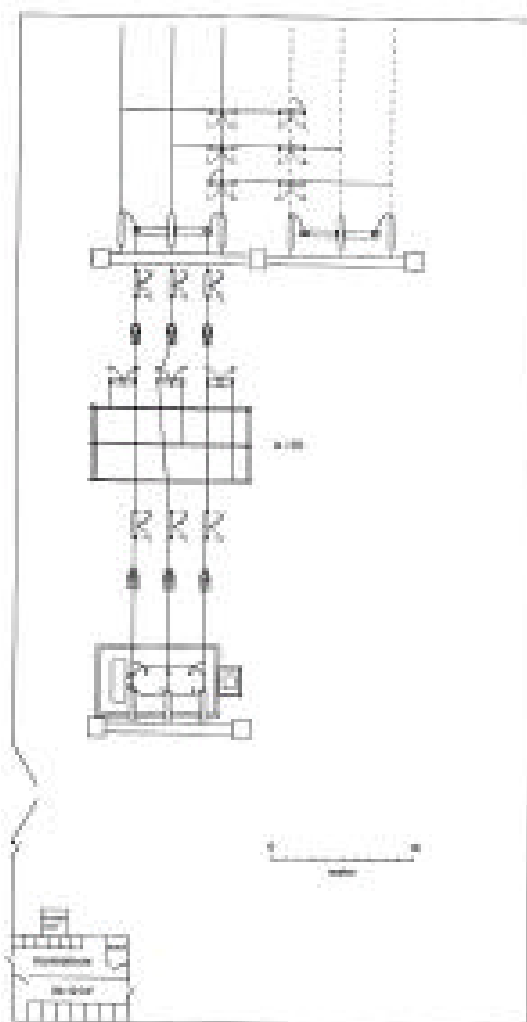
**Vindkraftpark:**

Vindkraftverk inom ett geografiskt område som är anslutna till samma punkt i nätet.

**Ö-drift:**

Uppstår då en produktionskälla matar ett lokalt nät som är fråkopplat från ett starkt frekvensstyrande nät.

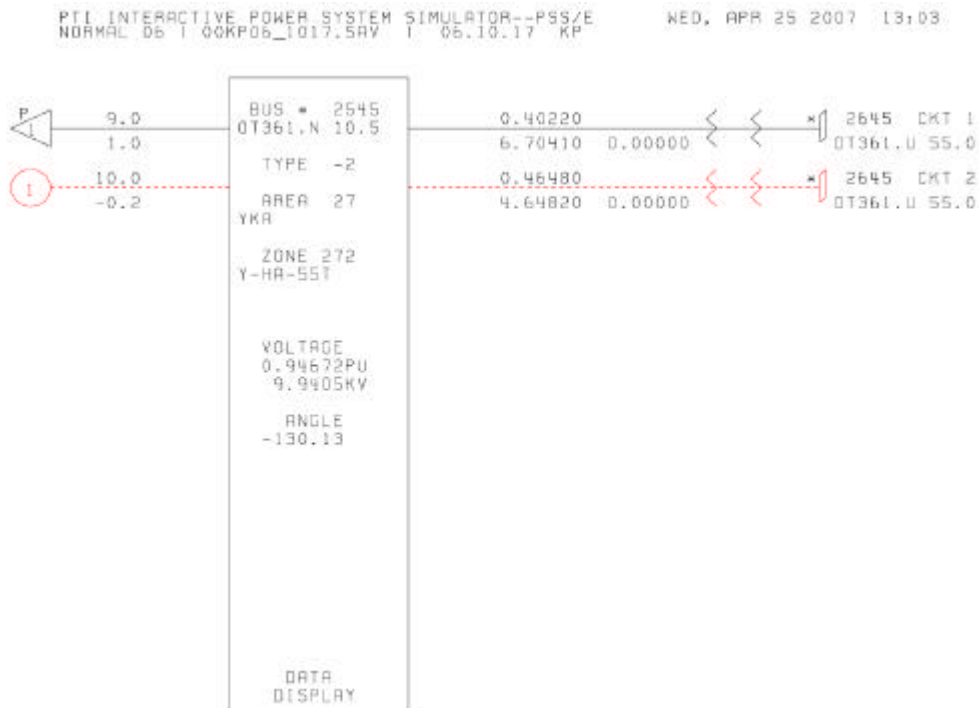
## 18.2. Bilaga 2



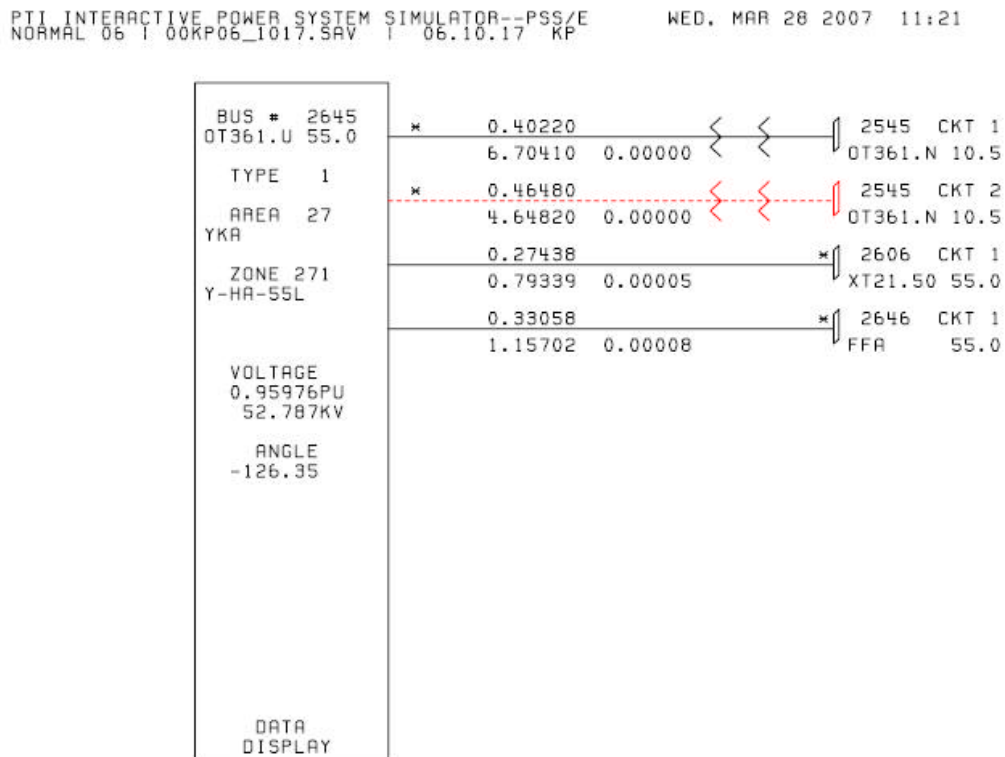
Planlösning för ställverk

Elschema 1. Planlösning för fördelningsstation

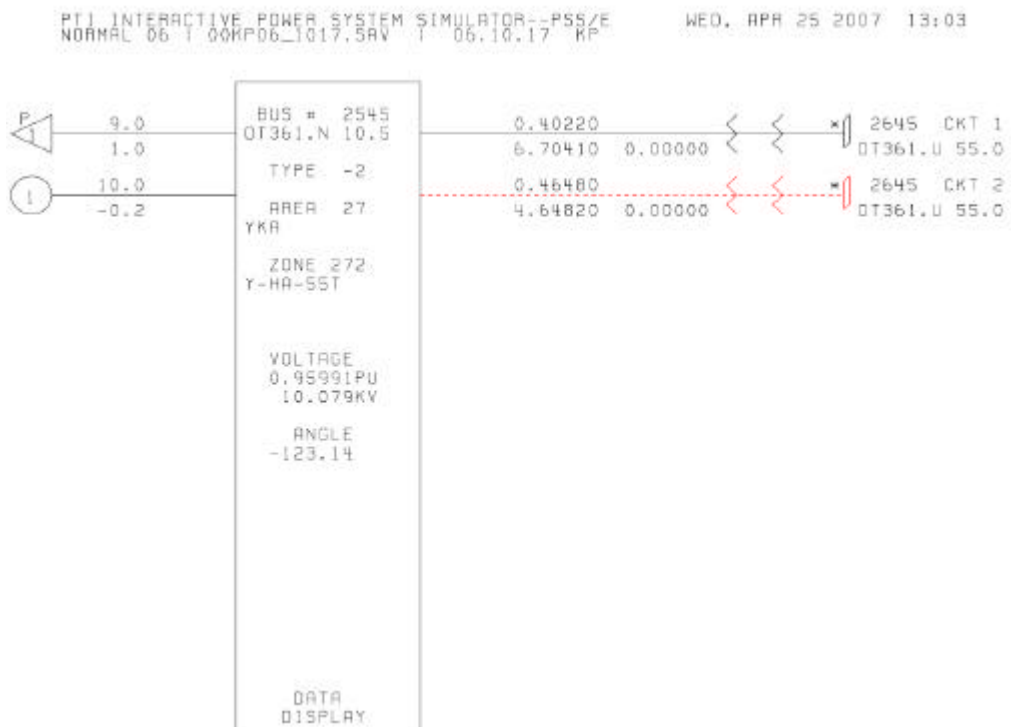
### 18.3. Bilaga 3



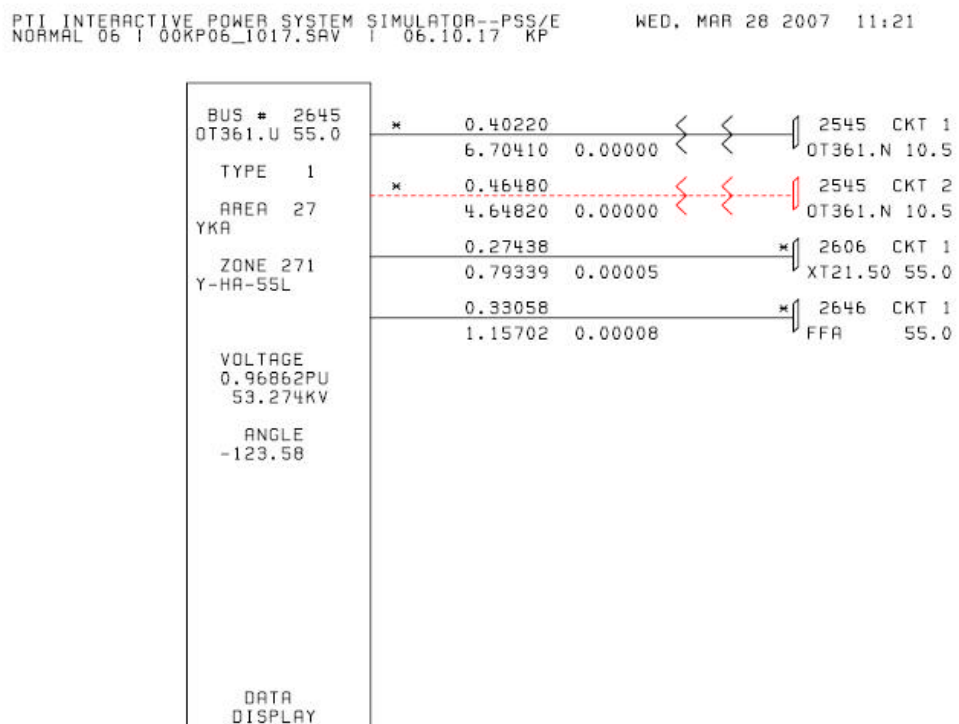
Elschema 2. Bild 1, 10,5 kV



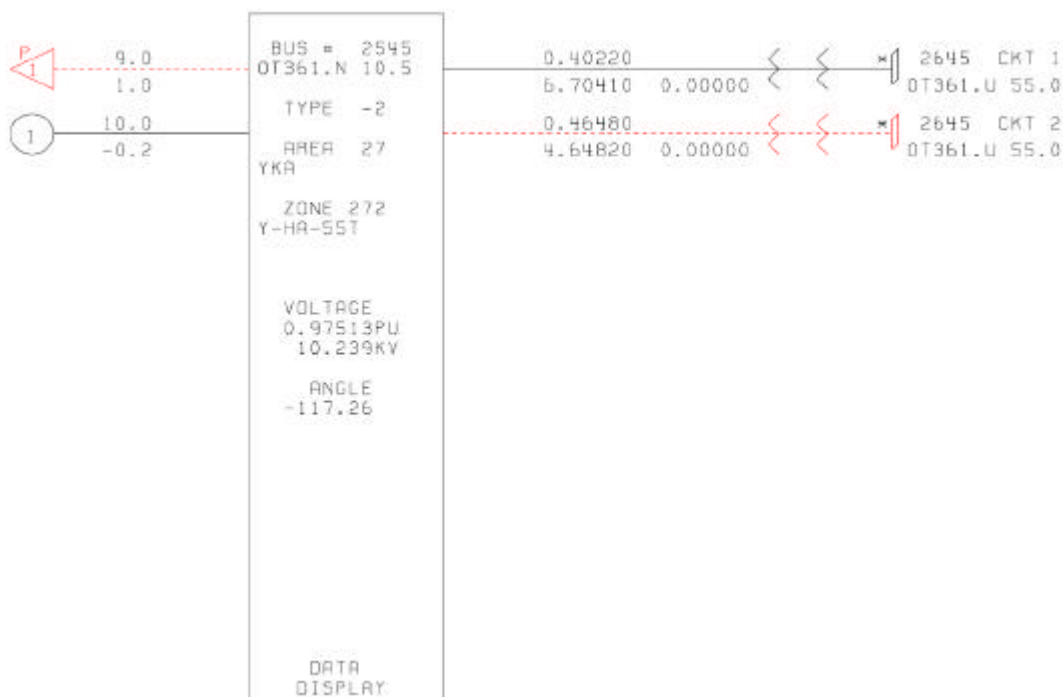
Elschema 3. Bild 1b, 55 kV



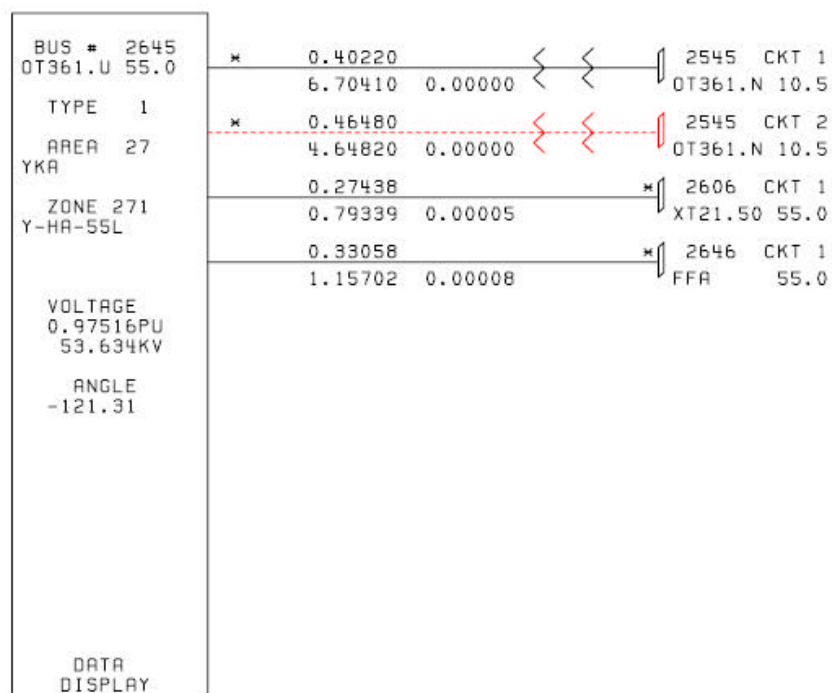
Elschema 4. Bild 2, 10,5 kv



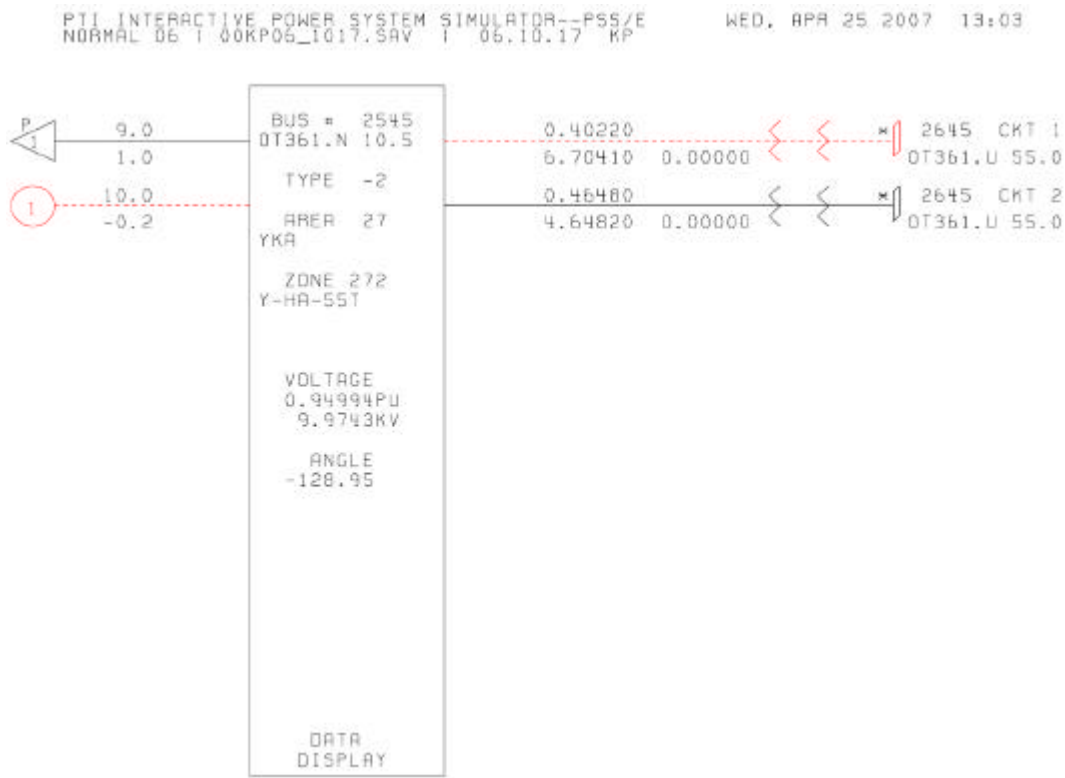
Elschema 5. Bild 2b, 55 kv



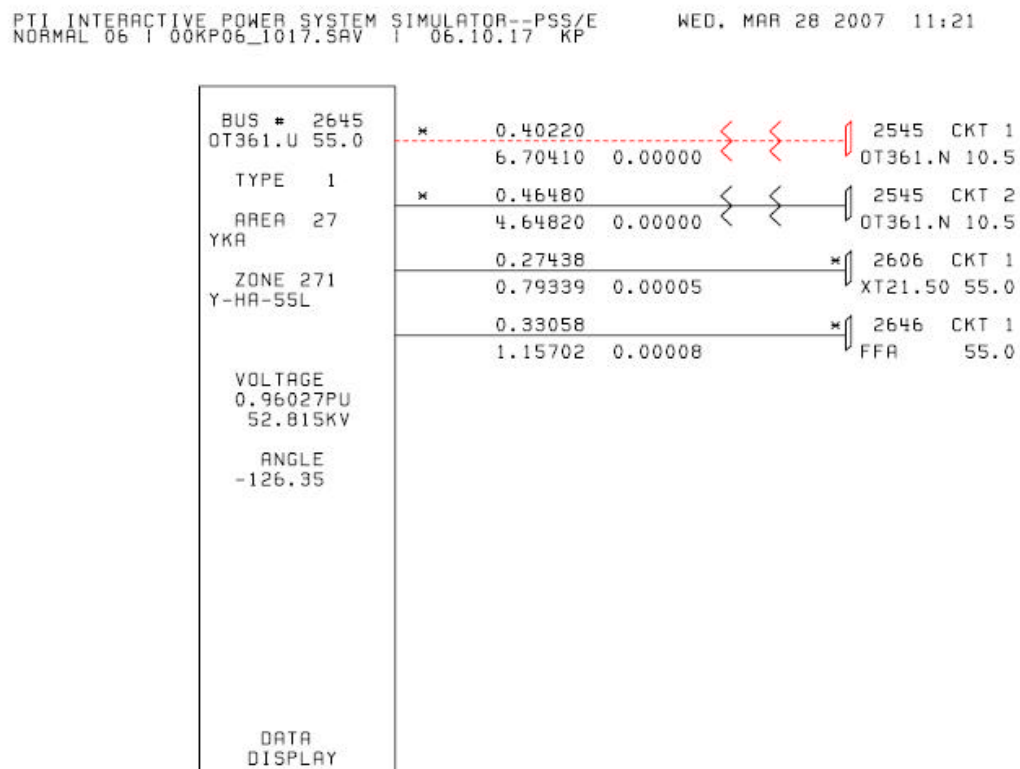
Elschema 6. Bild 3, 10,5 kV



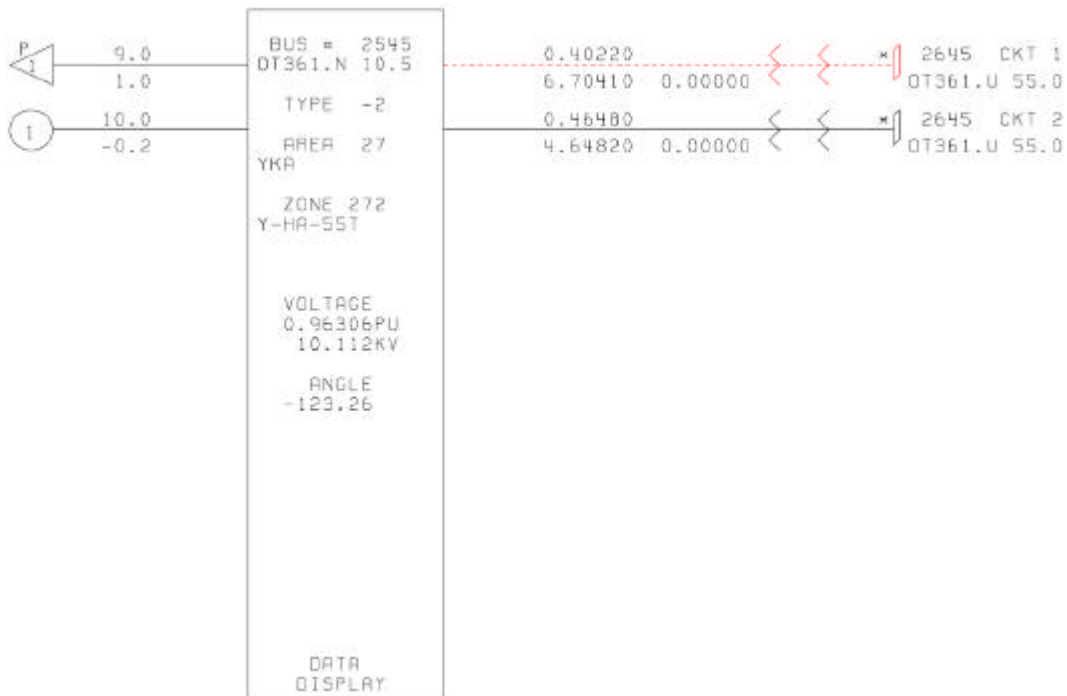
Elschema 7. Bild 3b, 55 kV



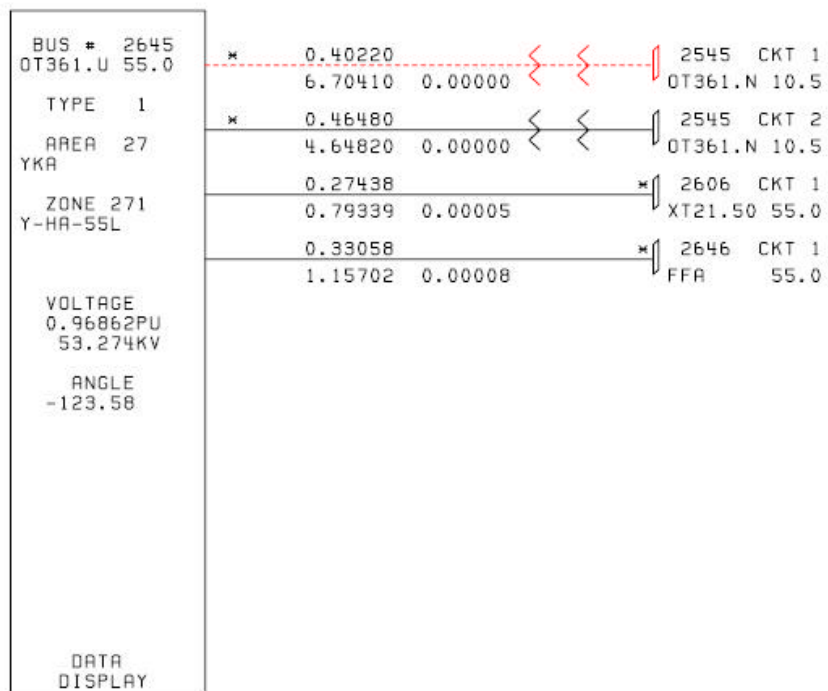
Elschema 8. Bild 4, 10,5 kV



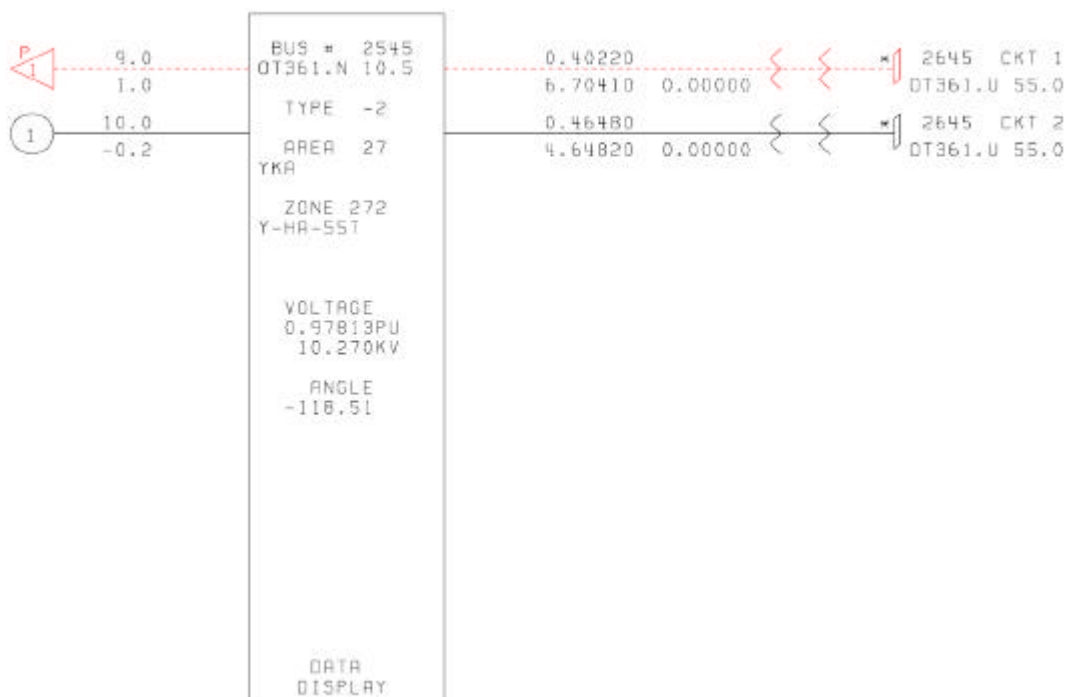
Elschema 9. Bild 4b, 55kV



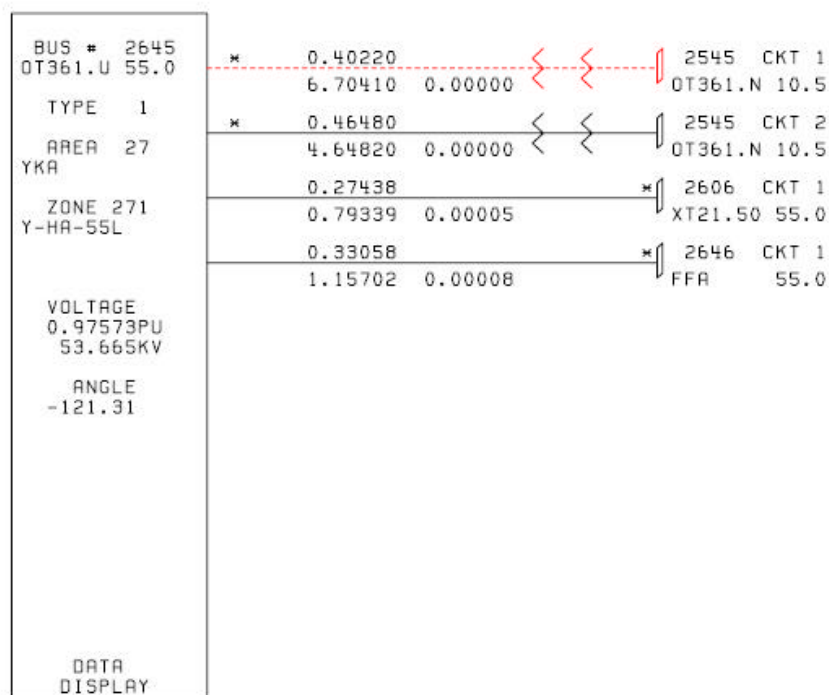
Elschema 10. Bild 5, 10,5 kV



Elschema 11. Bild 5b, 55 kV



Elschema 12. Bild 6, 10,5 kV



Elschema 13. Bild 6b, 55 kV

## 18.4. Excelark

### Långsamma spänningsvariationer:

| 240 mm2 AXCEL-kabel | ohm/km | Spänning kV | Maximal effekt kW       | 2041 |
|---------------------|--------|-------------|-------------------------|------|
| Resistans           | 0,125  | 10,5        | Max reaktiv effekt kVar | -50  |
| Reaktans 12 kV      | 0,27   | 21          |                         |      |
| Reaktans 24 kV      | 0,3    |             |                         |      |

| Längsta längd från Fjärås till vindkraftverk | 2 // kablar |        | 3 // kablar |        |        |
|----------------------------------------------|-------------|--------|-------------|--------|--------|
| kabellängder i m                             | 1 verk      | 2 verk | 3 verk      | 5 verk | 5 verk |
| Alternativ 1                                 | 780         | 6340   |             |        |        |
| Alternativ 2                                 | 780         | 1380   |             |        | 4960   |
| Alternativ 3a                                | 780         | 760    | 5580        |        |        |
| Alternativ 3b                                | 400         | 5580   |             |        |        |
| Alternativ 4                                 | 780         | 1380   |             | 4960   |        |
| Alternativ 5                                 | 400         | 8670   |             |        |        |
| Alternativ 6                                 | 400         | 2680   |             |        | 5990   |
| Alternativ 7a                                | 400         | 8670   |             |        |        |
| Alternativ 7b                                | 1090        | 680    | 5990        |        |        |
| Alternativ 8                                 | 400         | 2680   |             | 5990   |        |
| Alternativ 9                                 | 400         | 1240   |             | 9400   |        |
| Alternativ 10                                | 780         | 330    | 1940        |        |        |

| kV   | alt kV | Delta U i % | alt DeltaU med 24 kV |
|------|--------|-------------|----------------------|
| 10.5 |        | 3.02        |                      |
| 10.5 |        | 2.60        |                      |
| 21   | 24     | 1.04        | 0.80                 |
| 21   | 24     | 0.65        | 0.50                 |
| 21   | 24     | 0.87        | 0.67                 |
| 10.5 |        | 3.99        |                      |
| 10.5 |        | 3.48        |                      |
| 21   | 24     | 1.00        | 0.76                 |
| 21   | 24     | 1.11        | 0.85                 |
| 21   | 24     | 1.14        | 0.87                 |
| 21   | 24     | 1.44        | 1.10                 |
| 21   | 24     | 0.40        | 0.30                 |

| Resistanser   | 0.10 | 0.79 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
|---------------|------|------|------|------|------|
| Alternativ 1  | 0.10 | 0.17 | 0.00 | 0.00 | 0.21 |
| Alternativ 2  | 0.10 | 0.10 | 0.70 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 3a | 0.05 | 0.70 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 3b | 0.10 | 0.17 | 0.00 | 0.31 | 0.00 |
| Alternativ 4  | 0.05 | 1.08 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 5  | 0.05 | 0.34 | 0.00 | 0.00 | 0.25 |
| Alternativ 6  | 0.05 | 1.08 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 7a | 0.14 | 0.09 | 0.75 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 7b | 0.05 | 0.34 | 0.00 | 0.37 | 0.00 |
| Alternativ 8  | 0.05 | 0.16 | 0.00 | 0.59 | 0.00 |
| Alternativ 9  | 0.10 | 0.04 | 0.24 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 10 |      |      |      |      |      |

| Resistans gånger effekt | Summa R*P |
|-------------------------|-----------|
| 199 3235 0 0 0          | 3434      |
| 199 704 0 0 2109        | 3012      |
| 199 388 4271 0 0        | 4858      |
| 102 2847 0 0 0          | 2949      |
| 199 704 0 3164 0        | 4067      |
| 102 4424 0 0 0          | 4526      |
| 102 1367 0 0 2547       | 4017      |
| 102 4424 0 0 0          | 4526      |
| 278 347 4585 0 0        | 5210      |
| 102 1367 0 3820 0       | 5290      |
| 102 633 0 5995 0        | 6730      |
| 199 168 1485 0 0        | 1852      |

| Reaktanser    | 0.21 | 1.71 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
|---------------|------|------|------|------|------|
| Alternativ 1  | 0.21 | 0.37 | 0.00 | 0.00 | 0.45 |
| Alternativ 2  | 0.23 | 0.23 | 1.67 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 3a | 0.12 | 1.67 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 3b | 0.23 | 0.41 | 0.00 | 0.74 | 0.00 |
| Alternativ 4  | 0.11 | 2.34 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 5  | 0.11 | 0.72 | 0.00 | 0.00 | 0.54 |
| Alternativ 6  | 0.12 | 2.60 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 7a | 0.33 | 0.20 | 1.80 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 7b | 0.12 | 0.80 | 0.00 | 0.90 | 0.00 |
| Alternativ 8  | 0.12 | 0.37 | 0.00 | 1.41 | 0.00 |
| Alternativ 9  | 0.23 | 0.10 | 0.58 | 0.00 | 0.00 |
| Alternativ 10 |      |      |      |      |      |

| Reaktans gånger reaktiv effekt | Summa X*Q |
|--------------------------------|-----------|
| -21 -86 0 0 0                  | -107      |
| -11 -19 0 0 -112               | -141      |
| -12 -11 -251 0 0               | -274      |
| -6 -84 0 0 0                   | -90       |
| -12 -21 0 -186 0               | -218      |
| -5 -117 0 0 0                  | -122      |
| -5 -36 0 0 -135                | -176      |
| -6 -130 0 0 0                  | -136      |
| -16 -10 -270 0 0               | -296      |
| -6 -40 0 -225 0                | -271      |
| -6 -19 0 -353 0                | -377      |
| -12 -5 -87 0 0                 | -104      |

### Snabba spänningsvariationer:

| 240 mm2 AXCEL-kabel | ohm/km | Spänning kV | Maximal effekt kW       | 2041 | Sref kVA | 2000              |
|---------------------|--------|-------------|-------------------------|------|----------|-------------------|
| Resistans           | 0,125  | 10,5        | Max reaktiv effekt kVar | -50  | Pit      | 0,25              |
| Reaktans 12 kV      | 0,27   | 21          | Kortslutningsvinkel     | 65   | N120     | 20 vid start      |
| Reaktans 24 kV      | 0,3    |             |                         |      | N120     | 10 vid omkoppling |

| Vid startvind           | Vid omkopplingsvind | Vid tillbakakopplingsvind |
|-------------------------|---------------------|---------------------------|
| Kortslutningsvinkel ?k  | 30 50 70 85         | 30 50 70 85               |
| Spänningsändr.fakt (ku) | 0.09 0.07 0.04 0.01 | 0.96 0.71 0.39 0.16       |
| Flickerstegsfakt. (kf)  | 0.01 0.01 0.01 0.01 | 0.05 0.04 0.04 0.04       |
| Kortslutningsvinkel ?k  | 30 50 70 85         |                           |
| Flickerkoeff (cf)       | 2 2 2.1 2.1         |                           |

|                                                                                |       |       |       |       |       |       |       |       |      |       |      |      |       |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|------|-------|
| Erforderlig kortslutningseffekt i anslutningspunkt vid enkel inkoppling        | Sk >= | 4500  | 3500  | 2000  | 500   | 48000 | 35500 | 19500 | 8000 | 12000 | 9000 | 5000 | 12000 |
| Erforderlig kortslutningseffekt vid upprepade starter av fem vindkraftverk     | Sk >= | 2699  | 2699  | 2699  | 2699  | 10866 | 8693  | 8693  | 8693 | 5398  | 5398 | 5398 | 5398  |
| Erforderlig kortslutningseffekt vid drift                                      | Sk >= | 16000 | 16000 | 16800 | 16800 |       |       |       |      |       |      |      |       |
| Erforderlig kortslutningseffekt vid drift med 5 verk anslutna till samma punkt | Sk >= | 35777 | 35777 | 37566 | 37566 |       |       |       |      |       |      |      |       |

### Effektförlust:

|                     |        |             |                         |      |  |
|---------------------|--------|-------------|-------------------------|------|--|
| 240 mm2 AXCEL-kabel |        |             |                         |      |  |
|                     | ohm/km | Spänning kV | Maximal effekt kW       | 2041 |  |
| Resistans           | 0,125  | 10,5        | Max reaktiv effekt kVar | -50  |  |
| Reaktans 12 kV      | 0,27   | 21          | DeltaP=3*R*i^2          |      |  |
| Reaktans 24 kV      | 0,3    | 24          |                         |      |  |

|                                                                                                  |      |      |      |      |      |      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Uträkning av strömmen per fas för olika vindhastigheter och antal timmar med den vindhastigheten |      |      |      |      |      |      |
| Timmar                                                                                           | 271  | 675  | 1217 | 1805 | 3092 | 1700 |
| kilowatt                                                                                         | 2000 | 1650 | 1260 | 840  | 315  | 0    |
| ström (A) 10,5kV                                                                                 | 110  | 91   | 69   | 46   | 17   | 0    |
| ström (A) 21kV                                                                                   | 55   | 45   | 35   | 23   | 9    | 0    |
| ström (A) 24kV                                                                                   | 48   | 40   | 30   | 20   | 8    | 0    |

|                             |        |        |        |       |      |
|-----------------------------|--------|--------|--------|-------|------|
| Ström i A 10,5 kV i kvadrat |        |        |        |       |      |
| 1 kabel                     | 12094  | 8231   | 4800   | 2133  | 300  |
| 2 kablar                    | 48375  | 32925  | 19200  | 8533  | 1200 |
| 3 kablar                    | 108844 | 74082  | 43200  | 19200 | 2700 |
| 5 kablar                    | 302343 | 205782 | 120000 | 53333 | 7500 |

|                           |       |       |       |       |      |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|------|
| Ström i A 21 kV i kvadrat |       |       |       |       |      |
| 1 kabel                   | 3023  | 2058  | 1200  | 533   | 75   |
| 2 kablar                  | 12094 | 8231  | 4800  | 2133  | 300  |
| 3 kablar                  | 27211 | 18520 | 10800 | 4800  | 675  |
| 5 kablar                  | 75586 | 51446 | 30000 | 13333 | 1875 |

|                           |       |       |       |       |      |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|------|
| Ström i A 24 kV i kvadrat |       |       |       |       |      |
| 1 kabel                   | 2315  | 1576  | 919   | 408   | 57   |
| 2 kablar                  | 9259  | 6302  | 3675  | 1633  | 230  |
| 3 kablar                  | 20833 | 14180 | 8269  | 3675  | 517  |
| 5 kablar                  | 57870 | 39388 | 22969 | 10208 | 1436 |

|               |                                                       |       |      |   |            |             |      |
|---------------|-------------------------------------------------------|-------|------|---|------------|-------------|------|
|               | Antal vindkraftverk som tillför effekt per km ledning |       |      |   | 2//ledning | 3// ledning | kV   |
|               | 1                                                     | 2     | 3    | 4 | 5          | 5           | 5    |
| Alternativ 1  | 7,44                                                  | 11,92 |      |   |            |             | 10,5 |
| Alternativ 2  | 2,48                                                  | 2,00  |      |   |            |             | 10,5 |
| Alternativ 3  | 1,86                                                  | 6,34  | 5,58 |   |            |             | 21   |
| Alternativ 4  | 2,48                                                  | 2,00  |      |   | 4,96       |             | 21   |
| Alternativ 5  | 7,93                                                  | 15,34 |      |   |            |             | 10,5 |
| Alternativ 6  | 1,94                                                  | 3,36  |      |   |            |             | 10,5 |
| Alternativ 7  | 1,94                                                  | 9,35  | 5,99 |   |            |             | 21   |
| Alternativ 8  | 1,94                                                  | 3,36  |      |   |            |             | 21   |
| Alternativ 9  | 1,86                                                  | 2,00  |      |   | 5,99       |             | 21   |
| Alternativ 10 | 2,23                                                  | 0,33  | 1,94 |   | 9,40       |             | 21   |

|               |      |      |      |  |      |      |      |
|---------------|------|------|------|--|------|------|------|
| Resistans     |      |      |      |  |      |      |      |
| Alternativ 1  | 0,93 | 1,49 |      |  |      |      |      |
| Alternativ 2  | 0,31 | 0,25 |      |  |      |      | 0,21 |
| Alternativ 3  | 0,23 | 0,79 | 0,70 |  |      |      |      |
| Alternativ 4  | 0,31 | 0,25 |      |  | 0,31 |      |      |
| Alternativ 5  | 0,99 | 1,92 |      |  |      |      |      |
| Alternativ 6  | 0,24 | 0,42 |      |  |      |      | 0,25 |
| Alternativ 7  | 0,24 | 1,17 | 0,75 |  |      |      |      |
| Alternativ 8  | 0,24 | 0,42 |      |  |      | 0,37 |      |
| Alternativ 9  | 0,23 | 0,25 |      |  | 0,59 |      |      |
| Alternativ 10 | 0,28 | 0,04 | 0,24 |  |      |      |      |

Förluster DeltaP=R\*3\*i^2 i watt

|                    |         |         |         |        |        |      |
|--------------------|---------|---------|---------|--------|--------|------|
|                    | 2000 kW | 1650 kW | 1260 kW | 840 kW | 315 kW |      |
| Alternativ 1       | 249977  | 170141  | 99216   | 44096  | 6201   | 10,5 |
| Alternativ 2       | 234981  | 159934  | 93264   | 41451  | 5829   | 10,5 |
| Alternativ 3       | 87800   | 59759   | 34848   | 15488  | 2178   | 21   |
| Alternativ 4       | 82177   | 55932   | 32616   | 14496  | 2039   | 21   |
| Alternativ 5       | 314240  | 213880  | 124722  | 55432  | 7795   | 10,5 |
| Alternativ 6       | 296130  | 201553  | 117534  | 52237  | 7346   | 10,5 |
| Alternativ 7       | 105726  | 71960   | 41963   | 18650  | 2623   | 21   |
| Alternativ 8       | 102330  | 69648   | 40615   | 18051  | 2538   | 21   |
| Alternativ 9       | 144399  | 98282   | 57312   | 25472  | 3582   | 21   |
| Alternativ 10      | 23821   | 16213   | 9455    | 4202   | 591    | 21   |
| Alternativ 10/24kV | 18238   | 12413   | 7239    | 3217   | 452    |      |

|                                               |     |      |      |      |                                  |
|-----------------------------------------------|-----|------|------|------|----------------------------------|
| Effektförbrukning per vindhastighet och timme |     |      |      |      | Total energiförlust per år i kWh |
| 271                                           | 675 | 1217 | 1805 | 3092 |                                  |

**DeltaU t.o.m nedsida trafo:**

## Transformatordata

Sbas 1000 MVA  
Ubas 55 kV  
Zbas 3,025 ohm  
T15MVA R iX  
Zpu 0,4684 4,6482  
T10MVA  
Zpu 0,4022 6,7041

## Transformator 15 MVA

R iX  
Zpu. tot 0,919474 7,190382

Rpu\*Ppu Xpu\*Qpu i %  
DeltaU = 0,009383 0,001798 0,007586 0,758564

## Överliggande nätdata

R iX  
Z 1,3645 7,6901  
Zpu 0,451074 2,542182

## Maximala vindkraftseffekter

P Q  
S 2,041 0,05  
Stot 10,205 0,25  
Spu 0,010205 0,00025

## Transformator 10 MVA

R iX  
Zpu. tot 0,853274 9,246282

Rpu\*Ppu Xpu\*Qpu i %  
DeltaU = 0,008708 0,002312 0,006396 0,639609

## Kostnadskalkyl förluster:

|               | Total energiförlust<br>per år i kWh | Total energiförlust<br>per 20 år i Mvh | Total energiförlust<br>per 30 år i Mvh | Alteranativ<br>beräkning |
|---------------|-------------------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------|
| Alt. 1/10,5kV | 402102                              | 8042,031                               | 12063,05                               |                          |
| Alt. 2/10,5kV | 377979                              | 7559,587                               | 11339,38                               | 723,6661                 |
| Alt. 3/21kV   | 141232                              | 2824,6321                              | 4236,948                               | 7826,098                 |
| Alt. 4/21kV   | 132186                              | 2643,7156                              | 3965,573                               | 8097,473                 |
| Alt. 5/10,5kV | 505472                              | 10109,44                               | 15164,16                               |                          |
| Alt. 6/10,5kV | 476341                              | 9526,8109                              | 14290,22                               |                          |
| Alt. 7/21kV   | 170065                              | 3401,3035                              | 5101,955                               |                          |
| Alt. 8/21kV   | 164603                              | 3292,0605                              | 4938,091                               | 7124,956                 |
| Alt. 9/21kV   | 232273                              | 4645,4693                              | 6968,204                               |                          |
| Alt. 10/21kV  | 38317                               | 766,34194                              | 1149,513                               | 10913,53                 |
| Alt. 10/24kV  | 29337                               | 586,73055                              | 880,0958                               |                          |

| 20 år         | 20 öre/kW | 30 öre/kW | 40 öre/kW | 50 öre/kW |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Alt. 1/10,5kV | 1608      | 2413      | 3217      | 4021      |
| Alt. 2/10,5kV | 1512      | 2268      | 3024      | 3780      |
| Alt. 3/21kV   | 565       | 847       | 1130      | 1412      |
| Alt. 4/21kV   | 529       | 793       | 1057      | 1322      |
| Alt. 5/10,5kV | 2022      | 3033      | 4044      | 5055      |
| Alt. 6/10,5kV | 1905      | 2858      | 3811      | 4763      |
| Alt. 7/21kV   | 680       | 1020      | 1361      | 1701      |
| Alt. 8/21kV   | 658       | 988       | 1317      | 1646      |
| Alt. 9/21kV   | 929       | 1394      | 1858      | 2323      |
| Alt. 10/21kV  | 153       | 230       | 307       | 383       |
| Alt. 10/24kV  | 117       | 176       | 235       | 293       |

| 30 år         | 20 öre/kW | 30 öre/kW | 40 öre/kW | 50 öre/kW |
|---------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Alt. 1/10,5kV | 2413      | 3619      | 4825      | 6032      |
| Alt. 2/10,5kV | 2268      | 3402      | 4536      | 5670      |
| Alt. 3/21kV   | 847       | 1271      | 1695      | 2118      |
| Alt. 4/21kV   | 793       | 1190      | 1586      | 1983      |
| Alt. 5/10,5kV | 3033      | 4549      | 6066      | 7582      |
| Alt. 6/10,5kV | 2858      | 4287      | 5716      | 7145      |
| Alt. 7/21kV   | 1020      | 1531      | 2041      | 2551      |
| Alt. 8/21kV   | 988       | 1481      | 1975      | 2469      |
| Alt. 9/21kV   | 1394      | 2090      | 2787      | 3484      |
| Alt. 10/21kV  | 230       | 345       | 460       | 575       |
| Alt. 10/24kV  | 176       | 264       | 352       | 440       |

|               |           | 0,2        | 0,3       | 0,4       | 0,5      |
|---------------|-----------|------------|-----------|-----------|----------|
|               | 20 öre/kW | 30 öre/kW  | 40 öre/kW | 50 öre/kW |          |
| Alt. 2/10,5kV | 723,66607 | 144,733214 | 217,09982 | 289,46643 | 361,833  |
| Alt. 3/21kV   | 7826,0984 | 1565,21968 | 2347,8295 | 3130,4394 | 3913,049 |
| Alt. 4/21kV   | 8097,4732 | 1619,49463 | 2429,2419 | 3238,9893 | 4048,737 |
| Alt. 8/21kV   | 7124,9557 | 1424,99114 | 2137,4867 | 2849,9823 | 3562,478 |
| Alt. 10/21kV  | 10913,534 | 2182,70672 | 3274,0601 | 4365,4134 | 5456,767 |

### Alternativa kostnader:

[illegible]

## Jämförelse av kablar:

Uträkning av strömmen per fas för olika vindhastigheter och antal timmar med den vindhastigheten 10,5 kV

|                  |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Timmar           | 271  | 675  | 1217 | 1805 | 3092 | 1700 | 8760 |
| kilowatt         | 2000 | 1650 | 1260 | 840  | 315  | 0    |      |
| ström (A) 10,5kV | 110  | 91   | 69   | 46   | 17   | 0    |      |

Ström i A 10,5 kV i kvadrat

|          |        |        |        |       |      |
|----------|--------|--------|--------|-------|------|
| 1 kabel  | 12094  | 8231   | 4800   | 2133  | 300  |
| 2 kablar | 48375  | 32925  | 19200  | 8533  | 1200 |
| 3 kablar | 108844 | 74082  | 43200  | 19200 | 2700 |
| 5 kablar | 302343 | 205782 | 120000 | 53333 | 7500 |

Ledararea mm<sup>2</sup> Ledarresistans Förlust = 3\*R\*I<sup>2</sup>

|     |        |
|-----|--------|
| 50  | 0,641  |
| 95  | 0,32   |
| 150 | 0,206  |
| 240 | 0,125  |
| 300 | 0,1    |
| 400 | 0,0778 |

Elpris år 1 0,3 kr/kWh

| Förlust för 3 ledare i kabel vid 1 kraftverk per km |          |          |         |          |        |  | Total förlust/km | 20 år  | 30 år  | 40 år  | 50 år  |
|-----------------------------------------------------|----------|----------|---------|----------|--------|--|------------------|--------|--------|--------|--------|
| Timmar                                              | 271      | 675      | 1217    | 1805     | 3092   |  |                  |        |        |        |        |
| 50                                                  | 23256,24 | 15828,78 | 9230,4  | 4102,4   | 576,9  |  | 52994,71         | 249873 | 343596 | 421202 | 485464 |
| 95                                                  | 11609,98 | 7902,041 | 4608    | 2048     | 288    |  | 26456,02         | 124742 | 171530 | 210273 | 242353 |
| 150                                                 | 7473,923 | 5086,939 | 2966,4  | 1318,4   | 185,4  |  | 17031,06         | 80303  | 110422 | 135363 | 156015 |
| 240                                                 | 4535,147 | 3086,735 | 1800    | 800      | 112,5  |  | 10334,38         | 48727  | 67004  | 82138  | 94669  |
| Förlust för 3 ledare i kabel vid 2 kraftverk per km |          |          |         |          |        |  | Total förlust/km |        |        |        |        |
| Timmar                                              | 271      | 675      | 1217    | 1805     | 3092   |  |                  |        |        |        |        |
| 150                                                 | 29895,69 | 20347,76 | 11865,6 | 5273,6   | 741,6  |  | 68124,25         | 321210 | 441689 | 541452 | 624060 |
| 240                                                 | 18140,59 | 12346,94 | 7200    | 3200     | 450    |  | 41337,53         | 194909 | 268015 | 328551 | 378677 |
| 300                                                 | 14512,47 | 9877,551 | 5760    | 2560     | 360    |  | 33070,02         | 155927 | 214412 | 262841 | 302942 |
| 400                                                 | 11290,7  | 7684,735 | 4481,28 | 1991,68  | 280,08 |  | 25728,48         | 121311 | 166813 | 204490 | 235689 |
| Förlust för 3 ledare i kabel vid 5 kraftverk per km |          |          |         |          |        |  | Total förlust/km |        |        |        |        |
| Timmar                                              | 271      | 675      | 1217    | 1805     | 3092   |  |                  |        |        |        |        |
| 3*240                                               | 37792,89 | 25722,79 | 15000   | 6666,667 | 937,5  |  | 86119,85         | 406060 | 558365 | 684481 | 788911 |
| 2*300                                               | 45351,47 | 30867,35 | 18000   | 8000     | 1125   |  | 103343,8         | 487273 | 670038 | 821377 | 946693 |
| 2*400                                               | 35283,45 | 24014,8  | 14004   | 6224     | 875,25 |  | 80401,49         | 379098 | 521290 | 639031 | 736527 |

Kabelkostnader

| Ledararea | pris/km | Total kostnad per km och | 20 år  | 30 år   | 40 år   | 50 år   |
|-----------|---------|--------------------------|--------|---------|---------|---------|
| 50        | 63500   |                          | 313373 | 407096  | 484702  | 548964  |
| 95        | 82000   |                          | 206742 | 253530  | 292273  | 324353  |
| 150       | 107000  |                          | 187303 | 217422  | 242363  | 263015  |
| 240       | 140000  |                          | 188727 | 207004  | 222138  | 234669  |
| 150       | 107000  |                          | 428210 | 548689  | 648452  | 731060  |
| 240       | 140000  |                          | 334909 | 408015  | 468551  | 518677  |
| 300       | 255000  |                          | 410927 | 469412  | 517841  | 557942  |
| 400       | 300000  |                          | 421311 | 466813  | 504490  | 535689  |
| 3*240     | 420000  |                          | 826060 | 978365  | 1104481 | 1208911 |
| 2*300     | 510000  |                          | 997273 | 1180038 | 1331377 | 1456693 |
| 2*400     | 600000  |                          | 979098 | 1121290 | 1239031 | 1336527 |

## Kostnader:

EBR-katalog P1 och P2

|                | Arbete/konstruktion | Enhet | Kronor   |
|----------------|---------------------|-------|----------|
| G14616         | PEX 3*240 24 kV     | km    | 343000   |
| G14626         | PEX 3*240 12 kV     | km    | 313000   |
| G15123         | Nätstation 800 kVA  | st    | 180000   |
| 15316          | PEX 3*240 24 kV     | km    | 168000   |
| 15416          | PEX 3*240 12 kV     | km    | 140000   |
| QUICKSEC       | Frånskiljare        | st    | 20000    |
| Nytt ställverk |                     | st    | 20000000 |

Ombyggnation ställverk

Transformator

|               | 3 kablar i<br>samma<br>kabelgrav<br>km | 2 kablar i<br>samma<br>kabelgrav<br>km | 1 kabel i<br>samma<br>kabelgrav<br>km | QUICKSEC<br>st | Nät-<br>station<br>st | kV | Total-<br>summa |
|---------------|----------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------|----------------|-----------------------|----|-----------------|
| Alternativ 1  | 4,96                                   | 0,62                                   | 3,24                                  | 2              |                       | 12 | 4 276 260       |
| Alternativ 2  | 4,96                                   | 0,62                                   | 3,24                                  | 2              | 1                     | 12 | 4 456 260       |
| Alternativ 3  |                                        | 4,96                                   | 3,96                                  | 3              |                       | 24 | 3 952 840       |
| Alternativ 4  |                                        | 4,96                                   | 3,96                                  | 3              | 1                     | 24 | 4 132 840       |
| Alternativ 5  | 5,99                                   | 1,44                                   | 2,42                                  | 2              |                       | 12 | 5 001 850       |
| Alternativ 6  | 5,99                                   | 1,44                                   | 2,42                                  | 2              | 1                     | 12 | 5 181 850       |
| Alternativ 7  |                                        | 7,43                                   | 2,42                                  | 3              |                       | 24 | 4 686 790       |
| Alternativ 8  |                                        | 7,43                                   | 2,42                                  | 2              | 1                     | 24 | 4 846 790       |
| Alternativ 9  |                                        | 9,4                                    | 3,86                                  | 2              | 1                     | 24 | 6 347 380       |
| Alternativ 10 | 0,3                                    | 0,4                                    | 3,46                                  | 2              |                       | 24 | 1 634 880       |
| Alternativ 1  | 2941280                                | 280860                                 | 1014120                               | 40000          | 0                     |    | 4 276 260       |
| Alternativ 2  | 2941280                                | 280860                                 | 1014120                               | 40000          | 180000                |    | 4 456 260       |
| Alternativ 3  | 0                                      | 2534560                                | 1358280                               | 60000          | 0                     |    | 3 952 840       |
| Alternativ 4  | 0                                      | 2534560                                | 1358280                               | 60000          | 180000                |    | 4 132 840       |
| Alternativ 5  | 3552070                                | 652320                                 | 757460                                | 40000          | 0                     |    | 5 001 850       |
| Alternativ 6  | 3552070                                | 652320                                 | 757460                                | 40000          | 180000                |    | 5 181 850       |
| Alternativ 7  | 0                                      | 3796730                                | 830060                                | 60000          | 0                     |    | 4 686 790       |
| Alternativ 8  | 0                                      | 3796730                                | 830060                                | 40000          | 180000                |    | 4 846 790       |
| Alternativ 9  | 0                                      | 4803400                                | 1323980                               | 40000          | 180000                |    | 6 347 380       |
| Alternativ 10 | 203700                                 | 204400                                 | 1186780                               | 40000          | 0                     |    | 1 634 880       |