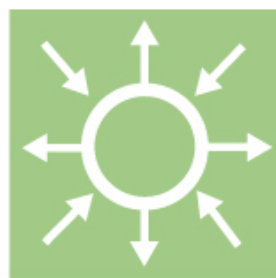




Design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker

Elforsk rapport 08:14



Michael Lindgren, David Söderberg, Anton Dahlgren, februari 2008

Design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker

Elforsk rapport 08:14

Michael Lindgren, David Söderberg, Anton Dahlgren, februari 2008

Förord

Föreliggande rapport behandlar design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker. Syftet med rapporten är att belysa vad som påverkar utformningen av dessa och att specifikt belysa högfrekvensstörningar och behov och metodik för simulering av sådana störningar.

Projektet har genomförts av Michael Lindgren, David Söderberg, Anton Dahlgren vid Vattenfall Power Consultants inom ramen för vindkraftforskningsprogrammet Vindforsk-II som projektnummer V-108. Vindforsk-II finansieras av ABB Corporate Research, EBL-Kompetanse, E.ON Vind Sverige, E.ON Elnät, Falkenberg Energi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Luleå Energi Elnät, Lunds Energi, Skellefteå Kraft, Statens Energimyndighet, Svenska Kraftnät, Tekniska Verken i Linköping, Umeå Energi Elnät, Varberg Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Inom projektet har man samarbetat med två andra projekt inom Vindforsk. Dessa är V-110 "Analys av transienter i kabelsystem" vid ABB Corporate Research (ABB) samt V-220 "Analys av högfrekventa elektriska svängningar i vindparker" vid Chalmers Tekniska Högskola (Chalmers). För mer information kring dessa projekt hänvisas till Vindforsks websida www.vindenergi.org. ABB och Chalmers har fokuserat på simuleringsmodeller av de ingående komponenterna såsom brytare och kablar. VPC har fokuserat på utformningen av vindkraftparkernas uppsamlingsnät, nyttan med simuleringsstudier vid genomförande av kommersiella projekt, och modellering och simulering av vindkraftparker speciellt med inriktning på transienta påkänningar inom vindkraftparkens uppsamlingsnät.

Som en del av projektet har ett betydande arbete lagts ned av såväl ABB, Chalmers som VPC på att planera mätningar av transienter i Lillgrunds vindkraftpark. Om dessa mätningar genomförs kommer de att medge en jämförelse av simulerade transienter med verkliga transienter i vindkraftparken vilket det finns få exempel på i litteraturen.

Värdefulla synpunkter på arbetet och rapporten har erhållits från projektets referensgrupp bestående av Ambra Sannino, ABB, Ola Carlson, Chalmers, Stanislaw Gubanski, Chalmers, Sture Lindahl, Gothia Power, Philip Carne Kjaer, Vestas, Lars Gertmar, ABB, och Åke Larsson, VPC.

Stockholm februari 2008

Sara Hallert

Programledare Vindforsk-II

El- och värmeproduktion, Elforsk

Sammanfattning

I denna rapport behandlas design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker. Metodiken som beskrivs för designen och de flesta av frågeställningarna som tas upp är generella och kan användas även för vindkraftparker placerade på land. En havsbaserad vindkraftpark består av ett stort antal vindkraftverk som ansluts till befintligt elnät via kablar och i de flesta fall även en transformator placerad på en plattform till havs. Ett sådant elsystem är mycket komplext och kombinationen av vindkraftverk med kablar och transformatorer ger upphov till oscillationer i samband med kopplingar av brytare eller vid fel i elnätet. De övergripande målen med rapporten är att beskriva metodiken för design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker och att undersöka transienta påkänningar och vad som orsakar dessa.

Vid design av elsystem görs stationära beräkningar med modeller som beskriver grundtonsstorheter. Dessa beräkningar genomförs alltid vid design av ett elsystem för en vindkraftpark, och metodiken och verktygen för genomförandet är väl etablerade.

Vid stora havsbaserade vindkraftparker som ansluts via långa kablar bör även dynamiska beräkningar göras i förstudiefasen för att verifiera att designen samverkar på ett stabilt sätt med anslutande nät och att nätägarens och Svenska Kraftnäts krav uppfylls.

Förutom de stationära och dynamiska beräkningarna är det även möjligt att genomföra simuleringar för att studera transienta överspänningar och strömmar som uppstår vid kopplingar av brytare och vid fel i elsystemet. På grund av vindkraftparks stora komplexitet är sådana simuleringssstudier nödvändiga för att identifiera var i elsystemet de värsta påkänningarna uppstår och för vilka situationer de uppstår. Behovet av att göra sådana simuleringar innan den slutgiltiga designen görs bedöms från fall till fall. Det kan även finnas intresse av att i efterhand, när mer exakta modeller av anläggningen finns tillgängliga, genomföra verifierande simuleringar.

Rapporten belyser transienta fenomen och beskriver lämpliga modeller för simulering av transienter orsakade av felfall och kopplingar av brytare. Rapporten föreslår även indata som bör efterfrågas vid upphandling.

Utöver simuleringsmetodik innehåller rapporten även en beskrivning av de faktorer som påverkar utformningen av en vindkraftparks uppsamlingsnät. Syftet med detta är att ge en bakgrund till varför uppsamlingsnäten ser ut som de gör och att beskriva möjliga alternativa tekniska lösningar. I denna del ingår även praktiska aspekter eftersom dessa har stor betydelse för utformningen av vindkraftparkerna.

För att visa på ett praktiskt exempel beskrivs fyra alternativa uppsamlingsnät för Kriegers flaks vindkraftpark. Resultaten visar att investeringskostnaden och förlusterna i uppsamlingsnätet påverkas kraftigt av om en eller två transformatorplattformar används. Resultaten visar även att plattformens placering har mycket stor inverkan på investeringskostnaden och förlusterna. Dessa resultat visar att det bör vara mest lämpligt med användning av endast en transformatorplattform.

En PSS/E-studie för Kriegers flaks vindkraftpark visar att vindkraftverken måste ha styrbar reaktiv effekt för att uppnå reaktiv effektbalans i anslutningspunkten. Rapporten redovisar att vindkraftverken endast behöver konsumera reaktiv effekt för att uppfylla kravet på reaktiv effektbalans i anslutningspunkten. PSS/E studien redovisar även stationära strömmar, spänningsvariationer och kortslutningsströmmar inom uppsamlingsnätet. Spänningsvariationerna inom uppsamlingsnätet är små men den stationära strömmen för transformatorplattformens brytare är på gränsen till vad som klaras med en 30 kV brytare.

Transienta överspänningar som orsakas av spänningssättning av radialer i Lillgrunds vindkraftpark har simulerats i PSCAD/EMTDC med en standardbrytarmodell och en anpassad vakuumbrytarmodell. Resultaten visar vilka kraftverk som utsätts för högsta spänningarna och att spänningarna är lägre än de använda designvärdena.

Enligt simuleringar som har genomförts under projektgenomförandet för Lillgrunds vindkraftpark uppstår dimensionerande harmoniska överspänningar inom vindkraftparkens uppsamlingsnät speciellt vid störningar och fel i E.ONs 130 kV nät. Simulering av dessa fall bör inkluderas i en isolationskoordineringsstudie för verifiering av isolationsnivåer för utrustningen och eventuellt för design av överspänningsskydd.

Tabellen nedan summerar de föreslagna beräkningarna och simuleringsstudierna för stora vindkraftparker.

Projektfas	Aktivitet	Syfte
Förstudie	Framtagning av alternativa tekniska lösningar	Att finna bästa lösningar ur teknisk och ekonomisk synvinkel.
	Lastflödes- och kortslutningsberäkningar för anslutande elnät Dynamiska simuleringar av samverkan mellan anslutande elnät och vindkraftparken. Generell modell av vindkraftverk används	Verifiera att vindkraftparken kan anslutas till det befintliga elnätet
Design	Lastflödes- och felströmsberäkningar för uppsamlingsnätet	Ta fram specifikationer för uppsamlingsnät Undersöka behov av extra utrustning för reaktiv effekt
	Dynamiska simuleringar av samverkan mellan anslutande elnät och vindkraftparken. Dessa simuleringar bör genomföras med specifik modell av aktuellt vindkraftverk	Verifiering av nätägares och SvKs krav
	Isolationskoordinering med simulering av transienter	Val av lämplig isolationsnivå enligt IEC standard
	Skyddskoordinering	Bestämma skyddsinställningar och verifiera selektivitet
Drift	Uppföljande mätningar	Verifiering av dimensionerande beräkningar och stabil drift

Summary

This report deals with design of the electrical system for offshore wind farms. The issues described and the design procedure may also be used for onshore wind farms. Offshore wind farms set up a complex infrastructure due to the combination of wind generators, transformers, breakers, and large cable systems. In these systems, oscillations of energy will occur at breaker switching in the collection grid and at faults in the collection grid or the onshore electrical grid. The main goals of the report are to describe the procedure for design of electrical systems for offshore wind farms and to describe transients and the conditions causing these.

Design of electrical systems is always based on fundamental frequency calculations in a program like PSS/E, both studying the steady state as well as dynamic conditions. In addition to these calculations, it is possible to include simulation studies to predict transient overvoltages and currents. Due to the complexity of an offshore wind farm, such simulations are useful for predicting transient conditions to be taken into consideration in the design. Simulations can also be used for planning of measurements for verification of transient stresses on equipment; this includes predicting where the worst stresses occur and conditions causing the stresses.

The report describes transients in electrical systems for wind farms and describes suitable models for the simulation of transients caused by breaker coupling and faults. It also points out required input data for the models.

In addition to the investigations on transients, general information about electrical systems for offshore wind farms is included. This section is included to give detailed information related to wind farm layout including practical issues that have an impact on the technical solutions.

The layout of the collection grid of large wind farms is investigated by a comparison of investment costs and electrical losses for four different electrical systems for Kriegers flak wind farm. These results point out that it is advantageous to compare different layouts since the investment cost and losses are most dependent on the number of transformer platforms and the layout of the collection cable system. The results indicated that a single platform solution should be the preferred choice. Moreover, PSS/E calculations of steady state currents and voltages, reactive power balance, as well as short circuit currents are included for one of the investigated electrical systems. The study of the reactive power requirement shows that it is sufficient to consume reactive power with the wind generators for the investigated load situations.

Transient overvoltages due to radial cable breaker switching have been simulated for the Lillgrund wind farms using a predefined PSCAD circuit breaker model and an adapted vacuum circuit breaker model. These simulations show that switching overvoltages occur, they are however below the design voltages used.

In addition, results from simulation studies performed for the Lillgrund project are presented. These studies show that harmonic overvoltages occur in the collection grid due to switching events or faults in the onshore 130 kV grid. These simulation studies should be investigated as a part of an insulation

coordination study to verify overvoltage protection and insulation levels of equipment.

The table below summarises the proposed calculations and simulation studies for the project execution of large wind farm.

Project phase	Activity	Purpose
Feasibility study	Alternative designs are identified.	To identify the best alternatives technically and economically
	Load-flow and short circuit calculations for the connecting grid Dynamic simulations of interaction between wind farm and connecting grid using a general wind generator model	Verify that the wind farm can be connected to the grid
Design	Load flow and short circuit calculations for collection grid	Technical specifications of collection grid Investigate requirement for reactive power compensation equipment
	Dynamic simulations of interaction between wind farm and connecting grid using a specific wind generator model	Verification of grid codes
	Insulation coordination using transient simulations	Select a suitable insulation level according to IEC standard
	Protection coordination	Determine settings and verify selectivity of protection system
Operation	Measurements	Verification of dimensioning calculations and stable operation

Innehåll

1	Inledning	1
2	Utformning av vindkraftpark och elsystem	3
2.1	Faktorer som påverkar utformning av vindkraftparker.....	3
2.1.1	Energiproduktion.....	3
2.1.2	Visuell påverkan.....	3
2.1.3	Ljud	4
2.1.4	Praktiska aspekter vid installation och underhåll	4
2.2	Elsystem	5
2.2.1	Val av spänningsnivåer i uppsamlingsnät	5
2.2.2	Transformatorplattform	6
2.2.3	Anslutningspunkt i mottagande elnät	6
2.2.4	Anslutning med AC eller DC	7
2.2.5	Inverkan av flygbestämmelser	8
2.2.6	Uppsamlingsnätets struktur	8
2.2.7	Dimensionering av uppsamlingsnätets kablar	9
2.2.8	Pris- och förlustjämförelse av olika nättopologier	10
2.3	Reläskydd för uppsamlingsnätet	10
2.3.1	Generella krav på reläskydd.....	10
2.3.2	Reläskyddssystemets olika delar.....	11
2.4	Projektekonomi och förluster.....	12
2.4.1	Övergripande ekonomiska faktorer	12
2.4.2	Projektspecifika faktorer.....	13
2.4.3	Förluster i vindkraftparker	13
2.5	Förlustvärdering och dimensionering	14
2.6	Parklayout med olika antal plattformar	14
2.6.1	Data för uppsamlingsnätet.....	15
2.6.2	Effektförluster i uppsamlingsnätet.....	15
2.6.3	Projektekonomi med alternativa lösningar.....	16
2.7	Kabelförläggning	17
2.8	Fundament	18
3	Metodik för dimensionering och verifiering av elnät för vindkraftparker	20
3.1	Frågor som leverantören av vindkraftverken bör ansvara för.....	21
3.2	Förstudiefasen	21
3.2.1	Framtagning av alternativa tekniska lösningar	21
3.2.2	Lastflödes-, kortslutningsberäkningar och dynamiska simuleringar för anslutande elnät.....	21
3.3	Tillståndsfasen	22
3.4	Designfasen.....	22
3.4.1	Lastflödes- och felströmsberäkningar	22
3.4.2	Isolationskoordinering.....	22
3.4.3	Dynamiska simuleringar och verifiering av SvKs krav	23
3.4.4	Skyddskoordinering	25
3.4.5	Förfrågningsunderlag	25
3.5	Upphandlingsfasen	25
3.6	Driftfasen	26

4	Lastflödes- och felströmsberäkningar	27
4.1	Beskrivning av studerat elnät och metod för beräkningar	27
4.1.1	Modellbeskrivning.....	28
4.1.2	Lastflödesberäkningar och felströmmar	29
4.2	Resultat	30
4.2.1	Reaktiv effekt	30
4.2.2	Spänningsvariationer	31
4.2.3	Stationära strömmar och spänningar.....	31
4.2.4	Felströmmar.....	32
4.2.5	Förluster	32
4.3	Kommentarer och slutsatser	33
4.3.1	Reaktivt effektutbyte	33
4.3.2	Spänningsvariationer	33
4.3.3	Driftströmmar.....	33
4.3.4	Felströmmar.....	34
5	Modeller för simulering av transienter i vindkraftparker	35
5.1	Introduktion till transienter inom elsystem	35
5.1.1	Vågimpedans.....	35
5.1.2	Reflektioner i kablar och luftledningar	36
5.1.3	Oscillationer och dess frekvenser.....	37
5.2	Modellering av vindkraftverk	37
5.2.1	Vindkraftverksmodell för reflektionsstudier.....	37
5.2.2	Vindkraftverksmodell för studier av felfall och frekvensanalys ...	38
5.3	Modellering av transformatorer.....	38
5.3.1	Transformatormodeller för simulering av felfall	38
5.3.2	Transformatormodell för reflektionsstudier	38
5.3.3	Transformatormodell för frekvensanalys	40
5.4	Kabelmodeller.....	42
5.4.1	Pi-modeller för stationära beräkningar.....	42
5.4.2	Frekvensberoende modeller för simulering av transienter	42
5.5	Brytare	43
5.5.1	Vakuumbrytarmodell	43
5.6	Anslutande elnät	44
6	Simuleringsprogram	45
6.1	Program för studier av elkraftsystem.....	45
6.1.1	PSS/E.....	45
6.1.2	Simpow	46
6.2	Program för studier av uppsamlingsnätet.....	46
6.2.1	PSCAD/EMTDC.....	46
6.2.2	DIgSILENT PowerFactory.....	47
7	Simulering av elektriska transienter i Lillgrunds vindkraftpark	48
7.1	Beskrivning av Lillgrunds vindkraftpark.....	48
7.2	Siemens simuleringsstudier för Lillgrunds vindkraftpark	49
7.2.1	Fel i 130 kV elnätet	49
7.2.2	Frånkoppling av vindkraftparken från anslutande 130 kV nät	49
7.3	Simulering av kopplingsöverspänningar	50
7.3.1	Spänningssättning av 30 kV radialer	50
7.3.2	Radialer valda för ingående studier	50
7.3.3	Spänningssättning med olika brytarmodeller	51
7.3.4	Kommentarer simuleringar av kopplingsöverspänningar.....	54
7.3.5	Dimensionerande överspänningar vid felfall.....	54
7.4	Val av isolationsnivå för transformator.....	54
7.5	Sammanfattning av resultat.....	55

8	Slutsatser	56
	Referenser	58

Förkortningar och definitioner

ABB CRC	ABB Corporate Research
AC	Alternating Current, växelström
BIL	Basic lightning impulse insulation level, isolationsnivå för åsköverspänningar.
CTH	Chalmers Tekniska Högskola
DC	Direct Current, likström
DFIG	Doubly fed induction generator
EMTDC	Electromagnetic transients including DC, simuleringsprogram för transient analys
FAT	Factory acceptance test
FEO	Fulleffektomriktare
FRT	Fault ride through, förmåga att bibehålla produktion vid nätfel
HVDC	High Voltage Direct Current, högspänd likström
IEC	International Electric Commission, utfärdar standarder
PSCAD	Power Systems cad, grafiskt användargränssnitt för EMTDC
PSS/E	Power system simulator/engineering, beräkningsprogram för grundtonsanalys
PQ-kurva	Graf som beskriver tillgänglig reaktiv effekt som funktion av den aktiva effekten
pu	Per unit, enhet omvandlad till index 1
SVC	Stativ Var Compensation, utrustning för kompensering av reaktiv effekt
SvK	Affärsverket Svenska Kraftnät, TSO i Sverige
STRI	Swedish Transmission Research Institute
TBGN	Trelleborg Norra, en av två planerade anslutningspunkter för vindkraftparken Kriegers flak
TSO	Transmission system operator, ansvarig för transmissionsnätet i ett land eller region.

Anslutande elnät

Det elnät som vindkraftparken ansluts till. För Lillgrund består det anslutande nätet av E.ONs 140 kV-nät i Bunkelflo.

Dynamiska simuleringar

Simulering av hur vindkraftparken samverkar med det befintliga elnätet. Dessa studier är främst inriktade på att beskriva hur vindkraftparken påverkar effektlöden och stabilitet i det befintliga elnätet.

Stationära beräkningar

Beräkning av storheter med hjälp av fasvektorer vid 50/60 Hz. Exempel på stationära beräkningar är lastflödesberäkningar i PSS/E.

Transienta simuleringar

Simuleringar av transienta strömmar och spänningar orsakade av kopplingar av brytare eller felfall. Studierna är främst inriktade på att beskriva påkänningar inom vindkraftparken.

Transmissionskabel

Kabel som ansluter vindkraftparkens transformatorplattform till det befintliga elnätet i land.

Uppsamlingsnät

Lokalt elnät som ansluter vindkraftverken med vindkraftparkens transformatorplattform eller direkt mot anslutningspunkt i land då transformatorplattform saknas.

Vakförluster

Förluster som uppstår inom en vindkraftpark på grund av att vindkraftverken skuggar varandra.

1 Inledning

Rapporten behandlar design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker. Havsbaserade vindkraftparker har speciella egenskaper som en följd av det utbredda interna kabelnätet som ansluter vindkraftverken till transformatorplattformen och transmissionskabeln som ansluter transformatorplattformen till land. Överspänningar uppstår dels i samband med koppling av brytare som en följd av reflektioner vid tillslag och dels som en följd av brytning av induktiva laster vid frånslag. Överspänningar uppstår dessutom i samband med fel i elsystemet som en följd av de oscillationer som uppstår mellan transmissionskabeln och uppsamlingsnätet. Båda dessa fenomen är komplexa och svårbedömda varför de förtjänar uppmärksamhet.

Vid design av elsystem för vindkraftparker utförs normalt dimensionerande beräkningar i ett program för stationära beräkningar, exempelvis PSS/E. Dessa beräkningar görs med modeller som endast beskriver grundtonsstorheter och metodiken och verktyg är väl etablerade. Förutom de stationära beräkningarna är det även möjligt att genomföra simuleringar för att studera mer exakt vilka spänningar och strömmar som uppstår i elsystemet vid kopplingar och vid fel. Sådana simuleringsstudier är mycket användbara för att verifiera att den ingående utrustningen är korrekt specificerad. Det är dock oklart hur vanligt det är att denna typ av simuleringar genomförs.

En litteraturstudie har visat att det finns ett flertal artiklar och rapporter, exempelvis [1] och [2], som behandlar simuleringsmodeller för att studera hur vindkraftparker påverkar elsystemen de är anslutna till vad gäller spänningskvalitet och oscillationer. Beträffande transienter inom vindkraftparkens uppsamlingsnät är [3] en av få identifierade artiklar som redovisar simulerade transienter.

Inriktningen på denna rapport är simulering av transienter i uppsamlingsnät. I detta har ingått att beskriva tillgängliga modeller av delkomponenterna, att formulera systemmodeller, och att genomföra simuleringsstudier. Arbetet har även inriktats på att ge förslag på när under ett projektgenomförande simuleringar bör genomföras.

Utöver inriktningen simuleringar är syftet med rapporten även att beskriva de faktorer som påverkar utformningen av en vindkraftparks uppsamlingsnät. Rapporten ger en bakgrund till varför uppsamlingsnäten ser ut som de gör och att beskriver även möjliga alternativa tekniska lösningar. I denna del ingår även praktiska aspekter eftersom dessa är av stor betydelse för utformningen av vindkraftparkerna.

Kapitel 2 är inriktat på att ge en bred beskrivning av faktorer som påverkar valet av uppsamlingsnät samt på att beskriva investeringskostnader och elektriska förluster för alternativa uppsamlingsnät. I detta fall har Kriegers flaks vindkraftpark använts som exempel för att visa på en praktisk tillämpning. I kapitlet beskrivs hur investeringskostnaden och förlusterna påverkas av valet mellan en och två transformatorplattformar.

I kapitel 3 ges en översikt av beräkningar och simuleringsstudier och även rekommendationer för när under ett projektgenomförande de olika studierna lämpligen genomförs. Kapitlet behandlar dels nytta med simuleringar som en del av designarbetet, men även hur simuleringar kan användas för att verifiera vindkraftparkens samverkan med det anslutande elnätet. Kapitlet redovisar även att simuleringar är till nytta vid planering av mätningar av elektriska påkänningar i vindkraftparker. I kapitlet redovisas även Svenska Kraftnäts generella krav som ställs på drift vid variationer i spänning och frekvens och även vid felfall som resulterar i kraftiga spänningsfall i anslutningspunkten.

Kapitel 4 beskriver lastflödesberäkningar som genomförs för att dimensionera kabelsystemet, transformator, ställverk och eventuell utrustning för reaktiv effektkompensering. I detta kapitel beskrivs även metodiken för att bestämma hur mycket reaktiv effekt vindkraftverken skall kunna förbruka under olika driftförhållanden.

Kapitel 5 beskrivs lämpliga modeller för simulering av transienter som uppstår vid koppling av brytare eller vid fel i elsystemen.

I kapitel 6 ges en introduktion till simuleringsprogram för simuleringar av elkraftsystem och för simuleringar av transienter inom vindkraftparker.

I kapitel 7 redovisas slutligen simuleringar av transienter för Lillgrunds vindkraftpark. Dels redovisas simuleringar av kopplingstransienter som Vattenfall Power Consultant har genomfört, dels redovisas kritiska felfall att simulera baserat på de studier som genomförts av Siemens som en del av designen och verifieringen av elsystemet för Lillgrunds vindkraftpark. Lillgrund har valts eftersom det är den första stora havsbaserade vindkraftpark som byggts i Sverige och den som därför erbjuder möjligheter för erfarenhetsåterföring.

Kapitel 8 summerar slutsatser från arbetet.

2 Utformning av vindkraftpark och elsystem

I detta kapitel ges en översiktlig beskrivning av faktorer som påverkar utformningen av havsbaserade vindkraftparker och deras elsystem.

2.1 Faktorer som påverkar utformning av vindkraftparker

Det finns ett flertal faktorer som påverkar vindkraftparker utformning. De faktorer som främst påverkar hur vindkraftverken placeras är energiproduktion, vattendjup, geologi, visuell inverkan och ljudutbredning.

Planering av vindkraftparker och deras elsystem tar oftast lång tid som en följd av utdragna tillståndsprocesser. Inte sällan bestäms dock vindkraftparkens layout och huvudsakliga utformning i ett tidigt projektskede eftersom en miljökonsekvensbeskrivning efterfrågas. Som en del av denna krävs en beskrivning av förutsättningar för vindkraftparkens area, antal kraftverk och deras maximala höjd. Dessutom krävs en beskrivning av elsystemet.

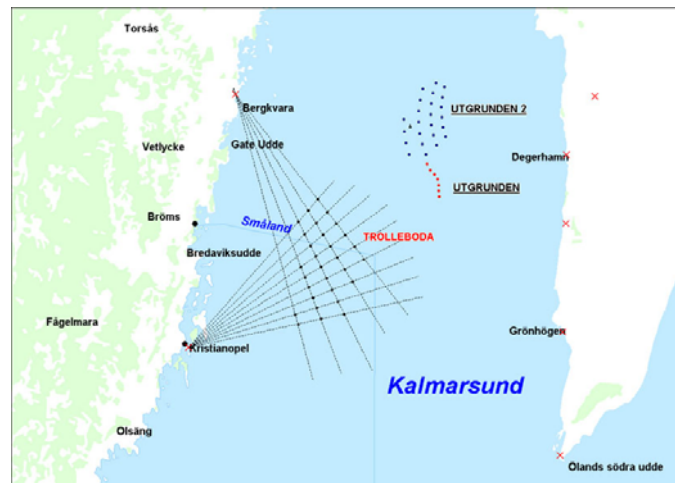
Eftersom justeringar i parklayouten exempelvis annan placering av kraftverk, eller val av en lösning utan transformatorplattform, och därmed fler kablar in till land skulle kräva nya tillstånd, är det fördelaktigt att genomföra utförliga förstudier med alternativa tekniska lösningar i ett tidigt projektskede.

2.1.1 Energiproduktion

Energiproduktionen studeras genom att produktionsberäkningar genomförs som en av de första delarna vid planering av vindkraftparker. I dessa beräkningar ingår val av lämplig effekt på kraftverken samt placering av vindkraftverken för att uppnå bästa totalekonomi för vindkraftparken.

2.1.2 Visuell påverkan

För att för att få tillstånd för vindkraftparker som är synliga från land är det visuella intrycket av stor vikt. Geometri eller regelbundenhet hos en vindkraftgrupp uppfattas av de allra flesta som något positivt. Geometrin gör att gruppen upplevs som en sammanhållen enhet, det skapar också en känsla av ordning. Ordningen bidrar i sin tur ofta till att den totala påverkan på landskapsbilden upplevs som mindre än om ordning saknas. I Figur 1 exemplifieras användning av dessa riktlinjer för Trolleboda vindkraftpark [4] som i nuläget är i planeringsfasen.



Figur 1. Exempel på parkutformning som tar hänsyn till visuell påverkan, huvudalternativ för Trolleboda vindkraftpark

2.1.3 Ljud

I Sverige är riktlinjen för ljud att det får vara som mest 40 dB(A) vid närmaste bostadshus [5]. Av vindkraftverken genererat ljud kan därmed ha en inverkan både på placeringen av kraftverken men kanske speciellt på valet av vindkraftverk. Som exempel kan nämnas att kraftverken i Lillgrund har möjlighet att sänka ljudnivån genom att reducera varvtalet vid vissa vindförhållanden. Det är generellt en fördel att ha möjlighet att reducera ljud vid behov, exempelvis om verifierande mätningar visar att riktlinjerna ej uppfylls. Detaljerade studier kan komma att visa att en reduktion av ljud efterfrågas under vissa specifika vind- och temperaturförhållanden. Detta innebär att det skall vara möjligt att reducera kraftverkens varvtal i situationer då det krävs, vilket ställer specifika krav på vindkraftverken.

Naturvårdsverket har utarbetat en norm [6] som hanterar ljudutbredning. I Kalmarsund pågår ett projekt där Kungliga Tekniska Högskolan mäter ljud för att verifiera den teori som Naturvårdsverket fört fram [7].

2.1.4 Praktiska aspekter vid installation och underhåll

Vid planering och design av uppsamlingsnätet för en vindkraftpark finns det ett antal praktiska aspekter som styr utformningen. Ett sådant exempel är att det vid installation av kraftverken och vid större underhållsarbeten såsom byte av växellåda krävs stora kranar [8]. Dessa kranar är normalt placerade på pråmar eller fartyg med ett antal stödben, så kallade jack-ups som i Figur 2. För att dessa stödben inte skall riskera att skada kablarna inom det interna elnätet krävs att det finns en fri sektor kring varje vindkraftverk där det inte finns några kablar förlagda.



Figur 2. Kranfartyg under arbete vid byggnationen av Kentish flats
Källa: Vattenfall

2.2 Elsystem

Elsystemet för en havsbaserad vindkraftpark består av uppsamlingsnätet som förbinder de olika vindkraftverken inom vindkraftparken och kabeln och som ansluter vindkraftparken till land.

2.2.1 Val av spänningsnivåer i uppsamlingsnät

Valet av spänningsnivå för uppsamlingsnätet beror på ett flertal faktorer

- 10 kV används främst för anslutning av enskilda vindkraftverk till lokalnät på land. För havsbaserade vindkraftparker är 10 kV inte lämpligt på grund av de höga förluster som ett sådant system skulle medföra.
- 20 kV är en vanlig spänning i lokalnät på land. Till havs finns det exempel på mindre vindkraftparker där 20 kV används för anslutning till anslutande nät på land. Utgrunden i Kalmarsund (7x1,4 MW) och Yttre Stengrund utanför Karlskrona (5x2 MW) använder 20 kV. Som systemspänning i uppsamlingsnät för större vindkraftparker blir förlusterna för stora för att motivera 20 kV.
- 30 kV är den vanligaste spänningen i uppsamlingsnät för havsbaserade vindkraftparker. 30 kV är den högsta spänning för vilket vakuumbrytare samt silikon- och torrisolerade transformatorer

tillverkas. För mindre vindkraftparker nära land kan kablarna i uppsamlingsnätet anslutas direkt till land med flera parallella kablar.

- 130 kV är den mest förekommande spänningen för anslutningen mellan transformatorplattform och land. 130 kV är den högsta spänningen för vilken trefasiga kablar tillverkas. Vid högre spänningar måste enfasiga kablar användas vilket innebär en försvårad förläggning vilket även medför ökade kostnader.

2.2.2 Transformatorplattform

Vid planering av större havsbaserade vindkraftparker är det vanligt med placering av en transformatorplattform i anslutning till vindkraftparken. De främsta tekniska anledningarna för att inkludera en plattform är att reducera de elektriska förlusterna och antalet kablar för anslutning av vindkraftparken till land. En sammanställning visar att de flesta större vindkraftparker såsom Horns rev 1 (160 MW, 21 km till land), Nysted (167 MW, 11 km till land) och Lillgrund (110 MW, 7 km till land) har en transformatorplattform.

Då vindkraftparken ligger nära land kan det vara ekonomiskt fördelaktigt att leda in kabelradialerna från vindkraftparken direkt till land istället för att installera en transformatorplattform vid vindkraftparken. Vindkraftparken Kentish Flats (90 MW, 8.5 km från land) är ett exempel där man har valt att ansluta parken med hjälp av tre 30 kV-kablar och har transformering upp till 130 kV på land.

Valet att inkludera en transformatorplattform kan även vara en följd av att ägaren av transmissionssystemet är ansvarig för att ansluta kraftverken till havs, vilket är fallet i Danmark och Tyskland. I Tyskland är TSO:n (Vattenfall Europe Transmission eller E.ON) enligt nuvarande lagstiftning skyldig att anordna med en offshore transformatorplattform i anslutning till vindkraftparken om vindkraftparken uppfyller kriterierna som ställs.

I större vindkraftparker med långa avstånd till land är det av intresse att kunna flyga ut personal och material för att minska restiden fram och tillbaka från vindkraftparken. För Horns Rev har man löst detta genom att ha helikopterplattform på transformatorplattformen. På varje vindkraftverk finns även en mindre plattform där personal och utrustning kan färdas ned från helikopter.

2.2.3 Anslutningspunkt i mottagande elnät

Vid uppförande av en havsbaserad vindkraftpark krävs en utredning av var vindkraftparken lämpligen ansluts till det befintliga elnätet i land. I normalfallet kommer projektören att bilda ett bolag för driften av anläggningen och då även stå för hela investeringen för anslutningen, dvs hela uppsamlingsnätet, eventuellt transformatorplattform med dess ställverk och transformator, exportkabel/kablar, samt ställverket för anslutning till det befintliga nätet. Investeringskostnaden påverkas av längden till anslutningspunkten i elnätet och av kravet på investeringar i det befintliga nätet som krävs för att medge anslutningen. Hur dessa investeringar skall finansieras är under utredning och behandlas i [9]. Valet av anslutningspunkt påverkas även av tariffen, även den behandlas i [9], som reglerar

ersättningen för producerad energi som utgår till den som driver vindkraftparken och dess anslutande elnät. Vid uppförande av mycket stora anläggningar kan det vara motiverat att ansluta dessa direkt till 220 kV eller 400 kV stamnätet. SvK kan fatta beslut om att starta en sådan utredning om en eventuell stamnätsanslutning om ägaren av regionnätet kan föra i bevis att det ej är lämpligt att ansluta vindkraftparken till regionnätet.

2.2.4 Anslutning med AC eller DC

Anslutning av havsbaserade vindkraftparker kan ske med växelström (AC) eller med likström (DC). Vid uppförande av stora vindkraftparker bör en utredning genomföras som studerar investeringskostnad för anslutningen och uppsamlingsnätet och även kostnader för förluster vid anslutning med AC respektive DC. DC kan vara en bra lösning i de fall då det är svårt att uppnå en stabil drift med en AC-överföring eller vid långa avstånd mellan vindkraftparken och anslutningspunkten i elnätet. När det gäller DC-transmissionssystem så bör en lösning med självkommuterande spänningsstyva frekvensomriktare (benämns ofta VSC Voltage Source Converters) väljas för att uppnå den önskade funktionaliteten.

DC transmissionslänkar baserade på VSC har redan nu använts i cirka tio kommersiella projekt och börjar bli en relativt mogen produkt. Det finns även en stor marknad för användning av VSC DC för transmissionslänkar på land då det i de flesta länder är svårt eller mycket tidskrävande att få tillstånd för att bygga nya luftlinjer. VSC-teknik är mycket passande för dessa transmissionslänkar eftersom den möjliggör användning av kablar med plastisolation vilka får en låg vikt och relativt liten kabeldiameter som en följd av att DC-kablarnas polaritet är konstant. Traditionell DC-teknik med tyristorer använder pappersisolerade kablar då plastkablar ej klarar snabba byten av spänningens polaritet vilka krävs för att medge byte av effektriktning. Dessa faktorer pekar på att det kommer att finnas allt fler leverantörer tillgängliga och att VSC-tekniken kommer att bli allt mer attraktiv vad gäller investeringskostnad och förlustkostnad.

Användning av VSC-teknik möjliggör även på längre sikt intressanta lösningar som att använda enkla vindkraftverk vars varvtal styrs genom att variera både spänningen och frekvensen med hjälp av DC-överföringens strömriktare. Därmed ersätter DC överföringens strömriktare de strömriktare som i nuvarande vindkraftverk finns installerade i varje enskilt vindkraftverk. Exempel på sådana konfigurationer finns beskrivna i [10] och [11].

Vid användning av AC kommer störningar i spänningen i det anslutande elnätet att fortplanta sig till vindkraftparkens uppsamlingsnät i form av spänningsfall eller oscillationer i spänningen. DC erbjuder här en betydande nytta genom att DC-överföringen isolerar vindkraftparken från störningar i det anslutande elnätet. Därmed fås en mer konstant spänning för vindkraftverken vilket ger mindre mekaniska transienter i vindkraftverket, vilket är en mycket stor fördel då dessa snabba transienters inverkan på drivlinan och växellådan är svårbedömda, speciellt innan det finns ett betydande antal ackumulerade drifttimmar.

Användning av DC minskar även risken för transienta överspänningar inom vindkraftparken, vilka kan uppstå som en följd av harmoniska resonanser

mellan vindkraftparken och anslutande elnät vid val av en AC anslutning. Vid val av en DC lösning kommer även leverantören av DC-länken att ta ansvar för att DC-länken samverkar på ett stabilt sätt med både anslutande elnät och vindkraftparken, därmed minskar de tekniska riskerna avsevärt för projektören.

DC medför även att kravet på reaktiv effektbalans i anslutningspunkten uppfylls och att DC-länken även kan användas för att reglera spänningen i anslutningspunkten eller för att leverera eller konsumera reaktiv effekt enligt nätägarens önskemål. Kraftverken behöver därmed ej användas för att uppnå reaktiv effektbalans, inte heller för att reglera spänningen i uppsamlingsnätet vilket även det sköts av DC länkens strömriktare placerad på plattformen.

En nackdel med DC-länken får anses vara att de är mer känsliga för eventuella kabelfel då de normalt kräver att bägge kablarna (kabeln till pluspolen och till minuspolen) är intakta för att effekt skall kunna överföras. För en stor havsbaserad vindkraftpark krävs ett flertal AC-kablar och transformatorer vilket ger en ökad redundans för kabelfel.

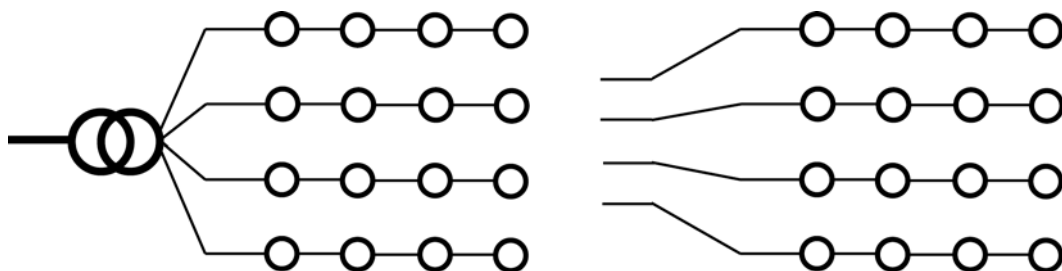
2.2.5 Inverkan av flygbestämmelser

För att medge landning med helikopter kan det krävas att transformatorplattformen placeras så att de förordningar som gäller för helikopterplattformar uppfylls. I Sverige ställer Luftfartsstyrelsens bestämmelser för civil luftfart krav på hinderfria och hinderbegränsade sektorer som skall finnas kring en helikopterplattform [12]. Det är eventuellt möjligt att få dispens från dessa regler.

2.2.6 Uppsamlingsnätets struktur

Uppsamlingsnätet som ansluter vindkraftverken kan byggas upp med ett flertal strukturer. En jämförelse av egenskaper såsom tillgänglighet och transienta egenskaper för olika topologier redovisas i [13].

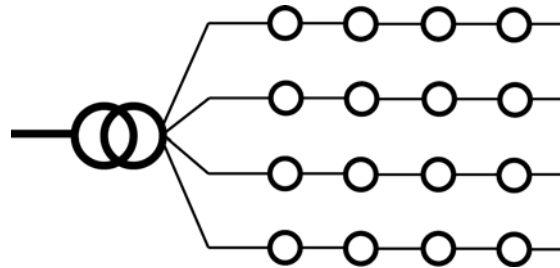
Radialmatning enligt Figur 3 är det i dagsläget helt dominerande alternativet. I Radialmatning av vindkraftverken kan ske antingen med eller utan transformatorplattform.



Figur 3. Radialmatning av vindkraftverk med transformatorplattform (vänster) samt utan transformatorplattform (höger)

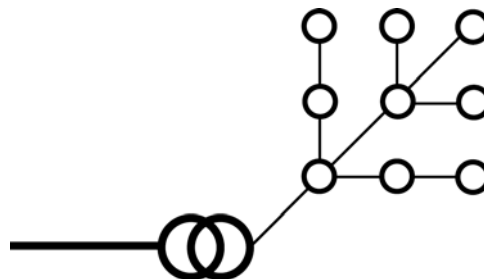
Slingmatning enligt Figur 4 medger drift av vissa av kraftverken vid kabelfel i en radial. Dock måste kablarnas dimensioner ökas upp betydligt för att en betydande energivinst skall göras under den tid det tar att reparera en felaktig kabel. Dessutom krävs ett flertal frångiljare eller brytare vilket

ytterligare ökar kostnaden och medför ett ökat antal komponenter som kan gå sönder. En sista betydande nackdel är att det blir svårare att bedöma vilka transienta överspänningar som kraftverken kan komma att utsättas för i ett sådant elnät jämfört med vanlig radialmatning. I [13] och [14] redovisas analys av transienta egenskaper och tillgänglighet med slingmatning jämfört med en radiell struktur.



Figur 4 Princip för slingmatning med transformatorplattform

Vid användning av stjärnmatning delas vindkraftparken in i "öar" som matas via separata kablar. En sådan lösning kan även utökas med en extra transformator i varje "ö" och bör då ge avsevärt lägre förluster jämfört med en vanlig radialmatning. Stjärnmatning är troligen speciellt lämplig vid stora utsträckta vindkraftparker eftersom förlusterna i stora radialmatade nät blir höga.



Figur 5. Princip för stjärnmatning av vindkraftverk

2.2.7 Dimensionering av uppsamlingsnätets kablar

En mycket viktig del av dimensioneringen av uppsamlingsnätet är att reda ut lämpliga kabeldimensioner så att en fördelaktig projektekonomi uppnås. Kablarnas dimensionering bestäms till stor del av den valda spänningen men även av förläggningssättet, kortslutningsström och bottenförhållandena. För havsbaserade vindkraftparker används nästan uteslutande 30 kV-kablar. Dimensionering av kablar kan vara svårt i fall där det är svårt att bestämma bottenens kylegenskaper, vid projektering av en stor havsbaserad vindkraftpark krävs i ett tidigt skede bottenundersökningar för att kunna bestämma lämpliga kabelsträckningar och förläggningsmetoder. Dessa undersökningar ger även nyttig information om bottenens kylegenskaper.

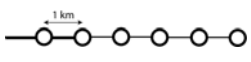
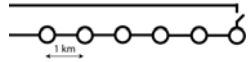
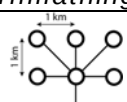
Dimensionerande för den minsta möjliga kabeldimension som kan användas är i de flesta fall kortslutningsströmmen som kabeln måste klara.

2.2.8 Pris- och förlustjämförelse av olika nättopologier

De faktorer som påverkar investeringskostnad och förluster i uppsamlingsnätet för havsbaserade vindkraftparker är främst möjligheten att använda minsta möjliga kabeldimension. I ett stjärnmatat nät blir belastningen på respektive kabel relativt låg vilket möjliggör mindre dimensioner än vad som är möjligt för exempelvis ett slingmatat system. I realiteten så blir denna skillnad inte så stor på grund av kortslutningsströmmarna i elnätet.

I Tabell 1 listas kostnader och förluster för en sektion om 6 vindkraftverk vid radial-, sling- och stjärnmatning. I exemplet antas vindkraftverk om 4 MW och en dimensionerande kortslutningsström om 14 kA.

Tabell 1. kabelkostnader och -förluster för olika nättypologier

	<i>Radialmatning:</i>	<i>Slingmatning:</i>	<i>Stjärnmatning:</i>
Utformning:			
Kabellängd:			
Kabel 95 mm ²	4,4 km	0 km	6,3 km
Kabel 240 mm ²	1,1 km	11 km	0 km
Kostnad; kabel och förläggning:	1 pu	2,4 pu	1,1 pu
Förluster vid full produktion:	1 pu	0,97 pu	0,53 pu

2.3 Reläskydd för uppsamlingsnätet

Följande avsnitt ger en allmän beskrivning av de krav som ställs på reläskyddens utformning och en redogörelse för vilka skydd som normalt inkluderas för uppsamlingsnätet. Att ha ett välplanerat reläskyddssystem medför att följderna av fel som inträffar får så liten inverkan som möjligt på anläggningen. Konsekvenserna av ett fel skall begränsas för att möjliggöra fortsatt drift av de delar av anläggningen eller systemet som inte är fel-behäftade. Reläskyddssystemets utformning skall också säkerställa att risken för personskador och egendomsskador minimeras.

2.3.1 Generella krav på reläskydd

- Anläggningens reläskyddssystem skall uppfylla svensk standard, Elsäkerhetsverkets föreskrifter för starkströmsanläggningar, samt vara utfört enligt god elsäkerhetsteknisk praxis.
- Som för alla elanläggningar så skall skydden utformas så att eventuella fel påverkar anläggningen så lite som möjligt. För att motverka större systemstörningar finns det ett generellt krav från SvK att vindkraftparker ej skall kopplas bort vid fel i anslutande maskade stamnätet, så länge spänningen håller sig inom definierade gränser. Dessutom finns det krav på att en anläggning skall klara de spänningsförändringar som uppstår vid bortkoppling av fel i det

anslutande maskade nätet, normalt 130 kV och högre. Det finns alltså krav på tålighet mot yttre störningar, däremot finns det inga motsvarande krav för fel inom vindkraftparkens elsystem. Det är således tillåtet att koppla ur samtliga radialer i en stor vindkraftpark vid ett eventuellt fel i en av radialerna. Ur en anläggningsinnehavares perspektiv är det dock av intresse att så liten del av vindkraftparken som möjligt kopplas ur vid fel.

- För att felfall skall ge minsta möjliga påverkan på övriga delar av kraftsystemet, finns det krav på selektivitet. I första hand skall de skyddssystem som finns närmast ett detekterat fel reagera och koppla bort detta, i andra hand skall de nästkommande skydden ingripa osv.
- Hög pålitlighet skall eftersträvas, alla tänkbara fel skall kunna hanteras på ett tillräckligt tillförlitligt sätt. Det så kallade N-1 kriteriet skall vara uppfyllt, vilket innebär att bortkoppling av fel skall ske på ett tillfredsställande sätt, även om vilken enskild del som helst i skyddssystemet fallerar. Det skall alltså finnas redundans för varje komponent i skyddssystemet.
- Skydden skall enbart agera för de fel som de är tänkta att agera för. Säkerhet och pålitlighet är motstridiga krav, för varje fall bör en avvägning mellan dessa två göras.

2.3.2 Reläskyddssystemets olika delar

Följande skyddssystem ingår i en vindkraftpark

Skydd för vindkraftverken

Vindkraftverken är normalt utrustade med bland annat överströmsskydd, frekvensskydd samt under- och överspänningsskydd för att skydda generatoren och övriga komponenter i vindkraftverket. På högspänningssidan av varje kraftverkstransformator finns skydd som täcker för fel i transformatorn samt fungerar som reservskydd för generatoren.

Skydd för radialkabel

Varje kabel skyddas av överströmsskydd samt riktade jordfelsskydd. Dessa skydd skall primärt koppla ur radialen vid kabelfel, men de fungerar även som reservskydd för vindkraftverkens transformatorskydd.

Transformatorskydd

Som skydd för en eventuell plattformstransformator används differentialskydd, jordfelsskydd, överströmsskydd, brytarfelsskydd etc. enligt gängse praxis.

Inverkan på skydd i befintligt elnät

Det är väsentligt att redan i designfasen av reläskyddssystemet föra dialog med den berörda nätägaren, för att klargöra vilka krav etc. som ställs på reläskydden. Även vid inställningsskedet är ett samarbete nödvändigt för att säkerställa selektivitet mellan nätägarens anläggning och vindkraftparken.

2.4 Projektekonomi och förluster

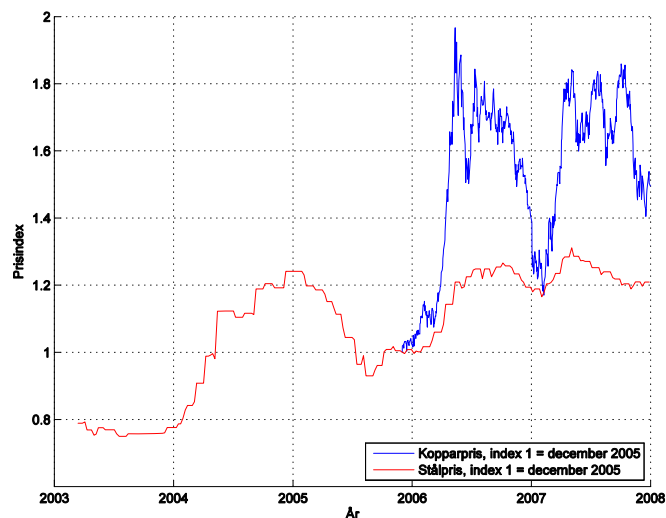
I ett vindkraftprojekt är det ett stort antal faktorer som påverkar projektekonomi. För att ge en övergripande förståelse för de faktorer som påverkar designen av en vindkraftpark följer här en övergripande genomgång av de viktigaste faktorerna.

2.4.1 Övergripande ekonomiska faktorer

Under de senaste åren har de makroekonomiska faktorerna, dvs de faktorer som beror på förändringar i omvärlden, uppvisat stora och snabba förändringar. De övergripande ekonomiska faktorerna som har störst inverkan på havsbaserade vindkraftprojekt är:

- o Valutaförändringar
- o Inflation och räntor
- o Råvarupriser (koppar, stål etc.)
- o Lagstiftning (skatt, krav på avskrivningsmetod)
- o Elpris och stödsystem (elcertifikat)
- o Global efterfrågan på kraftverk och specialfartyg etc.

Figur 6 visar stålpris [15] mellan åren 2003 och 2008 samt kopparpris [16] från december 2005 till 2008. Som ses i figuren skedde en nästintill fördubbling av kopparpriser under första kvartalet 2006. Dessa snabba förändringar ger stor påverkan på investeringskostnaden för havsbaserade vindkraftparker på grund av de stora mängder koppar som finns i kablar och transformatorer. På samma sätt har stålpriset en stor inverkan på kostnaden för transformatorplattform och därmed även valet om transformatorplattform skall installeras i parken. På samma sätt som metallpriserna ändras snabbt har även kostnaderna för sjö-entreprenad uppvisat stora kostnadsökningar under de senaste åren.



Figur 6. Indexerade järn- och kopparpriser

För att underlätta kostnadsberäkningar under förstudiefasen är det lämpligt att uttrycka kostnaderna för kabel och transformatorplattform som en funktion av stål och kopparpris.

2.4.2 Projektspecifika faktorer

De projektspecifika faktorerna som påverkar projektekonomi i ett havsbaserat vindkraftsprojekt är dels teknisk utformning och dimensionering, finansiering samt möjlighet till avtal om köp av elenergi till ett garanterat pris så kallade power purchase agreements.

2.4.3 Förluster i vindkraftparker

I vindkraftparker finns ett antal olika typer av förluster som påverkar elproduktionen. Utöver de förluster som nämns nedan går en del energi förlorad som en följd av att vindkraftverken skuggar varandra. Detta benämns som vakförluster och det hanteras redan i förstudier där vindkraftverkens placering för att få ut mesta möjliga energi för en viss investeringskostnad studeras.

I Vindkraftverken uppstår förluster i växellåda, generator, omriktare etc, dessa är normalt är inräknade i vindkraftverkets effektproduktionskurva. Dessutom uppstår förluster i transformatorn som ansluter vindkraftverket till uppsamlingsnätet.

I uppsamlingsnätet uppstår förluster i det interna kabelnätet, i parktransformator samt i exportkabel till land.

Tabell 2 ger ungefärliga värden på förluster och tillgänglighet för havsbaserade vindkraftparker.

Tabell 2. Förluster och tillgänglighet i vindkraftparker

Typ:	Ungefärliga värden (%):
Vakförluster	Ca 10-20 %
Förluster pga. kontroll, nedisning och bladförsämring:	Ca 1,5 %
Förluster i uppsamlingsnät	Ca 2-4 %
Förluster i transformering och exportkabel:	Ca 2-4 %
Genomsnittlig tillgänglighet för vindkraftparken:	Ca 95 %

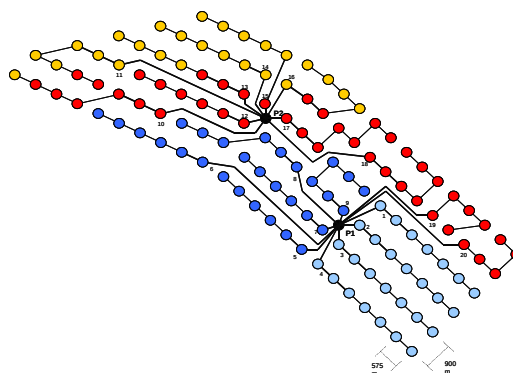
2.5 Förlustvärdering och dimensionering

Som underlag för dimensionering och utformning av vindkraftparker används en ekonomisk värdering av produktion och förluster. Att produktion och förluster i många fall värderas olika beror bland annat på reglerna för elcertifikat [17] samt möjligheter till att kompensera förluster med elenergi från billigare produktionskällor i enlighet med ellagen [18].

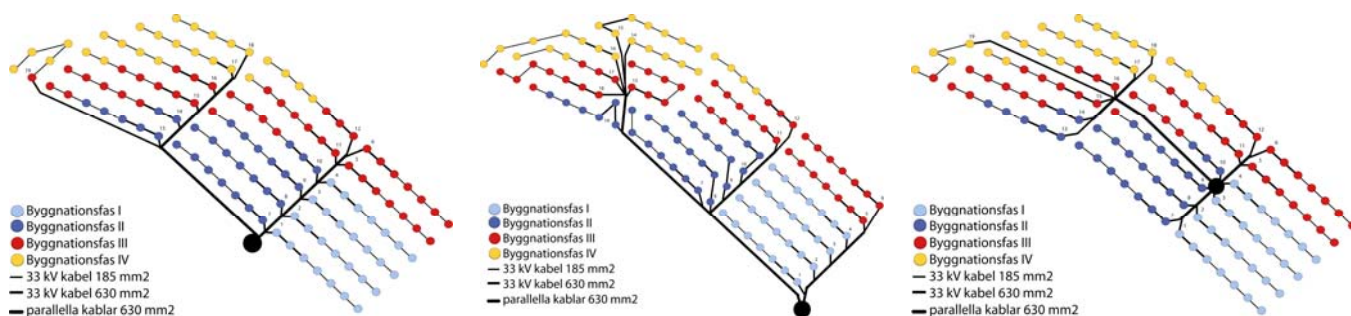
För designen av elsystemet i en vindkraftpark är förlustvärderingen för det specifika projektet av stor betydelse. Förlustvärderingen bygger på marknadsdata baserat på analys av framtida inflation, elpris och stödsystem. Denna typ av data finns tillgänglig på den öppna marknaden, dock väljer de flesta större företag ofta att ta fram egna pris- och kostnadsscenarios.

2.6 Parklayout med olika antal plattformar

Vid specifikation av uppsamlingsnätet för en stor havsbaserad vindkraftpark är antalet transformatorplattformar av stor betydelse. I detta avsnitt jämförs fyra alternativa designer för uppsamlingsnätet för den svenska delen av Kriegers flaks vindkraftpark. Alternativ 1 enligt Figur 7 är baserat på 2 plattformar. I Figur 8 beskrivs tre alternativa lösningar där endast en transformatorplattform används.



Figur 7. Uppsamlingsnät för Kriegers flak baserat på två plattformar (alternativ 1)



Figur 8 Alternativa uppsamlingsnät för Kriegers flak baserade på en plattform (alternativ 2 till 4)

2.6.1 Data för uppsamlingsnätet

Följande antaganden har använts för beräkningar av kostnader och förluster

- Total installerad effekt 640 MW (128 vindkraftverk á 5 MW)
- Två dimensioner för kablar används; 630 mm² och 185 mm²
- Max effekt för 185 mm² kablar är 27 MW, max effekt för 630 mm² kablar är 45 MW

I Tabell 3 summeras den ingående utrustningen för de studerade alternativen.

Tabell 3, ingående utrustning för de studerade alternativen

Utrustning	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
36 kV 630 mm ² kabel (km)	56	182	111	84
36 kV 185 mm ² kabel (km)	54	49	48	49
Antal plattformar	2	1	1	1

2.6.2 Effektförluster i uppsamlingsnätet

Effektförlusterna i uppsamlingsnätet uppstår till största del i kablarna men även i transformatorer.

Tabell 4 visar effektförluster i respektive radial vid nominell effektgenerering på 5 MW för varje kraftverk. Radialkablarna är numrerade enligt Figur 7 och Figur 8.

De totala årliga elenergiförlusterna i vindkraftparken är summerade i Tabell 5. Förlustenergiberäkningarna är baserade på att parken levererar nominell effekt under 3500 timmar vilket är baserat på förväntad energiproduktion för Kriegers flak och att den är ansluten till elnätet under årets alla timmar. En sådan beräkning är enkel att genomföra och kan användas för en initial bedömning av förlustenergin, beräkningen överskattar dock förlustenergin eftersom förlusterna är kvadratisk beroende på strömmen; en verklig produktion av samma energi enligt en realistisk produktionskurva ger därför lägre förluster.

Tabell 4. Kabelförluster i respektive radial vid nominell effektgenerering

<i>Radial</i>	<i>Alternativ 1, förluster (kW)</i>	<i>Alternativ 2, förluster (kW)</i>	<i>Alternativ 3, förluster (kW)</i>	<i>Alternativ 4, förluster (kW)</i>
1	189,18	201,51	201,51	284,58
2	158,64	251,04	243,25	220,90
3	158,64	314,72	306,93	157,22
4	189,18	378,40	370,61	157,22
5	178,20	435,00	434,29	220,90
6	342,21	491,61	497,97	284,58
7	145,97	572,06	202,10	285,17
8	227,40	553,91	243,85	221,49
9	150,37	620,54	307,53	157,81
10	228,46	678,31	371,21	157,81
11	274,49	760,21	434,89	221,49
12	135,78	850,22	498,57	285,17
13	174,49	1016,50	471,79	622,43
14	191,30	1058,70	535,47	558,75
15	228,83	1161,90	599,15	495,07
16	189,76	1101,70	662,83	495,07
17	169,63	998,20	704,31	536,55
18	267,29	1046,50	736,02	568,26
19	339,56	1030,40	748,70	695,79
20	403,04	-	-	-
Totalt	4340	13520	8570	6630

Tabell 5. Totala årliga energiförluster i vindkraftparken

	<i>Alternativ 1</i>	<i>Alternativ 2</i>	<i>Alternativ 3</i>	<i>Alternativ 4</i>
Transformatorer 30/0,69 kV (GWh):	16,8	16,8	16,8	16,8
Transformatorer 130/30 kV (GWh):	3,6	3,6	3,6	3,6
30 kV kablar (GWh):	15,2	47,3	30	23,2
Summa (GWh):	35,6	67,7	50,4	43,6

2.6.3 Projektekonomi med alternativa lösningar

För att fatta beslut om lämpligt alternativ för uppsamlingsnätet krävs en uppskattning av investeringskostnad och förlustkostnad för de olika alternativen.

I Tabell 6 summeras investeringskostnader och årliga förlustkostnader för de utvärderade alternativen. Tabellen visar att investeringskostnaden och förlusterna blir mycket olika för de olika alternativen. Det är möjligt att reducera investeringskostnaden genom att gå från två till en plattform, dock tenderar förlusterna att öka eftersom det blir längre 30 kV kablar med en plattform. Som framgår i tabellen så finns det även en risk för höga kostnader för 33 kV kablarna eftersom dessa blir avsevärt längre när endast en plattform används.

En sammanvägning enligt Tabell 6 visar att det verkar vara mest fördelaktigt med endast en plattform enligt alternativ 4. Det är troligt att det går att få en bättre projektekonomi genom att optimera plattformens placering ytterligare och att eventuellt öka dimensionen på kablarna. Kostnaderna och skillnaderna mellan olika alternativ gör det tydligt att det är mycket viktigt att genomföra en noggrann utredning av olika alternativ för att uppnå bästa projektekonomi.

Tabell 6. Investeringskostnad och förlustkostnader för uppsamlingsnäten

	<i>Alternativ 1</i>	<i>Alternativ 2</i>	<i>Alternativ 3</i>	<i>Alternativ 4</i>
Förlustkostnad MSEK/år*:	17.8	33.8	25.2	21.8
Investeringskostnad:	1,0 pu	1,2 pu	0,9 pu	0,8 pu
Investeringskostnad inklusive nuvärde av förluster:	1,0 pu	1,3 pu	1,0 pu	0,9 pu

*baserat på en förlustkostnad a 500 SEK/MWh

2.7 Kabelförläggning

För att skydda sjökablar mot skador som kan uppstå till följd av exempelvis trålning och ankring bör sjökablarna grävas ner eller täckas över. Detta får anses vara standard både för transmissionskablar för växelström och för likström. En viktig orsak till valet av dold förläggning är att det finns risk för skador orsakade av fiske eller ankring. Då ett avbrott på kabeln normalt leder till en avbrottstid på cirka två månader och kostar cirka en till två miljoner att reparera, väljs oftast en dold förläggning. En dold förläggning motverkar även de utmattningsskador som undervattensströmmar kan orsaka.

Kostnaderna för dolda förläggningar är mycket höga och ger även ett ingrepp i havsbotten. Av dessa anledningar bör alternativa förläggningssätt utredas så tidigt som möjligt i kabelprojekteringen [19]. Det bör speciellt för uppsamlingsnätet, där ett avbrott på en av radialkablarna endast ger avbrott på en mindre del av vindkraftparken, vara motiverat att undersöka möjligheten till billigare förläggningar.

Beroende på havsbottens beskaffenhet så förläggs kablar på olika sätt. I grunda vatten grävs kabeln normal ner cirka en meter i havsbotten med hjälp av specialbyggda grävmaskiner. Grävning går att genomföra vid vattendjup upp till cirka 15 meter.

Vid djupare vatten används olika typer av undervattensfarkoster som spolar ned kabeln i havsbotten med hjälp av vatten-jet. Dessa undervattensfarkoster kan användas på mjuk havsbotten. Om havsbotten består av stora delar morän och klippor täcks kabeln istället över med betongmattor, säckar eller med makadam, denna metod kallas vanligen rock dumping.

I Lillgrunds vindkraftpark är såväl 30-kV kablarna mellan kraftverken, och 130-kV exportkabeln som går mellan transformatorplattformen och land, förlagda i kabelgravar med ett djup på en meter. Exportkabeln förlades med hjälp av en kabellägningspråm. Förläggningen påbörjades vid strandlinjen och kabeln lades därefter ut till transformatorplattformen. Vid förläggningen nära land användes luftkuddar för att få kabeln att flyta vid vattenytan och därmed möjliggöra att kabeln kunde flottas in till stranden. Kabeln drogs in

mot land med motorbåt och grävmaskiner. När kabeln var uppdragen på land sänktes kabeln ned i den förberedda kabelgraven.

Kablarna som ansluter vindkraftverken till plattformen lades därefter från ett särskilt kabellägningsfartyg.



Figur 9. Uppblåsbara luftkuddar användes för att flotta kabeln till land



Figur 10. Flottning av kabel med hjälp av grävmaskiner och motorbåt

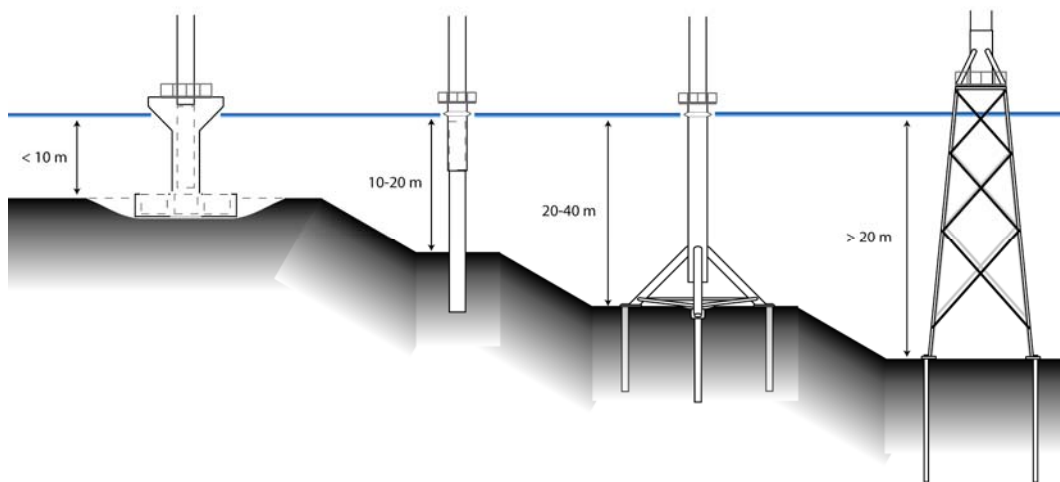
2.8 Fundament

Kraftverkens fundament kan ha en inverkan på valet av kabeldimension eftersom det finns risk för överhettning vid genomföringar, eller där kablarna utsätts för direkt solljus exempelvis där de förs in i fundamentet.

För vindkraftverk placerade i havet används olika typer av fundament. Valet av fundament beror främst på kraftverkens tyngd och vattendjupet men även på övriga faktorer såsom bottenförhållanden, vindförhållanden, is, strömmar, vågor etc.

I de större vindkraftparkerna som hittills har byggts kan man grovt säga att gravitationsfundament har använts för grunda vatten (0-10 m) medan monopile-fundament har använts för de lite djupare (10-20 m) platserna. För vindkraftparker på större djup (>25 m) planeras användning av tripod- eller jacket-fundament. I fall då bottenförhållandena och djupet varierar i det aktuella området kan olika typer av fundament komma att behöva användas. Figur 11 visar de vanligaste typerna av fundament och typiska havsdjup för respektive fundamentstyp.

För anslutning av kablar till vindkraftverken kan fundament utformas på olika sätt. För monopiles kan kablarna antingen ledas ut genom tornet ovan vattenytan (Horns rev) eller under vattenytan (Yttre Stengrund). På Lillgrunds vindkraftpark, som är utrustad med gravitationsfundament, leds kablarna ut genom fundamenten och ned i havsbotten. För ingående information om fundament hänvisas till REF_Ref187824237 \r \h [20]



Figur 11. Olika typer av fundament. Från vänster; gravitationsfundament, monopile, tripod, och jacketfundament¹

¹ Bilden är baserad på original av Marine Monitoring vid Kristineberg AB

3 Metodik för dimensionering och verifiering av elnät för vindkraftparker

Detta kapitel ger en översikt över metodiken för dimensionering och verifiering av elsystem för vindkraftparker. Avsikten är att belysa behov av beräkningar, simuleringsstudier, och även mätningar och att beskriva när dessa aktiviteter lämpligen bör genomföras. Kapitlet tar även upp tillståndsfasen och upphandlingsfasen för att ge en mer komplett bild av projektgenomförandet.

De föreslagna beräkningarna och studierna är summerade i Tabell 7, en vidare beskrivning av de olika aktiviteterna och förslag på hur de kan genomföras är inkluderad nedan.

Tabell 7. Översikt över beräkningar och simuleringsstudier

Projektfas	Aktivitet	Syfte
Förstudie	Framtagning av alternativa tekniska lösningar	Att finna bästa lösningar ur teknisk och ekonomisk synvinkel.
	Lastflödes- och kortslutningsberäkningar för anslutande elnät	Verifiera att vindkraftparken kan anslutas till befintliga elnätet
	Dynamiska simuleringar av samverkan mellan anslutande elnät och vindkraftparken. Generell modell av vindkraftverk används	
Design	Lastflödes- och felströmsberäkningar för uppsamlingsnätet	Ta fram specifikationer för uppsamlingsnätet Undersöka behov av extra utrustning för reaktiv effekt
	Dynamiska simuleringar av samverkan mellan anslutande elnät och vindkraftparken Dessa simuleringar bör genomföras med specifik modell av aktuellt vindkraftverk	Verifiering av nätägares och SvKs krav
	Isolationskoordinering via transienta simuleringar	Val av isolationsnivå enligt standard
	Skyddskoordinering	Bestämma skyddsinställningar och verifiera selektivitet
Drift	Uppföljande mätningar	Verifiering av dimensionerande beräkningar och stabil drift

3.1 Frågor som leverantören av vindkraftverken bör ansvara för

I tabell 7 redovisas de aktiviteter som projektören av vindkraftparken behöver ta ansvar för. Dessa aktiviteter är inriktade på att dimensionera uppsamlingsnätets utrustning så att säker drift med lämpliga marginaler mot överspänningar och överströmmar erhålls för uppsamlingsnätet. När det gäller vindkraftverkens isolationshållfasthet och funktionalitet vad gäller kontrollsystem och skyddssystem så bör det säkerställas att leverantören av vindkraftverket tar fullt ansvar. Speciellt viktigt är att säkerställa att överspänningsskydd är inkluderat i vindkraftverksleverantörens ansvar. Leverantören av vindkraftverken måste även ha ansvar för att vindkraftverken uppfyller de krav på FRT och el-kvalitet enligt gällande standard [24]. Dessa delar måste regleras i kontrakt i samband med upphandling av vindkraftverken.

3.2 Förstudiefasen

Syftet med förstudiefasen är att finna lämpliga anslutningsalternativ för vindkraftparken och bedöma kostnaden för anslutningen till befintligt elnät samt kostnaden för uppsamlingsnätet. Ofta ingår i denna fas också en första beräkning av lönsamheten. Alternativa layouter för anslutningen av vindkraftparken och för det lokala uppsamlingsnätet tas fram för att utgöra underlag för lönsamhetskalkyler och tillståndsprocessen.

3.2.1 Framtagning av alternativa tekniska lösningar

För att bedöma investeringskostnaden och förlusterna krävs en bedömning av var man skall ansluta vindkraftparken i elnätet, bestämning av alternativa layouter för anslutningen och för uppsamlingsnätet, spänningsnivåer, samt en inledande dimensionering av kabelsystemet, huvudtransformatorn, ställverk och uppsamlingsnätet. Om vindkraftparken ligger långt ute till havs kan det också finnas behov att bestämma om parken skall matas med DC eller AC eller om båda alternativen bör undersökas närmare. I denna projektfas görs lämpligen beräkningar i ett lastflödes-beräkningsprogram (vanligen PSS/E). Även dynamiska studier av huvudalternativ genomförs.

En viktig del i denna projektfas är även att identifiera eventuella risker och alternativa lösningar som bör studeras mer ingående för att kunna fatta beslut om elsystemets utformning.

3.2.2 Lastflödes-, kortslutningsberäkningar och dynamiska simuleringar för anslutande elnät

I förstudiefasen bör en studie av det anslutande elnätets förmåga att ansluta vindkraftparken inkluderas och eventuella förstärkningsbehov identifieras. Dessa studier kräver specifika data för anslutande elnätet och görs oftast av nätägaren. Behovet av denna studie varierar från projekt till projekt beroende på vindkraftparkens storlek och var i elnätet den skall anslutas.

Projektören av vindkraftparken får ett besked om anslutningen kan medges och eventuellt behov av investeringar i det anslutande elnätet. Principerna för

vem som skall betala för eventuella investeringar är under utredning men denna del ligger utanför målet med nuvarande rapport.

3.3 Tillståndsfasen

I denna fas så genomförs tillståndsprocessen. Baserat på de tillstånd som erhålls och på kompletterande studier och analyser som genomförts i denna fas tas en slutgiltig design fram. Denna fas avslutas med att man tar fram ett förfrågningsunderlag.

Som ett resultat av de inledande förstudier som gjorts tas beslut om några huvudalternativ som man vill gå vidare med i tillståndsprocessen. De beslut som tas av myndigheterna ligger till grund för framtagning av slutgiltig layout och design. Tillståndsprocessen kan ta lång tid men bör vara avslutat innan den slutgiltiga designen fastställs. Alternativt kan man ta ett beslut att gå vidare utan att tillståndprocessen avslutats men då måste riskerna med detta beaktas i beslutsprocessen.

3.4 Designfasen

I denna projektfas bestäms den slutliga designen av uppsamlingselnätet via de beräkningar som redovisas nedan. Anläggningen bör designas för att uppnå en god projektekonomi. Som en del av dimensioneringen krävs en specifikation av vilka krav som skall gälla vad gäller drift vid spänningsvariationer och frekvensvariationer. Dessa krav bestämmer vilka högsta stationära strömmar som anläggningen skall dimensioneras för. Svenska Kraftnäts generella krav som beskrivs nedan kan här vara en utgångspunkt. De specifika kraven bör dock formuleras i kontrakt med nätägaren i varje projekt. Kravet på kapacitet att generera nominell effekt stationärt vid 90 % spänning i närmsta stamnätsnod kan exempelvis visa sig ha en avgörande betydelse för dimensioneringen av plattformstransformatorn eller exportkabeln.

3.4.1 Lastflödes- och felströmsberäkningar

Designarbetet inleds med att lastflödes- och kortslutningsberäkningar genomförs för att beräkna stationära strömmar och kortslutningsströmmar för kablar, transformatorer och ställverk. Lastflödes- och felströmsberäkningarna identifierar de lastfall som är dimensionerande och dessa resultat utgör sedan underlag för specifikationer för upphandling av utrustningen.

3.4.2 Isolationskoordinering

För val av isolationsnivåer för utrustningen används antingen en standardnivå baserad på erfarenheter, eller så genomförs en simuleringsstudie av transienter för att bedöma de värsta spänningspåkänningarna. Det är viktigt att verifiera att utrustningens isolationsnivå ger tillräckliga marginaler mellan utrustningens spänningshållfasthet och de maximala förväntade spänningarna. Normala krav på marginaler mellan förväntade påkänningar och utrustningens spänningstålighet är reglerade i IEC standards [21],[22].

Standarden används normalt för att bestämma de provspänningar som skall användas vid FAT prov av utrustningen.

De transienta studierna verifierar isolationsmarginalerna och tar fram eventuella andra krav som kan bestämma utformningen av elapparater, transformatorer och kablar. Dessa simuleringsstudier bör inkludera simuleringar av resulterande överspänningar vid in och urkoppling av brytare och i samband med fel både i uppsamlingsnätet och i mottagande elnät. Simulering av transienta överspänningar kräver simuleringsmodeller av både uppsamlingsnätet, vindkraftverken och anslutande nät.

Isolationskoordinering med simuleringar bör även användas för att dimensionera anläggningens ventilavledare, vilka installeras för att begränsa de transienta överspänningar som uppstår vid felfall eller vid en eventuell bortkoppling av en radialbrytare eller hela vindkraftparken under drift. I upphandlingsfasen bör projektören ställa krav på att relevanta simuleringsmodeller för isolationskoordinering tillhandahålls av vindkraftverksleverantören.

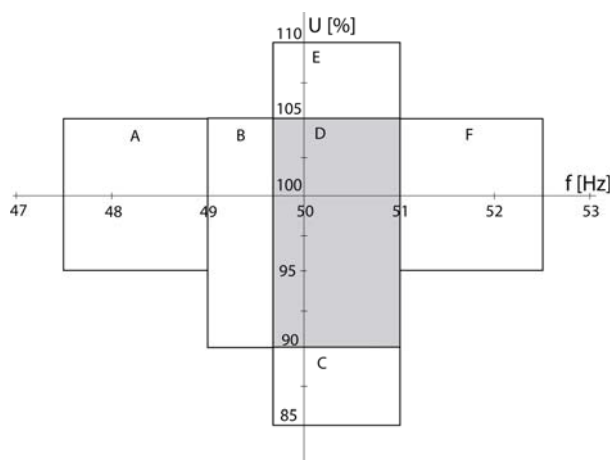
3.4.3 Dynamiska simuleringar och verifiering av SvKs krav

SvK skiljer på kraven för störningstålighet för stora samt för små och mellanstora vindkraftanläggningar enligt definitionen i Tabell 8.

Tabell 8 Svenska Kraftnäts definitioner av anläggningsstorlek för vindkraftanläggningar

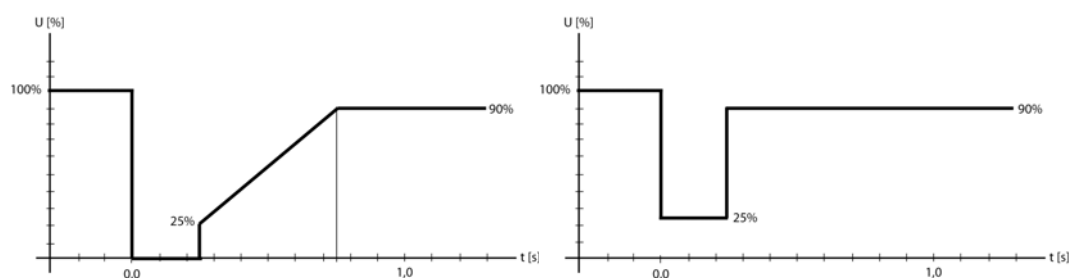
<i>Storlek:</i>	<i>Effekt:</i>
Små vindkraftsanläggningar:	$1,5 \text{ MW} \leq P \leq 25 \text{ MW}$
Mellanstora vindkraftsanläggningar:	$25 \text{ MW} \leq P \leq 100 \text{ MW}$
Stora vindkraftsanläggningar:	$P > 100 \text{ MW}$

Enligt SvKs krav skall vindkraftparken klara drift vid 90 % till 105 % av nominell spänning beräknat enligt en speciell rutin [23], och även drift med varierande frekvens enligt Figur 12



Figur 12. SvKs krav gällande spänningsvariation för medelstora och stora vindkraftverk

Vindkraftparken skall även klara att förbli ansluten då spänningen i närmsta maskade stamnätspunkt varierar enligt Figur 13 som illustrerar SvKs krav för störningstålighet vid fel för stora och medelstora vindkraftsanläggningar. Kraven för små vindkraftsanläggningar beskrivs i [23].



Figur 13. Svenska Kraftnäts krav på störningstålighet vid fel i närmaste maskade stamnätspunkt. Stora anläggningar (vänster) samt små och medelstora anläggningar (höger)

Tabell 9. SvKs krav på effektutmatning vid spännings och frekvensvariationer för medelstora och stora vindkraftsanläggningar

Figur:	Frekvens/ spänning	Effekt- utmatning:	Drifttid:	Övrigt
A	47,5-49,0 Hz 95-105 %	<5 % reduktion	>30 min	
B	49,0-49,7 Hz 90-105 %	bibehållen	kontinuerlig	
C	49,7-51,0 Hz 85-90 %	<10 % reduktion	>1 timme	Gäller ej vindkraft
D	49,7-51,0 Hz 90-105 %	bibehållen	kontinuerlig	
E	49,7-51,0 Hz 105-110 %	<10 % reduktion	>1 timme	
F	51,0-52,5 Hz 95-105 %	Reducerad	>30 min	Återgång till normal produktion inom 1 min då $f < 50,1$. För vindkraftgrupper gäller frekvens- intervallet 51,0-52,0 Hz

För att kunna verifiera SvKs krav krävs följande indata för kraftverken, vilket lämpligen efterfrågas i samband med upphandlingen av kraftverken.

- Specifikation av tillgängligt reaktiv effekt som funktion av aktiv effekt, så kallad PQ-kurva

- Dynamisk modell i PSS/E med en rapport som beskriver hur den är verifierad.

Det verkar i nuläget saknas en standard för hur vindkraftverkets och simuleringsmodellens dynamiska beteende skall vara verifierat, ett minsta krav vid en upphandling bör vara att leverantören av kraftverket bifogar en rapport som redovisar hur simuleringsmodellen är verifierad. Det bör vara vindkraftverksleverantörens ansvar att leverera en verifierad modell som är giltig för studier av FRT för vindkraftparken, och även för lågfrekventa oscillationer ner till några få Hz vilket kan vara aktuellt vid stabilitetsstudier.

Att genomföra dynamiska studier för verifiering av SvKs krav med en modell som ej överensstämmer med det verkliga kraftverkets beteende riskerar att äventyra stabiliteten i stamnätet. Enligt SvK skall vindkraftparkens förmåga att uppfylla gällande krav vara verifierade. Verifiering kan ske på olika sätt såsom fullskaleprov, beräkningar, simuleringar, eller reläinställningsplaner. Det finns i nuläget inga tydliga krav från SvK på hur simuleringsmodeller av kraftverk skall vara verifierade. SvKs krav är i nuläget inriktat på FRT-kravet som innebär att vindkraftverken ej får kopplas ur vid fel i överliggande elnät och att vindkraftverkens effekt skall återhämtas stabilt när felen kopplas bort.

Till detta bör läggas att eventuella pendlingar mellan elnät och vindkraftkraftverk skall återges korrekt med modellen. Generellt så bör svaret i aktiv och reaktiv effekt vara verifierat vid små störningar såsom steg i spänning upp/ner 5 % och vid 1-fas och 3-fas fel med återstående spänning på exempelvis 10 %, 40 %, 75 %, och 90 %.

Som en del av verifieringsfasen bör studier genomföras där SvKs krav verifieras. Vid dessa beräkningar/simuleringar bör vindkraftparken och dess planerade uppsamlingsnät med varje vindgenerator modelleras alternativt att simuleringsresultat som redovisar giltigheten hos en aggregerad modell bifogas rapporten för den aktuella dynamiska studien.

3.4.4 Skyddskoordinering

Som en del av designen av vindkraftparken tas specifikationer fram för skydden. Dessutom genomförs en skyddskoordineringsstudie för att ställa in dessa och verifiera att en önskad selektivitet uppnås, dvs att skydden kopplar bort så liten del av vindkraftparken som möjligt.

3.4.5 Förfrågningsunderlag

Baserat på den slutgiltig design som man bestämt sig för tas ett förfrågningsunderlag fram. Förfrågningsunderlagets omfattning och utformning beror på den upphandlingsform som valts.

3.5 Upphandlingsfasen

I upphandlingsfasen diskuteras anbud igenom med anbudsgivarna och eventuella slutjusteringar genomförs. I upphandlingsfasen bör man också ställa krav på att leverantören levererar detaljerade modeller för den

vindkraftpark och elsystem som levereras för att kunna användas vid uppföljande beräkningar.

3.6 Driftfasen

I driftfasen genomförs verifierande systemstudier vid behov. Dessa studier görs tillsammans med kompletterande mätningar. Avsikten med dessa studier är att verifiera de modeller och studier som gjorts samt att dra slutsatser för kommande projekt.

4 Lastflödes- och felströmsberäkningar

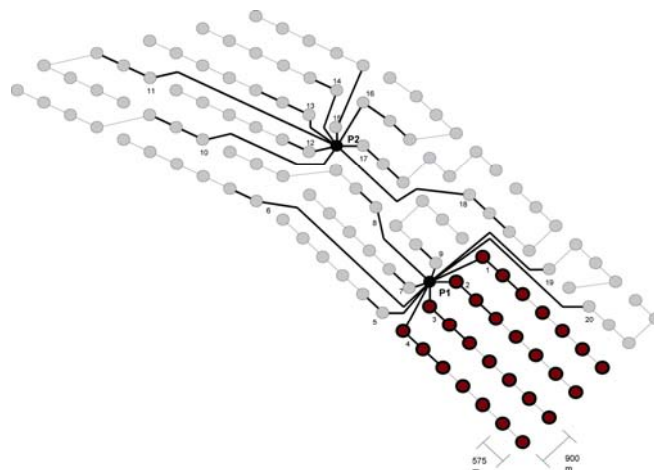
I detta kapitel beskrivs de beräkningar som genomförs för att klargöra reaktivt kompenseringsbehov, spänningsvariationer, kortslutningsströmmar, samt förluster i det interna uppsamlingsnätet.

De redovisade beräkningarna genomförs i upphandlingsfasen för att designa uppsamlingsnätet. I kapitlet genomförs beräkningar som en förstudie för kriegers flaks vindkraftpark.

4.1 Beskrivning av studerat elnät och metod för beräkningar

Ett ursprungligt förslag till uppsamlingsnät som tagits fram av Vattenfall beskrivs i Figur 14. Enligt detta förslag används två transformatorplattformar med två transformatorer på varje plattform. Uppsamlingsnätet är planerat för en utbyggnad av vindkraftparken i fyra byggnationsfaser. Plattformen P1 ansluter vindkraftverken som byggs i de två inledande byggnationsfaserna och plattform P2 ansluter vindkraftverk i byggnationsfas tre och fyra.

Beräkningar har genomförts i PSS/E där uppsamlingsnätet för de 28 markerade vindkraftverken i Figur 14 har modellerats. Dessa 28 vindkraftverk ansluts till en transformator på plattformen P1 och sedan via en 130-kV kabel till elnätet i land.



Figur 14. Uppsamlingsnät som modellerats i PSS/E (de 28 mörkt markerade vindkraftverken)

4.1.1 Modellbeskrivning

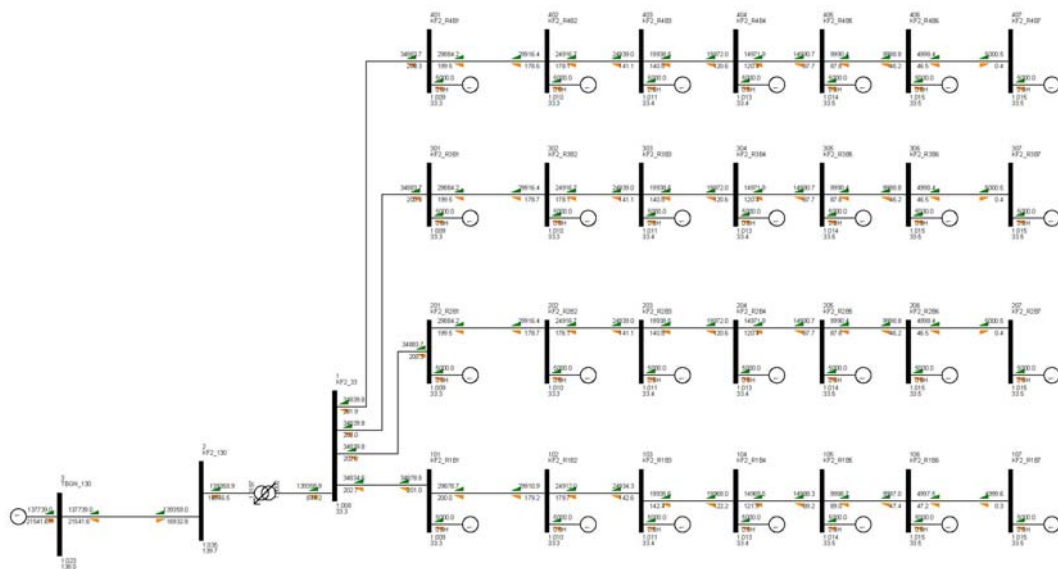
Modellen består av 4 radialer med vardera 7 vindkraftverk, sammanlagt 28 stycken, där varje vindkraftverk har en effekt på 5 MW och den totala effekten för den modellerade vindkraftparken blir därmed 140 MW.

Vindparkens uppsamlingsnät är uppbyggt med två olika kabeldimensioner där de fyra yttersta vindkraftverken i varje radial ansluts med 185 mm² kablar och de tre inre ansluts med 630 mm² kablar. De fyra radialerna ansluts till en 130/30 kV transformator på 140 MVA. Exportkabeln som går från transformatorplattformen ute i parken och in till land består av en 30 km lång 800 mm² treledarkabel.

Indata använd i PSS/E-modellen är summerad i Tabell 10. Beräkningar av felströmmar har genomförts med två olika generatormodeller med egenskaper motsvarande dubbelmatad asynkrongenerator vilka oftast kallas för (DFIG) och generator med fulleffektomriktare (FEO). Dessa generatortyper är helt dominerande i de effektstorlekar som är lämpliga för havsbaserade vindkraftparker.

Tabell 10. Indata för PSS/E-modellen

<i>Kabeldata:</i>			
Area (mm ²)	R (ohm/km)	X (ohm/km)	C (μF/km)
185	0,1474	0,1239	0,217
630	0,0629	0,1024	0,341
800	0,0566	0,116	0,211
<i>Transformatordata:</i>			
Effekt	140 MVA		
Omsättning	135/33 kV		
U _k	13%		
Kopplingsart	Y/d		
Lindningskopplare	±8*1,67%		
<i>Nätdata:</i>			
Kortslutningseffekt	3155 MVA		
Kortslutningsström	13,2 kA		
Spänning	138 kV		



Figur 15. Översiktsbild av PSS/E-modell

4.1.2 Lastflödesberäkningar och felströmmar

Lastflödesberäkningar har genomförts för att beräkna strömmar, spänningar, och reaktiva effekter vid stationärtillstånd.

SvK ställer krav på att vindkraftparken skall kunna leverera nominell effekt kontinuerligt då spänningen i anslutningspunkten varierar mellan 90-105 % [23]. Därför har lastflödesberäkningar gjorts med spänning i anslutningspunkten på 90, 100 och 105 % samt med och utan lindningskopplare på plattformstransformatorn.

Som en del i lastflödesberäkningarna har förlusterna i uppsamlingsnätet och i exportkabeln studerats. Dessutom har de spänningsvariationer som uppstår vid de olika driftlägena granskats.

Lastflödesberäkningar har genomförts för fallet då vindkraftverken endast producerar aktiv effekt, och för fallet då vindkraftverkens reaktiva effekt justerats för att åstadkomma reaktiv effektbalans i anslutningspunkten. I detta fall har samtliga vindkraftverk ställts in för att konsumera lika mycket reaktiv effekt, vilket är en möjlig strategi för att uppnå reaktiv effektbalans.

Beräkningar av felströmmar har utförts för fel i samtliga noder av modellen för vindkraftverk med DFIG generator och vindkraftverk med FEO.

4.2 Resultat

Resultatet från lastflödessimuleringarna och felströmsberäkningarna presenteras i följande stycke.

4.2.1 Reaktiv effekt

Ansatsen vid uppförande av en vindkraftpark bör vara att vindkraftverken skall klara att försörja vindkraftparken med reaktiv effekt så att SvKs krav på nollutbyte av reaktiv effekt i anslutningspunkten uppfylls. Vid projektering av en vindkraftpark behöver detta ej vara ett absolut krav då det fungerar lika bra att installera extra utrustning för balansering av reaktiv effekt antingen i ställverket på transformatorplattform eller i ställverket i land, men då tillkommer givetvis kostnaden för denna utrustning och dess kontrollsystem som krävs för att uppnå en kontinuerlig balansering av den reaktiva effekten. Det är även möjligt att använda denna utrustning för att uppfylla krav gällande spänningsvariationer i anslutningspunkten.

För att uppfylla eventuellt krav på nollutbyte av reaktiv effekt vid tomgående uppsamlingsnät krävs installation av utrustning som kan förbruka cirka 1.5 MVAR per vindkraftverk, eller totalt ca 42 MVAR för den fjärdedel av vindkraftparken som studerats, vilket bör resultera i cirka 160 MVAR för hela vindkraftparken. I denna beräkning ingår då kompensering för den reaktiva effekt som 130 kV kabeln för anslutning till elnätet i land producerar.

Tabell 11 redovisar den reaktiv effekt de enskilda kraftverken skall producera för att upprätthålla reaktiv effektbalans i anslutningspunkten till 130 kV nätet vid olika spänningsnivåer och olika producerad aktiv effekt. Vid dessa beräkningar har samtliga vindkraftverk ställts in för att producera lika mycket reaktiv effekt. Vid nominell effektproduktion och spänning är kompenseringsbehovet för varje vindkraftverk ca 0,7 MVAR. I tomgång krävs att varje kraftverk konsumerar ca 1,5 MVAR.

Som framgår ur Tabell 11 är behovet av reaktiv kompensering som störst vid låg aktiv effekt vilket är en följd av att transformatorns förbrukning av reaktiv effekt då är som lägst. Tabellen visar att det endast är konsumtion av reaktiv effekt som efterfrågas för de undersökta fallen. Det är vanligt att vindkraftverken ej medger produktion eller konsumtion av reaktiv effekt när den aktiva effekten är noll. Det är möjligt att förbruka och producera reaktiv effekt med ett vindkraftverk även då den aktiva effekten är noll, men denna funktion ingår ofta inte. Det är oklart om det går att få det som ett tillägg genom förhandling med leverantörerna.

Tabell 11. Reaktivt kompenseringsbehov vid olika driftlägen

<i>Spänning (%)</i> :	<i>Total aktiv effekt (%)</i> :	<i>Aktiv effekt/verk (MW)</i> :	<i>Reaktiv effekt/verk (MVar)</i> :
90	0	0	-1,18
90	100	5	-0,27
100	0	0	-1,46
100	10	0,5	-1,455
100	25	1,25	-1,417
100	50	2,5	-1,28
100	100	5	-0,715
105	0	0	-1,61
105	100	5	-0,92

4.2.2 Spänningsvariationer

I denna rubrik presenteras endast resultat vid stationärdrift, det kan visa sig att effektvariationer ger upphov till spänningsvariationer, vilket oftast kallas flicker, i anslutningspunkten. Generellt kan sägas att stora moderna vindkraftverk anslutna till region eller stamnät bör uppfylla dessa krav [24]. Som en del av projektgenomförandet bör ändå en verifierande beräkning genomföras för att verifiera att kravet kommer uppfylls.

Det är ofrånkomligt att det uppstår spänningsvariationer i ett kabelnät av den omfattningen som det som planeras för Kriegers Flak. Hur stora dessa spänningsvariationer blir beror främst på de befintliga spänningsvariationerna i det anslutande elnätet, men också på dimensioneringen av transmissionskabeln och uppsamlingsnätets kablar. Med de valda kabeldimensionerna är variationen i spänning för kraftverket längst ut i en radial ca 0,2 kV (0.7 %) mellan maximal och minimal produktion. De spänningsvariationer som uppstår mellan vindkraftverket närmast transformatorn och vindkraftverket längst ut i en radial är som mest 0,3 kV (1 %). Dessa variationer i spänning är små och medför inga problem för driften.

4.2.3 Stationära strömmar och spänningar

Enligt SvKs krav skall vindkraftparker kunna upprätthålla utmatning av nominell effekt då spänningen varierar i ett spann på 90-105 % av nominell spänning. Detta krav bestämmer den dimensionerande driftströmmen för komponenter i vindkraftparken. Strömmen blir som högst då spänningsnivån är 90 % av nominellt värde. I Tabell 12 redovisas spänningen och strömmen på nedsidan av 130/30 kV transformatorn. Ställverket bör vara utrustat med en brytare som kopplar bort transformatorn vid eventuella fel på 30 kV samlingsskenan. Brytare för 30 kV klarar normalt upp till 2.5 kA nominell

ström och kravet på drift med 100 % effekt vid 90 % spänning kan medföra att specialbrytare krävs.

Tabell 12. Stationära strömmar och spänningar vid nominell effekt

<i>Spänning (%)</i>	<i>Spänning (kV)</i>	<i>Ström (kA)</i>
90	29,7	2,72
100	33	2,45
105	34,65	2,33

4.2.4 Felströmmar

Kortslutningsberäkningarna är gjorda för fel i samtliga noder i modellen. I anslutningspunkten till nätet, är kortslutningseffekten satt till 3155 MVA (13,2 kA) vilket motsvarar normal kortslutningseffekt. För FEO har en kortslutningsström på 1.4 pu antagits. Med dessa vindkraftverk blir högsta förekommande kortslutningsström vid trefasig kortslutning ca 15 kA. För DFIG har en kortslutningsström på 5 pu antagits, vilket ger att motsvarande högsta kortslutningsström vid trefasig kortslutning ca 21 kA på 30 kV samlingsskenan i offshore ställverket. De antagna kortslutningsströmmarna anger den stationära ström som generatorerna levererar under felet.

För det interna nätet kommer sannolikt ett icke direktjordat system nyttjas, vilket innebär att de kraftigaste påkänningarna uppstår vid trefasiga kortslutningar.

Tabell 13. Maximala kortslutningsströmmar

<i>Generatortyp:</i>	<i>Högsta beräknade kortslutningsström vid trefas fel på 30-kV skenan</i>
DFIG	21 kA
FEO	15,6 kA

4.2.5 Förluster

Vid nominell effekt, 140 MW, matas 137,6 MW in i anslutningspunkten till nätet från den studerade delen av vindkraftparken. Förlusterna vid maximal produktion uppgår alltså till 2,3 MW (1,7 %). Av dessa förluster så står själva exportkabeln för 1,7 MW (1.2 %). Förlusterna i uppsamlingsnätet vilket inkluderar 30-kV kablarna och plattformstransformatorn är således 0,6 MW.

Tabell 14. Fördelning av förluster

	<i>Förluster MW:</i>	<i>Förluster % (av producerad effekt):</i>
Internt kabelnät:	0,651	0,47
Exportkabel:	1,692	1,2
Hela parken:	2,343	1,67

4.3 Kommentarer och slutsatser

4.3.1 Reaktivt effektutbyte

Det finns krav på att det reaktiva effektutbytet i anslutningspunkten till stamnätet eller regionnätet skall vara noll. Det ställer krav på vindkraftanläggningen att kunna reglera och kompensera de olika reaktiva effektsituationer som kan komma att uppstå under drift så att ett nollutbyte med anslutande nät uppnås.

I det fall kravet på nollutbyte gäller vid alla driftfall, till exempel under byggnationsfasen eller då vindkraftverken av en eller annan anledning är bortkopplade och följaktligen inte kan bidra med effektkompensering, så går det inte att undvika någon form av extern kompenseringsutrustning. Huruvida kravet på nollutbyte av reaktiv effekt endast gäller vid produktion, och inte vid uppförande är sannolikt en förhandlingsfråga mellan vindkraftexploatören och nätägaren.

4.3.2 Spänningsvariationer

Resultaten från beräkningarna visar på spänningsvariationer som är avsevärt lägre än de spänningsvariationer som vindkraftverk är dimensionerade för. Vindkraftverken är normalt dimensionerade för att klara kravet på generering av nominell effekt kontinuerligt för spänningar mellan 90 % och 105 %. Det är dels osannolikt med en spänning på endast 90 % i anslutande elnät under långa tider. Dessutom används normalt transformatorer med lindningskopplare som reglerar spänningen inom vindkraftparken. Det är således troligt att vindkraftverkens kapacitet att leverera nominell effekt vid 90 % spänning aldrig kommer att utnyttjas.

4.3.3 Driftströmmar

En av de komponenter som förefaller vara kritiskt för Kriegers Flaks vindkraftpark är brytaren på nedsidan av plattformstransformatorn, den skall klara av att bryta anslutna radialers totala effekt. Som exempel kan nämnas att de 30 kV SF₆-brytare som finns tillgängliga i dag har en maximal driftströmskapacitet på 2,5 kA vilket motsvarar ca 140 MW vid 33 kV, vilket är samma som den totala effekten hos de anslutna vindkraftverken. Vid 90 % spänning (29,7 kV) blir dock driftströmmen ca 2,7 kA och överskrider då brytarens kapacitet.

4.3.4 Felströmmar

Storleken på felströmmarna påverkas av vald jordningstyp, det finns situationer då enfasiga jordslutningar ger större påkänningar än trefasiga. Dock uppstår detta endast i ett direktjordat system (i Sverige normalt sett 130 kV och högre). Även jordtagets impedans är avgörande för vilka påkänningar systemet kan komma att utsättas för. Designen av det slutgiltiga systemet bör ske i samråd med berörd nätägare.

5 Modeller för simulering av transienter i vindkraftparker

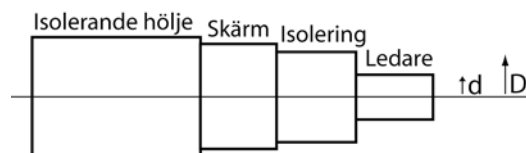
Detta kapitel beskriver modeller för simulering av transienter inom vindkraftparker. De modeller som behandlas här är främst avsedda för simulering av transienta strömmar och spänningar vid koppling av brytare, och vid fel inom uppsamlingsnätet eller det anslutande elnätet. Kapitlet tar även upp modeller för frekvensanalys. I kapitlet ges även en introduktion till transienter inom elsystem

5.1 Introduktion till transienter inom elsystem

Vid analys av transienter orsakade av kopplingar och åsknedslag krävs vågteori för att korrekt beskriva spänningar och strömmar.

5.1.1 Vågimpedans

Då en elektromagnetisk våg utbreder sig i exempelvis en kabel kommer vågen enbart att påverkas av den impedans som möter själva vågfronten. Denna impedans kallas för vågimpedansen och beror av geometrin för mediet som vågen utbreder sig genom. För kraftledningar bestäms vågimpedansen av fasledarnas inbördes avstånd och konfiguration samt avstånd till mark och topplinor. För kablar beror vågimpedansen av innerledarens tjocklek, isolationsmaterial och avstånd till skärm.



Figur 16. Förenklad schematisk bild av enfaskabel

Figur 16 visar en schematisk bild av uppbyggnaden av en enfaskabel.

Vågimpedansen Z_0 kan bestämmas ur

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{\mu_D \mu_0 \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D}{d}\right) + \frac{\mu_d \mu_0}{8\pi}}{\epsilon_r \epsilon_0 \frac{4\pi d D}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)}}$$

Där:

D = ytterradie	C = kapacitans	ε_r = relativ permittivitet
d = innerradie	μ_0 = permeabilitet i vakuum	ε_0 = permittivitet i vakuum
L = induktans	μ_r = relativ permeabilitet	

Där d betecknar ledarens radie och D betecknar isoleringens ytterradie, övriga parametrar är konstanter.

För mer avancerade komponenter såsom transformatorer är vågimpedansen betydligt svårare att beräkna. I dessa fall är en terminalmodell som beskriver vågimpedansen vid anslutningspunkterna lämplig vid studier av reflektioner.

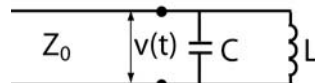
5.1.2 Reflektioner i kablar och luftledningar

Reflektioner i kabelsystem ger upphov till transienter med mycket högre derivator än för luftledningar. Detta är en följd av att vågimpedansen för kablar är mer än tio gånger lägre än för motsvarande luftledning.

Vågimpedansen för luftledningar är vanligtvis mellan 300-400 Ω och för kablar är vågimpedansen normalt under 40 Ω .

För havsbaserade vindkraftparker är det vanligt med 30-kV sjökabel med en ledararea på 240 mm². En sådan kabel har en vågimpedans på 23,1 Ω . Generellt kan sägas att kablar för lägre spänningar har lägre vågimpedans.

Reflektioner uppstår då en elektromagnetisk våg möter en förändrad vågimpedans. Detta kan exempelvis vara en kabelskarv där två olika kabeltyper skarvas ihop eller där kabeln ansluts till en transformator enligt Figur 17.



Figur 17. Kabel med vågimpedans Z_0 ansluten till transformator med ekvivalent C och L

Teorin bakom reflektion bygger på de så kallade telegrafekvationerna där reflektionskoefficienten kan bestämmas enligt

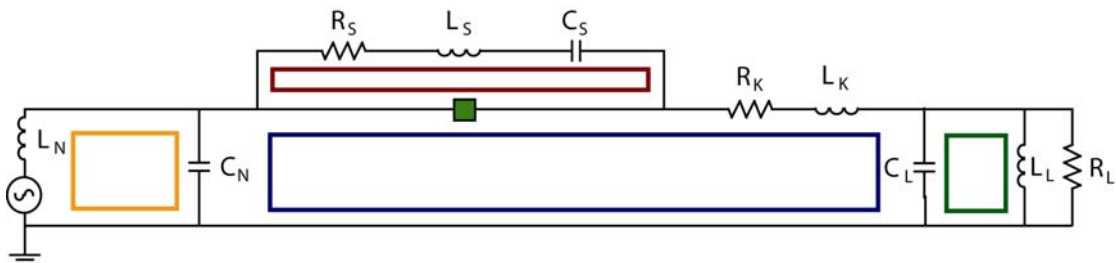
$$\Gamma = \frac{V_0^-}{V_0^+} = \frac{Z_L - Z_0}{Z_L + Z_0}$$

där V_0^- är spänningen för den reflekterade vågen, V_0^+ är spänningen för den framåtgående vågen, Z_0 är vågimpedansen i ledare som vågen kom igenom och Z_L är vågimpedansen i ledare som vågen möter.

5.1.3 Oscillationer och dess frekvenser

I ett system där det finns kapacitiva och induktiva komponenter kommer det att uppstå oscillationer mellan dessa komponenter i samband med in eller ur kopplingar och fel i systemet. I ett system helt utan resistans så skulle stationära oscillationer uppstå mellan samtliga induktiva och kapacitiva delar i systemet. Tack vare förlusterna som uppstår i systemet så dämpas dessa oscillationer bort för stabila system.

Vid analys av elsystemet kan det vara till stor nytta att bygga upp förenklade modeller så att dominerande resonansfrekvenser kan uppskattas. Figur 18 visar en enkel krets bestående av bakomliggande nät (L_N och C_N) samt brytare med dess strökomponenter (R_S , L_S och C_S), kabel (R_K , L_K och del av C_L) samt last (C_L , L_L och R_L). I figuren är även de fyra dominerande resonansfrekvenserna inritade.



Figur 18. Dominerande resonanskretsar i enkel krets

Respektive resonansfrekvens kan beräknas med hjälp av

$$f_{\text{resonans}} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_n C_n}}$$

där L_n är induktansen och C_n är kapacitansen i den studerade kretsen.

5.2 Modellering av vindkraftverk

Vindkraftverkets elsystem kan vara av ett flertal typer, varav DFIG eller FEO normalt används för vindkraftverk för havsbaserade vindkraftparker. Kraftverkens interna elsystem är helt under kontroll av kraftverksleverantören och behandlas ej i denna rapport. Generellt kan sägas att det är svårt att som projektör få tillgång till detaljerade simuleringsmodeller från leverantören av vindkraftverken eftersom dessa modeller beskriver hur vindkraftverken och dess kontrollsystem fungerar, vilket betraktas som känslig information. Vid modellering av vindkraftverket är det således relevant att behandla möjligheten att använda generiska eller typiska modeller för kraftverkstransformatoren och kraftverkets dynamik.

5.2.1 Vindkraftverksmodell för reflektionsstudier

För reflektionsstudier behövs en modell som ger en korrekt representation av vindkraftverkets transformators vågimpedans. En modell som representerar

transformatorn med dess läckinduktans och strökapacitanser mellan faserna och från faserna till jord är lämplig. En sådan modell bör vara möjlig att få tillgång till eftersom den ej beskriver vindkraftverkets funktionalitet

5.2.2 Vindkraftverksmodell för studier av felfall och frekvensanalys

För studier av felfall behövs en modell som korrekt representerar vindkraftverkets strömmar och spänningar vid betydande störningar i uppsamlingselnätet samt för fall där kraftverket blir bortkopplat från det anslutande elnätet. En sådan modell är svår att få från leverantörer. I PSCAD saknas modeller som ger en realistisk beskrivning av förlopp vid felfall. I vissa andra simuleringsprogram såsom DigSilent [25] finns typiska vindkraftverk modellerade. Dessa är givetvis viktigt att prova modellerna så att de ger en realistisk beskrivning av felströmmar vid felfall, även dessa delar bör verifieras med leverantören av vindkraftverken. Ingångstransformatorns mättningsström bör vara representerad och dessutom dess strökapacitanser om dessa kan fås fram.

5.3 Modellering av transformatorer

Transformatormodeller kan delas in i modeller för simulering av felfall, reflektionsstudier och frekvensanalys. När det gäller transformatorer finns det även risker för intern resonans [26] vilket ger en ojämn spänningsfördelning inom transformatorns lindning, vilket kan leda till överbelastning av lindningens isolation. Dessa fenomen behandlas ej i denna rapport.

5.3.1 Transformatormodeller för simulering av felfall

För simulering av felfall krävs en modell som ger en korrekt beskrivning av de länkade flödena mellan primär och sekundärlindningarna samt mättningsström. PSCADS standardmodell med mättningsströmmen korrekt modellerad bör ge en ganska realistisk beskrivning av transienta beteenden. Modellen bör kompletteras med strökapacitanser. Enligt [27] kan en god beskrivning av transformatorns impedans upp till första egenfrekvens, som ofta uppnås vid mellan 5 kHz och 50 kHz [28], uppnås genom att addera strökapacitanser mellan faserna och mellan faserna och jord.

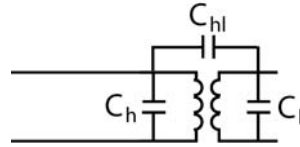
5.3.2 Transformatormodell för reflektionsstudier

Vid simulering av kopplingsöverspänningar där enbart reflektionens amplitud är av intresse påverkar transformatorns strökapacitanser värdet mer än impedansen för själva transformatorn. Detta beror på att spänningen enligt REF _Ref187806371 \r \h [29] kan definieras som

$$V = I \sqrt{\frac{L}{C}}$$

där L och C är transformatorns induktans respektive kapacitans och I är strömmen.

En modell för att modellera en transformators strö- och lindningskapacitanser enligt [27] bygger på att man adderar kapacitanser mellan lindning och jord samt mellan hög- och lågspänningssidan enligt Figur 19



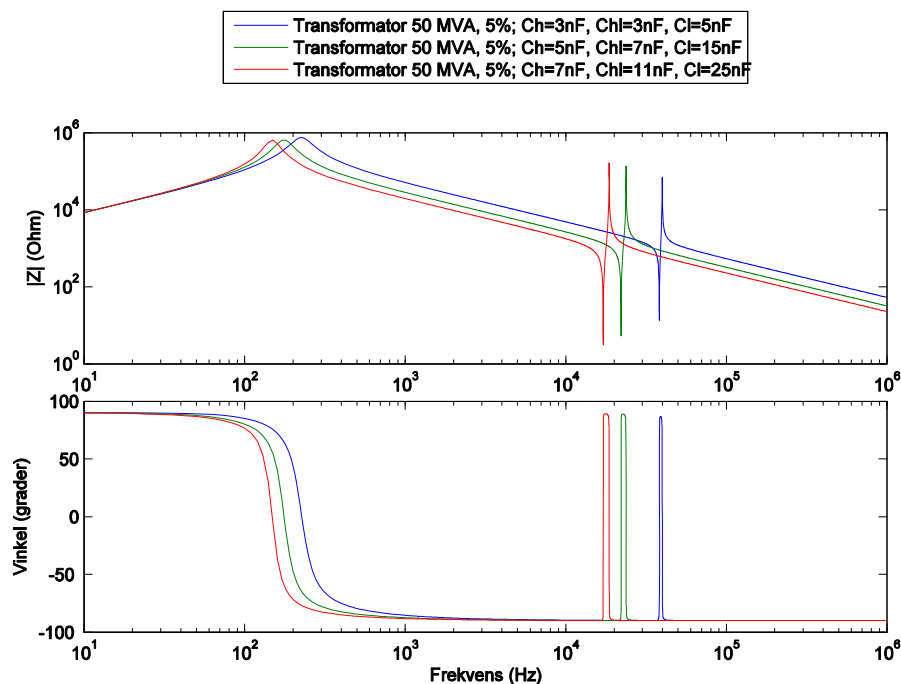
Figur 19. Enfasmodell för koppling av transienter mellan hög- och lågspänningssidan av transformator

Ungefärliga värden på dessa strö- och lindningskapacitanser från [30] återges i Tabell 15. Som framgår av tabellen kan dessa värden variera betydligt för en transformator av en specifik storlek. Vid upphandling av transformatorer bör mätning av dessa strökapacitanser efterfrågas. Det känns rimligt att en leverantör har ungefärliga uppgifter tillgängliga om det är en transformator av standardstorlek.

Tabell 15. Ungefärliga värden på strökapacitanser för transformatorer

<i>Transformator:</i>	<i>C_h (nF):</i>	<i>C_{hl} (nF):</i>	<i>C_l (nF):</i>
1 MVA	1,2-14	1,2-17	3,1-16
2 MVA	1,2-16	1-18	3-16
5 MVA	1,2-14	1,1-20	5,5-17
10 MVA	4-7	4-11	8-18
25 MVA	2,8-4,2	2,5-18	5,2-20
50 MVA	4-6,8	3,4-11	3-24
75 MVA	3,5-7	5,5-13	2,8-13

Strökapacitansernas inverkan på transformatorns resonansfrekvenser är illustrerade i Figur 20. I figuren visas Bodediagram för en enfas transformator (33/145 kV, 50 MVA, ek=5 %) med olika värden på anslutna strökapacitanser enligt Figur 19. Frekvenssvepningen är gjord från högspänningssidan med lågspänningssidan öppen. Som framgår i figuren varierar resonansfrekvensen för de undersökta alternativen.



Figur 20. Bodediagram för transformator med olika strökapacitanser

5.3.3 Transformatormodell för frekvensanalys

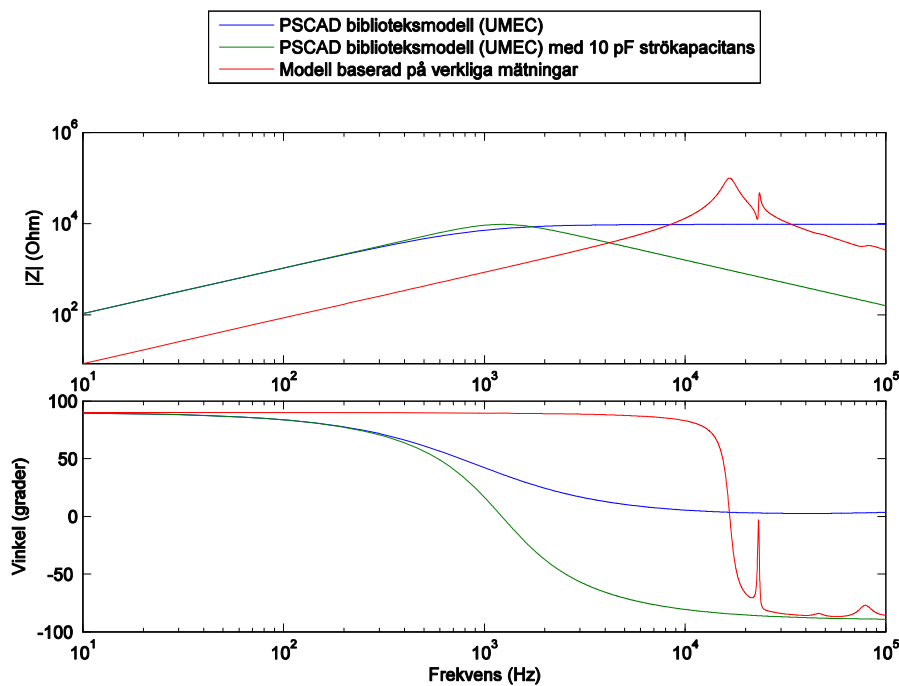
Dessa studier kräver en modell som ger en relevant beskrivning av impedansen för olika frekvenser. I dessa fall används med fördel en terminalmodell. Terminalmodeller ger transformatorns frekvensberoende impedans vid dess anslutningar men ger ingen information om vågimpedansen för olika varv i lindningen. Av denna anledning så ger terminalmodellen inte heller någon information om de överspänningar och resonanser som kan uppträda internt i transformatorn som beskrivs i [26].

För utvärdering av transformatormodellens impedans vid olika frekvenser är det lämpligt att studera Bodediagrammet som beskriver impedansens belopp och fasvinkel för olika frekvenser. Exempel på hur den frekvensberoende impedansen varierar för ett antal krafttransformatorer redovisas i [28]. Artikeln visar att den första resonansfrekvensen fås vid frekvenser mellan några få kHz upp till ett flertal 10-tals kHz. Det är således viktigt att basera en ingående frekvensanalys på detaljerade data från leverantören, vilket bör gå att beställa som en del av upphandlingen av transformatorn. Detta kan vara motiverat för att utreda risker för resonanser.

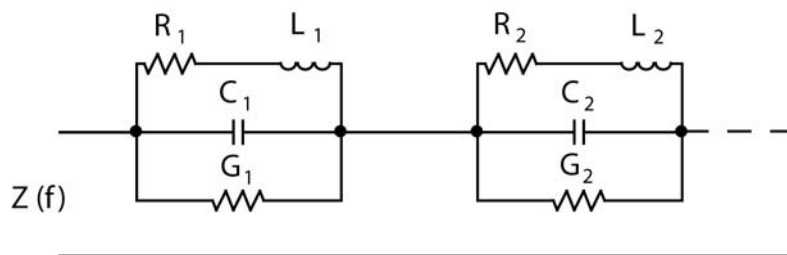
I Figur 21 redovisas Bodediagram för en terminalmodell baserad på uppmätta parametrar för en 144 MVA transformator. I figuren redovisas även Bodediagram baserade på en standard biblioteksmodell i PSCAD för en transformator med samma effekt, utan och med strökapacitanser.

Inom litteraturen återges ett antal olika metoder för att modellera transformatorers högfrekvenssegenskaper [26],[30],[31],[32]. Slutsatsen inom litteraturen verkar vara att parametrarna i dessa modeller endast kan bestämmas utgående från mätningar gjorda på den aktuella transformatorn. Utifrån mätningar gjorda vid fabriksprov (Factory Acceptance Test, FAT) är det möjligt att bygga upp en bra högfrekvensmodell av transformatorn.

I [31] beskrivs en metod där transformatorns terminalimpedans modelleras med ett schema enligt Figur 22. För att bestämma parametrarna (R , L , C och G) används transformatorns komplexa terminalimpedans. Att bestämma dessa parametrar får anses komplicerat. Parametrarna bör bestämmas av leverantören av transformatorn, eller det forskningsinstitut som förmår genomföra de mätningar som krävs för att bestämma modellens parametrar. Det är oklart om det går att beställa denna typ av modell från en transformator tillverkare. Specifikation av krav på modell kan inkluderas i specifikation för upphandling av transformator



Figur 21. Bodediagram för modell baserad på mätningar och för PSCADs standardmodeller



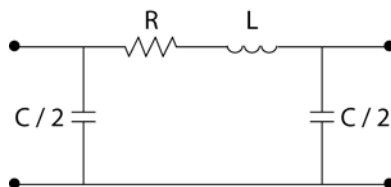
Figur 22. Terminalmodell (enfass) för högfrekvensanalys (10kHz-3MHz)

5.4 Kabelmodeller

Beroende på vilken typ av simuleringar som skall utföras används olika typer av kabelmodeller.

5.4.1 Pi-modeller för stationära beräkningar

Pi-modeller är lämpliga för stationära beräkningar och simuleringar av lågfrekventa svängningar. Pi modeller är även lämpliga för att representera korta kablar och ledningar där tidssteget blir för litet för att simuleringen skall bli hanterbar. Fördelen med pi-modeller är att de enkelt byggs upp baserat på värden för kapacitiv generering, resistans, och induktans från datablad för kablar. För att beräkna spänning och ström utmed en kabel kan den modelleras med ett flertal pi-länkar. Ett exempel på sådan distribuerad pi-modell är Bergeronmodellen som kan liknas vid en distribuerad pi-länk där enbart induktansen och kapacitansen är distribuerade. Bergeronmodeller använder kopplade differentialekvationer för spänning och ström utmed kabeln [33].



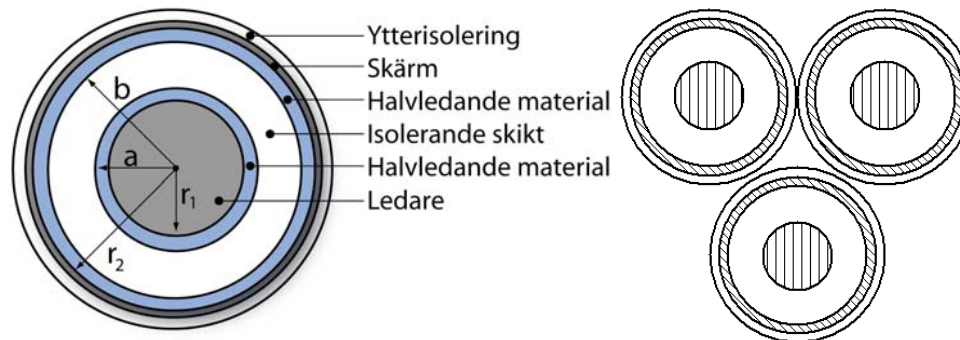
Figur 23. Pi-länk för representation av kablar och ledningar

5.4.2 Frekvensberoende modeller för simulering av transienter

Vid simulering av transienta förlopp bör kablarna modelleras med en frekvensberoende modell. I PSCAD kan en frekvensberoende modell byggas upp grafiskt genom att mata in dess geometri. Att modellen utgår från kabelgeometrin innebär att kablarnas olika lager, inbördes avstånd och markens resistivitet och permeabilitet kommer att påverka modellens egenskaper.

Kraftkablar har generellt sett en koaxial uppbyggnad med en rund ledare i centrum omgiven av olika isolerande, halvledande och ledande skikt. I PSCAD finns inget sätt att modellera halvledande skikt och skikt med ojämn yta. Av denna anledning måste respektive skikt kompenseras för att få de rätta elektriska egenskaperna. En metod för att kompensera det isolerande för de halvledande skikten är beskriven i [34]. Denna metod bygger på att de

halvledande lager som finns kring innerledaren och skärmen adderas till det isolerande skiktet och därefter kompenseras permitiviteten för det isolerande skiktet. Enligt [34] har denna metod verifierats med gott resultat upp till 1 MHz.



Figur 24. Schematisk bild av kabel med halvledande skikt (vänster), kabelmodell i PSCAD (höger)

5.5 Brytare

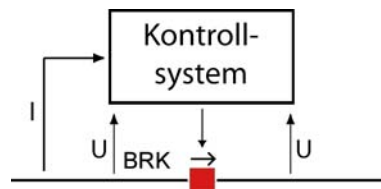
De typer av brytare som används för havsbaserade vindkraftparker är vakuumbrytare och SF₆-brytare. Vakuumbrytare används för mellanspänning och är vanliga i ställverket för uppsamlingsnätet. SF₆-brytare tillverkas såväl för mellanspänning som för högspänning. I dagsläget är 60 % av brytarna på mellanspänning av vakuumentyp [35]. Fördelen med vakuumbrytare är att de är konstruerade för att klara ett stort antal brytningar, samt att de är underhållsfria och inte ger utsläpp av SF₆ gas. I denna rapport behandlas endast vakuumbrytare.

Då en brytare sluts eller öppnas kommer en ljusbåge att tändas. Denna ljusbåge kommer under perfekta förhållanden att släckas då strömmen passerar igenom första nollgenomgången. Vakuumbrytaren ger dock ett speciellt slut- och brytförlopp som kan ge upphov till inducerade överspänningar i kretsen som kopplas både vid inkoppling och vid urkoppling. Speciella transienta förlopp kan uppstå vid inkoppling av både induktiva laster som motorer enligt [36] och kapacitiva laster exempelvis tomgående kablar enligt [37]. Ett annat speciellt fall är brytning av tomgående transformatorer som beskrivs i [38]. Enligt denna artikel skyddas ej ventilavledare för dessa fall utan istället krävdes speciella högfrekvensfilter på transformatorn. Fenomen som interna överspänningar inom transformatorns lindningar är givetvis svåra att förutse och risken för dessa bör diskuteras med leverantör av brytare och transformator för att diskutera behov av speciellt överspänningsskydd vid användning av vakuumbrytare.

5.5.1 Vakuumbrytarmodell

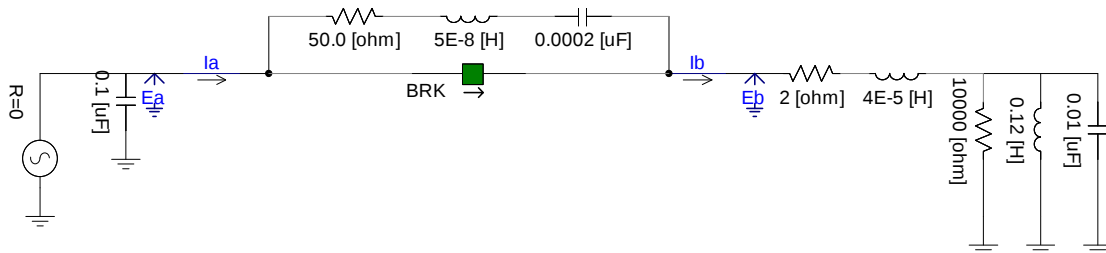
Vakuumbrytaren kan enligt [39] modelleras genom att en ideal brytarmodell kompletteras med en yttre kontrollkrets enligt Figur 25 där ljusbågstid,

släckning av högfrekvenskomponenter, återtändning och spänningsstegring, och förtändning modelleras.



Figur 25. System för styrning av brytare för att modellera en vakuumbrytares egenskaper

För att verifiera brytarmodellen krävs tillgång till mätdata för den aktuella typen av brytare eller att brytarmodellen jämförs med befintlig dokumentation om vakuumbrytarmodeller. I figur 18 visas en i litteraturen [29], [39] vanligt förekommande testkrets för provning av modeller för vakuumbrytare. För denna testkrets finns utförlig dokumentation om förväntade egenskaper hos vakuumbrytare av olika storlek.



Figur 26. Vanligt förekommande krets för verifiering av brytarmodeller

5.6 Anslutande elnät

Vid simulering av felfall för att studera transienta överspänningar inom vindkraftparken orsakade av fel bör en realistisk modell av det anslutande elnätet användas. I modellen bör kablar, linjer, transformatorer och laster ansluta till stationen modelleras. Dessa komponenter kan modelleras med hjälp av standardkomponenter i PSCAD med vissa kompletteringar enligt tidigare rubriker i detta kapitel. Modellens bör utformas i samverkan med nätägaren.

6 Simuleringsprogram

På marknaden finns ett flertal program för dynamiska simuleringar. Valet av simuleringsverktyg beror till stor del på tillgång till modeller av det system som skall simuleras samt i vilket program det finns tillgängliga modeller.

Simuleringsprogram för studier av elsystem kan delas in i program som används av kraftbolag för studier av elkraftsystem, och program som används för att dimensionera elnät och för att genomföra detaljerade simuleringar av högfrekvensfenomen.

6.1 Program för studier av elkraftsystem

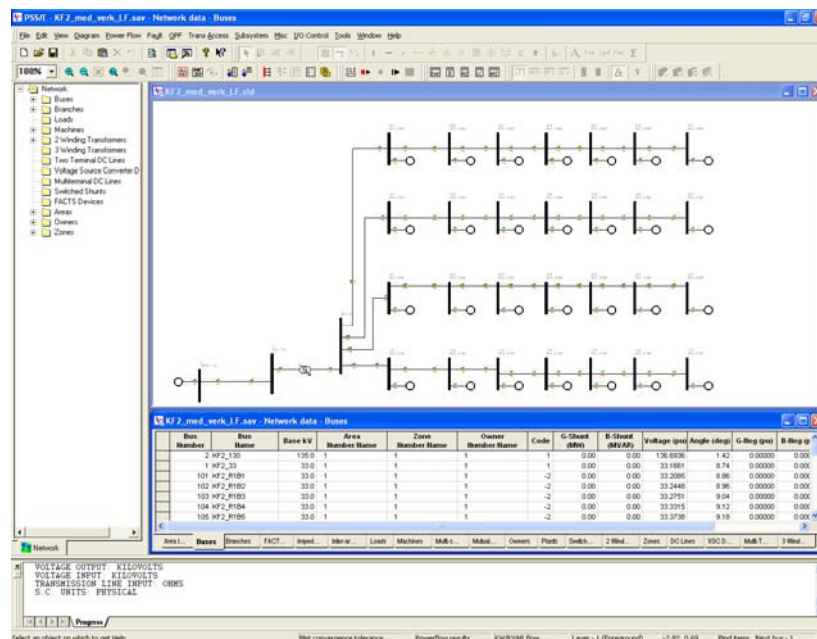
Dessa simuleringsprogram används normalt av kraftbolagen för att kunna beräkna belastningen på elnätets olika delar, för att optimera driften genom att studera överföringsförluster vid olika antal linjer inkopplade och för att studera stabilitet i kraftsystemet. I dessa modeller används standardmodeller av linjer, transformatorer och belastningar. Vid installation av en stor vindkraftpark vill nätägaren få tillgång till en modell för att kunna modellera vindkraftparkens inverkan på driften av elnätet, dels inverkan på lastflöden, men även inverkan på stabiliteten.

De mest vanligt förekommande programmen för modellering av elnäten i Sverige är PSS/E och Simpow. Som exempel är hela stamnätet modellerat i PSS/E medan elnätet på Gotland är modellerat i Simpow.

6.1.1 PSS/E

Power System Simulator/Engineering, PSS/E, används för systemstudier där lastflöden, spänningsnivåer och felströmmar beräknas. Beräkningarna som utförs i PSS/E bygger på fasvektorer och ger därför ej någon information i tidsplanet.

I PSS/E finns även ett separat program för dynamiska elektromekaniska simuleringar. Dessa används bland annat för att verifiera att vindkraftverken klarar de krav som ställs av respektive nätägare och systemansvarig. Eftersom PSS/E är det mest förekommande programmet för modellering och analys av kraftsystem har de flesta leverantörer av vindkraftverk PSS/E modeller tillgängliga. Dessutom finns modeller av några vindkraftverk tillgängliga i programtillägget PSS/E-WIND från Siemens som utvecklar och säljer PSS/E. Dessa modeller har tagits fram av Siemens på uppdrag av leverantörerna av vindkraftverken. Vid verifierande studier av samverkan mellan kraftnät och vindkraftparker bör modeller levereras av kraftverksleverantören. Kravet på leverans av en validerad modell bör inkluderas i upphandlingsdokument och i kontraktet mellan projektören och leverantör av vindkraftverk.



Figur 27. Typisk vy i PSS/E

6.1.2 Simpow

Simpow utvecklades från början av ABB och användes främst för simulering av HVDC-anläggningar. Från och med 2004 har STRI (Swedish Transmission Research Institute) i Ludvika tagit över copyright, utveckling och försäljning av Simpow. Under senare år har det även blivit möjligt att använda NEPLAN som ett interface för att bygga modeller och granska resultat beräknade med Simpow-modeller.

6.2 Program för studier av uppsamlingsnätet

Genomförande av detaljerade studier av transienta överspänningar och oscillationer inom uppsamlingsnätet och mellan vindkraftparken och det anslutande elnätet kräver detaljerade modeller enligt tidigare kapitel. Dessa modeller byggs lämpligen upp i ett simuleringsprogram som är avsett för anpassade modeller. Det finns ett flertal program för detta såsom PSCAD/EMTDC, DigSILENCE, Pspice, med flera. Nedan beskrivs PSCAD/EMTDC och DigSilence, vilka är vanliga för elkraftapplikationer.

6.2.1 PSCAD/EMTDC

Detta är ett program som kan sägas bestå av två delar, dels PSCAD (Power System CAD) som är det grafiska interfacet där modeller byggs upp och EMTDC (Electro Magnetic Transients including Direct Current) som utför själva beräkningarna. PSCADs grafiska miljö och standardbibliotek med komponentmodeller gör det snabbt och enkelt bygga systemmodeller. PSCAD/EMTDC är utvecklat av kraftbolaget Manitoba Hydro i Kanada och utvecklades ursprungligen för att simulera HVDC-länkar i elkraftsystem. Programbiblioteket inkluderar modeller av samtliga komponenter som

används i elkraftsystem. Dessutom är logik för modellering av analoga och digitala kontrollsystem inkluderade.

I denna rapport har vi valt att modellera vindkraftparken i PSCAD/EMTDC till stor del som en följd av att Chalmers och ABB CRC har utvecklat modeller av brytare i detta program.

6.2.2 DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT PowerFactory är det program som har flest fördefinierade block anpassade för vindkraft [25], vilket delvis beror på ett utvecklingssamarbete mellan DIgSILENT och danska forskningsinstitutet Risø.

I DIgSILENT PowerFactory finns möjlighet att skifta från stationär analys till transient analys, detta är mycket fördelaktigt eftersom man snabbt kan simulera fram stationärtillstånd och därefter byta till transient analys för simulering av exempelvis felfall. Tidigare studier [40] har visat på vikten av att initialisera egendefinierade komponenter korrekt. Detta på grund av att programmet kan ge fiktiva transienter vid inkorrekt initialisering. Detta gäller dock inte för de inbyggda komponenterna vilka initialiseras automatiskt.

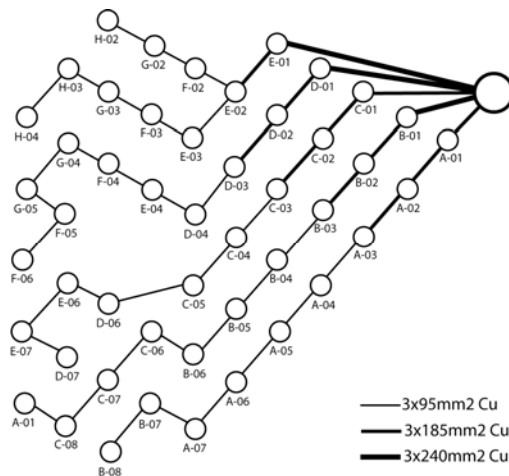
7 Simulering av elektriska transienter i Lillgrunds vindkraftpark

Detta kapitel redovisar simuleringar av elektriska transienter i Lillgrunds vindkraftpark. Denna vindkraftpark har valts som exempel eftersom det har funnits tillgång till detaljerade data för vindkraftparken och även tillgång till resultat från simuleringsstudier som genomförts av Siemens som en del av projekteringen. Dessutom är ambitionen att genomföra mätningar av transienter inom denna vindkraftpark för att verifiera stationära och transienta påkänningar. Dessa mätningar kommer då att medge en jämförelse av simuleringsresultat med mätningar. Simuleringsstudier med de uppbyggda modellerna kommer även att användas för att genomföra en förstudie för att simulera var i uppsamlingsnätet de högsta påkänningarna uppstår och för att bedöma vilka fall som ger värsta påkänningarna.

I kapitlet ingår resultat från de simuleringar som genomförts av Siemens som ett verktyg för att identifiera kritiska fall och för att verifiera spänningspåkänning på utrustningen. I kapitlet redovisas även simuleringar av kopplings överspänningar genomförda av VPC. Simuleringsmodellen har tagits fram av VPC baserat på de modeller som beskrivs i denna rapport. Indata för de olika komponentmodellerna har hämtats från specifikationer av de olika komponenterna. I rapporten redovisas endast simuleringsresultat, ej specifika komponentdata av kommersiella skäl.

7.1 Beskrivning av Lillgrunds vindkraftpark

Lillgrund vindkraftpark består av 48 Siemens FEO vindkraftverk om vardera 2,3 MW. Vindkraftverken är anslutna till en transformatorplattform där spänningen transformeras upp från 30 kV till 130 kV. Transformatorplattformen ansluts till E.ONs station i Bunkeflo via en 7 km lång sjökabel och 2 km landkabel. Strukturen för uppsamlingsnätet för vindkraftparken återges i Figur 28



Figur 28. Uppsamplingsnätets struktur för Lillgrunds vindkraftpark

7.2 Siemens simuleringsstudier för Lillgrunds vindkraftpark

Siemens har lagt ett omfattande arbete på simuleringar för att dimensionera vindkraftparkens isolationsnivå och avledarna för överspänningsskydd. Fokus har speciellt varit inriktat på överspänningar orsakade av felfall och en eventuell urkoppling av vindkraftparken från stationen i Bunkeflo då den genererar nominell effekt. Förutom dessa studier har även simuleringar av FRT genomförts i PSS/E.

7.2.1 Fel i 130 kV elnätet

Som en del av projektgenomförandet har omfattande simuleringsstudier genomförts för att simulera överspänningar i vindparkens elsystem orsakade av fel och störningar i E.ONs 130 kV nät. Simuleringarna har visat att betydande överspänningar uppstår både vid kortslutningar och vid spänningsdippor orsakade av kopplingar i överliggande elnät. Simuleringarna visar att dessa störningar ger spänningstransienter med dominerande oscillationer vid frekvenser på några kHz. Detta innebär att resonanser uppstår mellan olika delar av vindkraftparkens elsystem och E.ONs 130 kV nät.

Det har krävts simulering av ett stort antal olika fel och störningar i överliggande elnät för att prediktera de dimensionerande fallen. Enligt simuleringsresultaten uppstår värsta fallet när det gäller överspänningar i 30 kV kabelnätet och på vindkraftverken då en störning eller ett fel uppstår när endast en av de fem 30 kV radialkablarna är ansluten.

7.2.2 Frånkoppling av vindkraftparken från anslutande 130 kV nät

Frånkoppling av vindparken från anslutande 130 kV nät vid nominell generering av effekt är ett av de dimensionerande fallen för vindkraftparkens elnät. Normalt skall vindkraftparken ej kopplas ur vid fel i stationen i Bunkeflo eller andra fel i det överliggande 130 kV nätet. Urkoppling kan dock ske

antingen som en följd av fel i vindkraftparkens skyddssystem som orsakar omotiverad urkoppling eller en manuell felmanöver som ger öppning av brytaren som ansluter vindkraftparken till stationen i Bunkeflo. Vid en eventuell urkoppling då vindkraftparken producerar effekt kommer överspänningar att uppstå inom vindkraftparken. Detta fall kan vara dimensionerande för ventilavledarna inom vindkraftparken.

7.3 Simulering av kopplingsöverspänningar

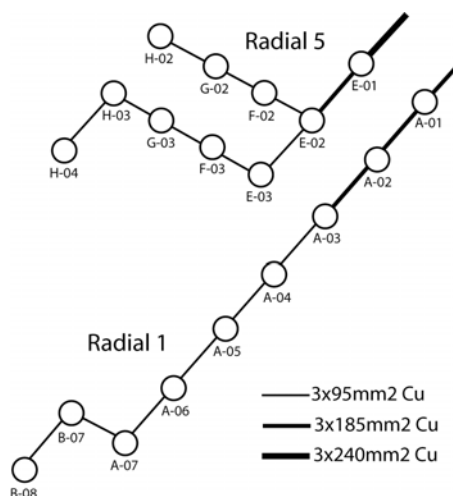
Simuleringar av kopplingsöverspänningar har genomförts av VPC i tre steg. Först har en definierad spänningspuls använts för att identifiera vilka vindkraftverk som utsätts för högst spänning. Därefter har respektive radial spänningssatts med PSCADs egna brytarmodell och slutligen har en vakuumbrytarmodell använts.

7.3.1 Spänningssättning av 30 kV radialer

För att få en uppfattning om var i uppsamlingsnätet som de sammanlagrade reflektionerna blir som störst har en definierad likspänning lagts på radialen i form av en stegändring från 0 till 26.9 kV, vilket är toppvärdet av fasspänningen vid 33 kV systemspänning. Fördelen med att använda en definierad spänningspuls är att spänningens stig- och falltid på ett enkelt sätt kan ställas in till ett önskat värde vilket inte är fallet om brytarmodell används. Den definierade likspänningspulsen ger inte de högfrekvenskomponenter som brytare tillför och därför är resultatet enbart ett mått på de kabelreflektioner som finns i systemet.

7.3.2 Radialer valda för ingående studier

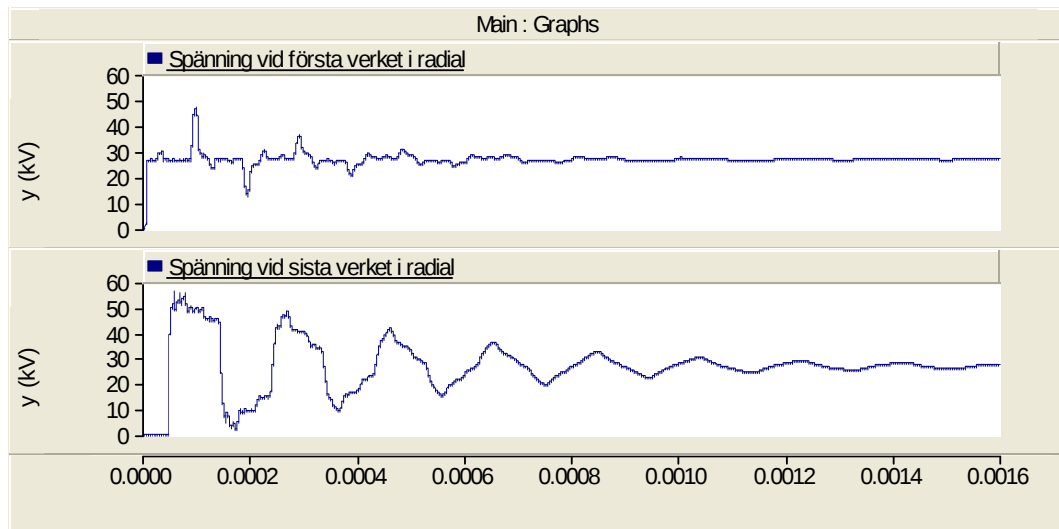
Resultat från spänningssättning med likspänningspuls visade att radial 1 och 5 utsätts för högst påkänningar. I denna rapport har därför radial 1 och 5 valts ut, det är även dessa radialer som i sin utformning skiljer sig åt mest.



Figur 29. Radialer utvalda för ingående analys

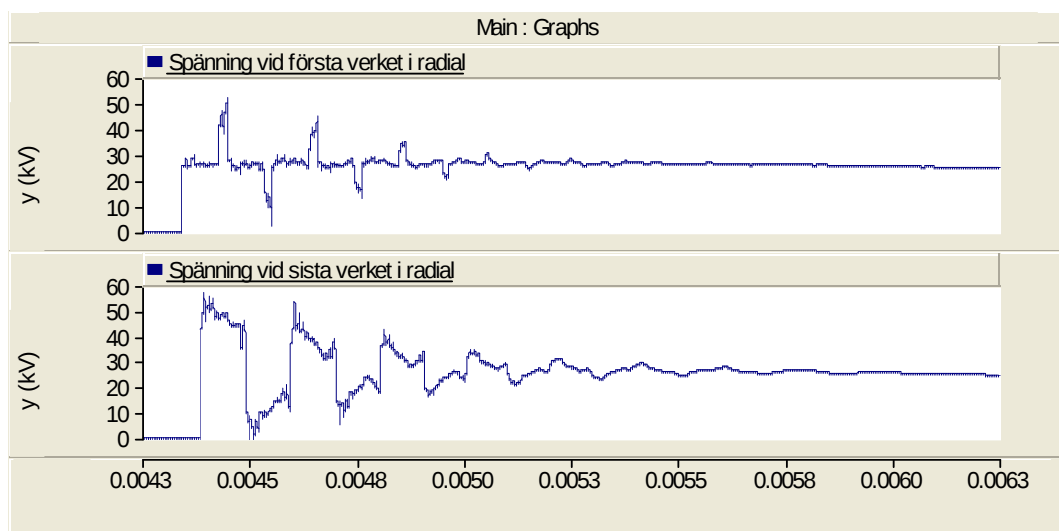
7.3.3 Spänningssättning med olika brytarmodeller

Spänningssättning med hjälp av PSCADs ideala brytarmodell demonstreras i denna rapport i syfte att ge en jämförelse med vakuumbrytarmodellen. I Figur 30 återges fasspänningen för första och sista kraftverket i en radial vid användning av en brytarmodell ur PSCADs standardbibliotek. Bilden visar att överspänningarna till följd av reflektion ser mycket olika ut för första kraftverket och sista kraftverket i radialen.



Figur 30. Fasspänning vid första (A01) och sista verk (B08) i radial 1 med inbyggd brytarmodell i PSCAD / EMTDC

Figur 31 visar fasspänningen vid första och sista verket i en radial vid spänningssättning med vakumbrytarmodell. Som framgår i figuren så ger denna brytarmodell upphov till betydligt mer högfrekvenskomponenter jämfört med modellen ur PSCADs standardbibliotek .



Figur 31. Fasspänning vid första (A01) och sista verk (B08) i radial 1 med vakumbrytarmodell

För att bedöma amplituden på överspänningarna på kraftverken har en spänningssättning skett enligt IEEE-standard [41] som föreskriver att spänningens fördelningsfunktion beräknas genom att sluta brytaren 200-400 gånger vid slumpmässigt valda tidpunkter under en nät-period på 20 ms. I detta projekt har brytaren för respektive radial slutits 512 gånger där styrsignal om slutning har getts vid tider inom en 20-ms period baserade på en random-flat funktion. Maximala momentana överspänningar för fas- och huvudspänning har därefter sparats för varje körning av simuleringen. I denna simulering har PSCADs multi-run funktion för upprepade simuleringar använts.

Resultatet från dessa simuleringar är en lista med maximala överspänningar vid respektive vindkraftverk. Utifrån dessa beräknas spänningen vid 98e percentilen, dvs den spänning som överskrids i 2 % av fallen. Denna spänning har satts som dimensionerande spänning. Dimensionerande spänning tillsammans med högsta registrerade spänningar finns listade i Tabell 16 till och med Tabell 19.

Tabell 16. Simulerade kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av radial 1 med PSCADs brytarmodell

Radial 1, Verk:	PSCADs brytarmodell			
	Huvudspänning (kV)		Fasspänning (kV)	
	98 %-värde	$U_{\max}$	98 %-värde	$U_{\max}$
A01	79,3	90,4	56,0	68,2
A02	79,5	90,6	56,1	68,5
A03	80,2	91,4	56,7	69,4
A04	80,9	92,4	57,3	70,4
A05	81,5	93,1	57,9	71,1
A06	81,8	93,5	58,3	71,5
A07	82,0	93,7	58,4	71,7
B07	82,1	93,8	58,5	71,8
B08	82,1	93,8	58,5	71,8

Tabell 17. Simulerade kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av radial 1 med vakuumbrytarmodell

Radial 1, Verk:	Vakuumbrytarmodell			
	Huvudspänning (kV)		Fasspänning (kV)	
	98 %-värde	$U_{\max}$	98 %-värde	$U_{\max}$
A01	80,5	97,6	57,8	74,2
A02	80,7	97,8	58,0	74,7
A03	80,7	97,8	58,0	74,8
A04	81,0	98,2	58,0	74,7
A05	82,2	98,9	59,0	75,5
A06	82,0	99,4	58,9	76,0
A07	82,2	99,6	59,0	76,2
B07	82,3	99,7	59,1	76,3
B08	82,4	99,8	59,2	76,4

Resultaten i Tabell 16 och Tabell 17 visar att den största skillnaden mellan PSCADs inbyggda brytarmodell och vakuumbrytarmodellen återfinns bland de högsta registrerade överspänningarna. För den dimensionerande 98 %-nivån är skillnaderna mindre mellan vakuumbrytarmodellen och PSCADs brytarmodell.

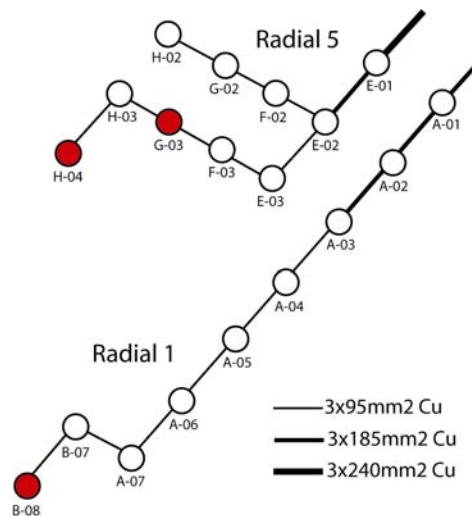
Tabell 18. Simulerade kopplingsöverspänningar vid spänningssättning av radial 5 med PSCADs brytarmodell

Radial 5, Verk:	PSCADs brytarmodell			
	Huvudspänning (kV)		Fasspänning (kV)	
	98 %-värde	U _{max}	98 %-värde	U _{max}
E01	81,3	98,1	58,6	74,7
E02	81,7	92,1	56,8	70,3
F02	81,8	92,4	57,0	70,6
G02	82,1	92,7	57,2	70,8
H02	82,2	92,9	57,3	70,8
E03	82,1	92,5	57,1	70,7
F03	82,5	92,9	57,4	71,0
G03	82,5	92,9	57,4	71,0
H03	82,5	92,7	58,1	70,8
H04	82,3	92,9	57,4	70,8

Tabell 19. Simulerade kopplings överspänningar vid spänningssättning av radial 5 med vakuumbrytarmodell

Radial 5, Verk:	Vakuumbrytarmodell			
	Huvudspänning (kV)		Fasspänning (kV)	
	98 %-värde	U _{max}	98 %-värde	U _{max}
E01	81,3	98,1	58,6	74,7
E02	81,4	97,5	58,5	74,6
F02	81,3	97,9	58,8	75,0
G02	81,6	98,3	59,0	75,5
H02	81,8	98,4	59,0	75,9
E03	81,7	98,0	58,8	75,0
F03	82,0	98,3	59,1	75,4
G03	82,1	98,4	59,3	75,4
H03	82,2	98,4	59,4	75,4
H04	82,2	98,7	59,5	75,8

Simuleringsresultatet visar att de kopplings överspänningar som fås för radial 1 (Tabell 16 och Tabell 17) och radial 5 (Tabell 18 och Tabell 19) uppvisar små skillnader. Skillnaden mellan dessa två radialer är mindre än skillnaden mellan de två brytarterna. Figur 32 visar de verk som utifrån simuleringarna uppvisar de högsta överspänningsnivåerna.



Figur 32. Vindkraftverk som utsätts för de högsta kopplingsöverspänningarna

7.3.4 Kommentarer simuleringar av kopplingsöverspänningar

Enligt IEEE-standard [41] så kan kopplingsöverspänningar anta ett värde av upp till 3 pu vid återtändningar. Detta motsvarar i så fall en fasspänning om 80,8 kV. I de simulerade fallen registrerades en maximal överspänningsnivå om 2.2 pu (fasspänning) vid spänningssättning. Utifrån detta kan konstateras att spänningssättning inte är ett dimensionerande fall. Simuleringarna visar att högre max spänningar uppstår vid användning av vacuumbrytarmodellen. Slutligen kan konstateras att den skillnad i dimensionerande spänningsnivå (98 %) då PSCADs bytarmodell och när vakuumbrytarmodell används är mycket liten.

7.3.5 Dimensionerande överspänningar vid felfall

En granskning av simuleringstudier genomförda av Siemens har visat att de dimensionerande överspänningarna fås på grund av resonans som uppstår vid felfall. Det fall som ger de absolut högsta överspänningarna på såväl 130 kV och 30 kV är fel i anslutningspunkten i Bunkeflo i en situation då endast en 30 kV radial är inkopplad.

7.4 Val av isolationsnivå för transformator

Utifrån resultaten av genomförda studier framgår att den nödvändiga isolationsnivån för Lillgrunds transformator överensstämmer med den högsta isolationsnivån som anges i IEEE-standard för 145 kV [42] enligt Tabell 20. I tabellen redovisas även isolationsnivåer enligt IEC [22].

Tabell 20. Isolationsnivåer enligt IEC- och IEEE standard samt isolationsnivå för Lillgrund (understrukna)

Systemspänning (huvudspänning) kV, rms	Isolationsspänning (BIL) kV, toppvärde	
	<u>IEC 60071-1</u>	<u>IEEE std 1313.1-1996</u>
36	145	
	170	<u>200</u>
145	450	450
	550	550
	650	<u>650</u>

7.5 Sammanfattning av resultat

Resultatet av de beräkningar och simuleringar som har genomförts visar att de högsta överspänningarna fås vid felfall. Överspänningarna vid felfall är en följd av resonans mellan induktiva och kapacitiva delar av vindkraftparken. Dimensionerande fall är kortslutning i anslutningspunkten på land (Bunkeflo) vilket resulterar de högsta överspänningarna på såväl 130 kV som 30 kV.

Kopplingsöverspänningar har simulerats med PSCADs inbyggda brytarmodell och med en vakuumbrytarmodell. Simuleringarna visar att vakuumbrytarmodellen ger upphov till högst maximala överspänningar. Enligt IEEE:s standard [41] skall dimensionering ske baserat på den överspänning som uppstår i 98 % av de simulerade fallen. Denna spänningsnivå är i sorts sett lika vid användning av PSCADs inbyggda modell och vakuumbrytarmodellen. Vid dessa simuleringar har överspänningar för de olika kraftverken identifierats i två av radialerna, simuleringarna visar att de olika kraftverken utsätts för spänningar med mycket olika utseende, de beräknade fas- och huvudspänningarna är dock ganska lika för de olika kraftverken.

8 Slutsatser

Rapporten har behandlat design av elsystem för havsbaserade vindkraftparker vilket inbegriper ett stort antal områden. Här ges en sammanfattning av de slutsatser som kan dras.

Elsystem för havsbaserade vindkraftparker beskrivs redan i samband med tillståndansökan. Detta innebär att den tekniska designen av elsystemet redan i detta tidiga projektskede helt eller delvis blir låst. Det är därför viktigt att genomföra förstudier som ordentligt utreder olika tekniska lösningars inverkan på investeringskostnader och förluster. Det är även motiverat att utreda risker för förlorad energiproduktion som följd av eventuella kabelfel eller fel på transformatorn som ansluter vindkraftparken till elnätet. Generellt kan sägas att en lösning med en havsbaserad transformatorplattform innebär mycket större risker än en lösning med anslutning av ett flertal kablar till ett ställverk i land. Å andra sidan medför en anslutning med flera kablar till land en betydligt större miljöpåfrestning vilket kan innebära en försvårad och mer utdragen tillståndsprövning.

Vid planering av uppsamlingsnät för stora havsbaserade vindkraftparker där transformatorer skall placeras till havs påverkas investeringskostnaden och förlustkostnaden i stor utsträckning av valet mellan en eller två plattformar, men även av plattformarnas placering. Resultaten i denna rapport pekar på att det för den svenska delen av Kriegers flaks vindkraftpark bör vara billigast med användning av endast en plattform. Vid planering av uppsamlingsnät bör investerings- och förlustkostnad jämföras för ett flertal alternativ.

Anläggningen bör designas för att uppnå en god projektekonomi. Som en del av dimensioneringen krävs en specifikation av vilka krav som skall gälla för drift vid spännings- och frekvensvariationer. Svenska Kraftnäts generella krav kan här vara en utgångspunkt. De specifika kraven bör formuleras i kontrakt mellan projektören och nätägaren i varje specifikt projekt. Svenska Kraftnäts generella krav på överföring av nominell effekt stationärt vid 90 % spänning under kontinuerlig drift kan exempelvis ha en avgörande betydelse för dimensioneringen av både plattformstransformatorn och exportkabeln.

Styrning av reaktiv effekt för att uppfylla SvKs krav på nollutbyte av reaktiv effekt måste utredas för de vindkraftverk som är aktuella. Rapporten visar metodiken för att verifiera behov av reaktiv effekt. För Kriegers flaks vindkraftpark visar rapporten att det endast krävs konsumtion av reaktiv effekt. Behovet av reaktiv effekt bör undersökas i ett tidigt projektskede baserat på verkliga PQ-kurvor som redovisar tillgänglig reaktiv effekt för de aktuella vindkraftverken. Detta är enda sättet att säkerställa att kraven uppfylls. I en situation där den tillgängliga reaktiva effekten ej kan uppfylla kravet på reaktiv effektbalans bör möjligheten att utöka vindkraftverkens reaktiva effekt diskuteras med leverantören. En alternativ lösning kan vara att addera separat utrustning för produktion eller konsumtion av reaktiv effekt.

Rapporten pekar på att leverantören av vindkraftverken bör ta ansvar för att vindkraftverken är säkert dimensionerade vad gäller isolationsnivå och utrustade med överspänningsskydd om ett sådant krävs. Leverantören av

vindkraftverken bör även ta ansvar för att vindkraftverkens skyddssystem är korrekt inställt för säker bortkoppling vid fel inom vindkraftverket och att förmågan att hantera spänningsdippar, s.k. "fault ride through" och krav på elkvalitet vad gäller övertoner och flicker enligt IEC uppfylls.

Vid genomförande av ett projekt utförs ett stort antal beräkningar och simuleringar för dimensionering och verifiering av vindkraftparkens elsystem. Rapporten beskriver vilka beräkningarna och simuleringssstudier som bör genomföras i olika projektfaser. Användning av simuleringar rekommenderas dels för att verifiera vindkraftparkens fault ride through kapacitet och även för isolationskoordinering. En isolationskoordinering visar vilka situationer som ger upphov till de högsta överspänningar och vilka marginaler som finns till maximal spänningspåkänning för utrustningen. Simuleringar rekommenderas även som ett verktyg vid planering av mätningar för att bestämma krav på mätsystemet och var i vindkraftparken mätgivare bör placeras.

För genomförande av simuleringssstudier krävs modeller av vindkraftparkens komponenter. Rapporten redovisar vilka modeller som är lämpliga för simulering av brytarkopplingar och felfall. Rapporten redovisar även vilka data som bör efterfrågas av leverantörer. Generellt kan sägas att det går att representera systemet relativt väl med PSCADs standardmodeller. Simulering av kopplingstransienter kräver dock specifika högfrekvensmodeller av transformatorer och brytare, dessa bör vara baserade på strökapacitanser för transformatorer och även specifika data för brytare. För simulering av felfall bör en standard PSCAD-modell av transformatorerna kompletterad med strökapacitanser ge en tillräckligt god representation.

Genomförande av dynamiska simuleringar för att verifiera fault ride through bör genomföras med en vindkraftverksmodell från leverantören. Det är viktigt att verifiera att modellerna finns tillgängliga i det simuleringsprogram där det anslutande elnätet är modellerat (normalt PSS/E i Sverige). Rapporten ger förslag på hur modellerna bör vara verifierade av leverantören. Dessa modeller bör efterfrågas som en del av upphandlingen av vindkraftverken.

Rapporten redovisar resultat från simuleringar av transienter orsakade av brytarkoppling för Lillgrunds vindkraftpark. Simuleringar har genomförts med PSCADs standardbrytarmodell och med en vakumbrytarmodell. Resultaten visar att överspänningarna blir något högre med vakumbrytarmodellen. En modell baserad på verkliga brytaregenskaper bör därmed användas om det går att få fram en realistisk modell för den aktuella brytaren.

En jämförelse av simuleringar som genomförts av VPC och de simuleringsresultat som Siemens presenterat för Lillgrunds vindkraftpark visar att anläggningen utsätts för de värsta överspänningarna i samband med fel i 130 kV nätet. Allra värst påkänningar uppstår då endast en av vindkraftparkens radialkablar är ansluten.

Referenser

- [1] Sörensen P, Hansen A, Janosi L, Bech J, Bak-Jensen B, "Simulation of interaction between Wind Farm and Power System", Risø National Laboratory, Roskilde, 2001.
- [2] Jauch C, Sörensen P, Norheim I, Rasmussen C, "Simulation of the impact of wind power on the transient fault behavior of the Nordic power system ", Science Direct, Electric Power Systems Research 77 (2007), pp 135-144.
- [3] Liljestrand L, Sannino A, Breder H, Johansson S, "Transients in the Collection Grids of Large Offshore Wind Parks", Proceedings of Nordic Wind Power Conference, 22-23 May, 2006, Espoo, Finland.
- [4] Kindlund G, Larsson M, Törnkvist M, Norling J, "Vindbruk vid Trolleboda, Miljökonsekvensbeskrivning", Utgåva 1, Vattenfall, 2006
- [5] "Etablering av vindkraft på land", Allmänna råd 1995:1, Boverket 1995
- [6] "Ljud från vindkraftverk", Naturvårdsverket rapport 6241, Naturvårdsverket, 2001
- [7] Almgren M "Ljud från vindkraft, Utredning inför Naturvårdsverkets allmänna råd", Elforsk rapport 06:02, Elforsk, 2006
- [8] Van Bussel GJW, Schöntag C "Operation and Maintenance Aspects of Large Offshore Windfarms", Proc. EWEC 1997 Conference, Dublin, Ireland, October, 1997
- [9] "Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion: Betänkande av Nätanslutningsutredningen", SOU 2008:13, Statens offentliga utredningar, 2008
- [10] Martander O, "DC Grids for Wind Farms", Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, 2002
- [11] Lundberg S, "Configuration study of large wind parks", Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg, 2002
- [12] "Bestämmelser om anläggning och utformning av helikopterflygplats", BCL-F 2.3, Luftfartsstyrelsen
- [13] Frankén B, Breder H, Dahlgren M, Nielsen EK "Collection grid topologies for off-shore wind parks", Proceedings of Cired 18th conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005.
- [14] Breder H, Sannino A, "Reliability of Collection Grid for Large Offshore Wind Parks", Proceedings of Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm 11-15 June 2006
- [15] <http://www.metalsmarket.net> (2008-01-14)
- [16] <http://www.cruonline.crugroup.com> (2008-01-14)
- [17] Lag (2003:113) om elcertifikat
- [18] Lag (2005:404) om ändringar i ellagen, 3 kap. 16§
- [19] IEEE Std 1120-2004, Planning, Design, Installation and Repair of Submarine Power Cable Systems, IEEE, 2005

- [20] "Design of offshore wind turbine structures", Offshore standard, DNV-OS-J101, Det Norske Veritas, 2004
- [21] IEC 71-2 Insulation co-ordination – Part 2: Application guide, 3rd Edition, International Electrotechnical Commission, 1996
- [22] IEC 60071-1 Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules, 8th Edition, International Electrotechnical Commission, 2006
- [23] Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar, SvKFS 2005:2, ISSN 1402-9049
- [24] Vindkraftverk – Del 21: Mätning och bedömning av elkvalitet för nätanslutna aggregat, SS-EN 61400-21, Svenska Elektriska Kommissionen, 2002
- [25] Hansen AD, Januch C, Sörensen P, Iov F, Blaabjerg F, "Dynamic wind turbine models in power simulation tool DigSILENT", Risø National Laboratory, Roskilde, 2003.
- [26] Shibaya Y, Fujita S, Hosokawa N, "Analysis of very fast transient overvoltage in transformer winding" Proceedings Gener. Transm. Distrib., Vol 144, No 5, 1997, pp 471-467
- [27] Morched A, Marti L, Ottevangers J, "A High Frequency Transformer Model for the EMTP", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, July 1993
- [28] Liu Y, Sebo SA, Caldecott R, Kasten DG, Wright SE, "Power Transformer Resonance-Measurements and Prediction". Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992.
- [29] Rao BK, Gajjar G, "Development and Application of Vacuum Circuit Breaker Model in Electromagnetic Transient Simulation", Power India Conference, 10-12 April, IEEE, 2006
- [30] Das J C, "Surge transference through transformers", Conf. Record, Pulp and paper industry Technical Conference, 2002, pp 24-32.
- [31] Popov M, "Switching Three-Phase Distribution Transformers with a Vacuum Circuit Breaker", Delft University of Technology, Delft, 2002
- [32] Soysal OA, "A method for wide frequency modeling of power transformers and rotating machines" IEEE trans. On Power Delivery, Vol. 8 No 4, 1993, pp 1802-1810
- [33] Snelson JK, "Propagation of travelling waves on transmission lines – frequency dependent parameters", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Issue 1, 1972, pp85-91
- [34] Gustavsen B, Martinez J A, Burbak D, Parameter Determination for Modeling System Transients – Part II: Insulated cables, IEEE trans. On power delivery, vol 20, no 3, July 2005
- [35] Renz R, "High Voltage Vacuum Interrupters – Technical and Physical Feasibility versus Economic Efficiency", XXIIInd Int. Symp. on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, Volume 1, 25-29, Matsue, Sept. 2006
- [36] Greenwood A, Glinkowski M, "Voltage escalation in vacuum switching operations", IEEE Transactions on power delivery, Vol. 3, No 4, Okt. 1998
- [37] Fu YH, Damstra GC, "Switching Transients During Energizing Capacitive Load by a Vacuum Circuit Breaker", IEEE transactions on Electrical Insulation, Vol 28, No. 4, Aug. 1993

- [38] Soysal OA, "Voltage stresses in a distribution transformer under non-ideal switching conditions", Proc. Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, 31 Jan.-4 Feb., IEEE, 1999
- [39] Helmer L, Lindmayer M, "Mathematical Modeling of High Frequency Behaviour of Vacuum Interrupters and Comparison with Measured Transients I Power Systems", XVIIth International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, 1996. Proceedings. ISDEIV, Volume 1, 21-26 July 1996 Page(s):323 - 331 vol.1
- [40] Hansen D, Clemens J, Sørensen P, Iov F, Blaabjerg F, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT", Risø National Laboratory, Roskilde, 2002
- [41] IEEE Std 1313.2-1999, IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination, IEEE 1999
- [42] IEEE Std 1313.1-1996, IEEE Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles and Rules, IEEE 1996